



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

ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS
INTERNACIONALES EN LATINOAMÉRICA

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

PEDRO IGNACIO GUTIÉRREZ ARRIAGADA

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: PEDRO IGNACIO GUTIÉRREZ ARRIAGADA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS
INTERNACIONALES EN LATINOAMÉRICA

Actualmente, los bajos costos y la despreciable contaminación de las ERNC están aumentando la penetración de las mismas en los sistemas de potencia alrededor del mundo. Para aprovechar la complementariedad y variabilidad de las ERNC en Latinoamérica, se deben realizar interconexiones internacionales entre los países con gran potencial renovable. Estas interconexiones, además, potenciarían la eficiencia y reducirían costos de operación. Sin embargo, la factibilidad de la operación de sistemas interconectados debe ser validada mediante estudios de estabilidad.

El objetivo de la presente tesis es analizar la estabilidad de un futuro escenario de interconexión regional en Latinoamérica, considerando el máximo aprovechamiento del potencial solar nacional y de las ERNC a nivel regional. El modelo utilizado simula la operación del sistema eléctrico latinoamericano interconectado para el año 2030, el cual se obtuvo de un estudio de planificación latinoamericano.

La metodología utilizada se basa en la selección de contingencias severas y escenarios críticos de operación, y la ejecución del estudio de estabilidad junto con la implementación de medidas correctivas en el sistema implementado.

Los resultados muestran que el sistema latinoamericano interconectado estudiado se mantiene estable frente a las contingencias severas seleccionadas en los escenarios críticos propuestos al ejecutar una serie de medidas correctivas.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
2. Justificación de las interconexiones eléctricas en la región	4
2.1. Introducción	4
2.2. ERNC en Sudamérica	4
2.2.1. Potencial de generación ERNC en Sudamérica	4
2.2.2. Capacidad ERNC instalada en Sudamérica	5
2.2.3. Complementariedad energética en Sudamérica	7
2.3. Estado actual de las interconexiones regionales en América del sur	8
2.4. Estudios de interconexiones eléctricas en América del Sur	11
2.4.1. La red del futuro (2017)	12
2.4.2. Interconexión de Estados Andinos (2009)	13
2.4.3. Interconexión del Arco Norte (2017)	14
2.4.4. Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile	16
2.4.5. Wheeling de energía de Chile por Argentina	16
2.4.6. Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil	17
2.4.7. Interconexión Bolivia-Perú	18
2.4.8. Interconexión Chile-Perú	19
2.4.9. Interconexión Chile-Bolivia	21
2.4.10. Interconexión Colombia-Panamá	21
2.4.11. Interconexión Argentina-Brasil (Ampliar su operación)	22
2.4.12. Interconexión Perú-Ecuador (Reactivar su operación)	22
2.4.13. Interconexión Perú-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Inambari	23
2.4.14. Interconexión Bolivia-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Cachuela Esperanza	23
2.4.15. Conclusiones	24
3. Estabilidad y planificación de sistemas de potencia	25
3.1. Introducción	25
3.2. Revisión de estudios de estabilidad en interconexiones eléctricas alrededor del mundo	25
3.2.1. Interconexión Turquía-Unión Europea	26
3.2.2. Interconexión Isla de Creta-Sistema Continental Griego	28

3.2.3.	Interconexión Omán-Emiratos Árabes Unidos	29
3.2.4.	Interconexión Filipinas-Sabah	31
3.2.5.	Interconexión Túnez-Libia	32
3.2.6.	Interconexión Perú-Ecuador	32
3.3.	Estudios de planificación de generación y transmisión en Latinoamérica	33
3.3.1.	Planificación del sistema latinoamericano (BID)	33
3.3.2.	Planificación del sistema latinoamericano: con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización	33
3.3.3.	Otros ejercicios de planificación del sistema latinoamericano	35
3.4.	Estabilidad de sistemas de potencia	37
3.4.1.	Estabilidad de ángulo del rotor	38
3.4.2.	Estabilidad de voltaje	40
3.4.3.	Estabilidad de frecuencia	41
3.4.4.	Efectos de las TGVCC en la estabilidad	43
3.4.5.	Estrategias para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia	51
4.	Metodología	66
4.1.	Desarrollo del modelo dinámico	67
4.2.	Selección de escenarios, contingencias y áreas eléctricas	67
4.3.	Estudio de estabilidad	68
5.	Caso de estudio	70
5.1.	Descripción del sistema	70
5.1.1.	Capacidad instalada	72
5.1.2.	Sistema de transmisión	72
5.1.3.	Sistemas de almacenamiento	74
5.2.	Escenarios críticos de operación	75
5.3.	Áreas eléctricas	75
5.4.	Contingencias críticas	77
5.5.	Implementación del modelo en DIgSILENT Power Factory	78
5.5.1.	Sistemas de generación y sus controles asociados	79
5.5.2.	Sistema de transmisión	81
5.6.	Reforzamientos y compensaciones	83
6.	Resultados	85
6.1.	Escenario de mínima demanda	85
6.1.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1	85
6.1.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2	86
6.1.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3	87
6.1.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2	88
6.1.5.	Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	89
6.1.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	92
6.2.	Escenario de máxima demanda	93

6.2.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1	93
6.2.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2	94
6.2.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3	95
6.2.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2	96
6.2.5.	Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	97
6.2.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	100
6.3.	Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC	101
6.3.1.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1	101
6.3.2.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2	102
6.3.3.	Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3	103
6.3.4.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2	104
6.3.5.	Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	105
6.3.6.	Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3	108
7.	Conclusión	110
	Bibliografía	111
8.	Anexo	118
8.1.	Descripción de Nodos	118
8.2.	Capacidad instalada de generación en el sistema latinoamericano implementado.	120
8.3.	Demanda en el sistema latinoamericano implementado.	122
8.4.	Líneas de transmisión	124
8.5.	Inicialización de la simulación RMS de los escenarios de estudio	127
8.6.	Sistema de baterías	128
8.7.	Resumen de las compensaciones ejecutadas durante el estudio de estabilidad	128

Índice de tablas

2.1. Resumen de interconexiones existentes en Sudamérica.	9
2.2. Resumen de las centrales binacionales en Sudamérica.	9
2.3. Resumen de estudios que involucran interconexiones entre países de Sudamérica. . .	11
2.4. Descripción de los escenarios a analizar en el estudio de una gran interconexión latinoamericana.	12
2.5. Descripción de las interconexiones del estudio.	13
2.6. Escenarios y fecha de puesta en servicio de las interconexiones.	13
2.7. Escenarios y resultados del análisis económico del proyecto de interconexión Perú-Chile.	20
3.1. Grandes Blackouts del mundo.	25
3.2. Resumen de valores propios dominantes de los casos A, B, C y D que muestran perjuicios en el amortiguamiento ante la inclusión de DFIGs.	45
3.3. Resumen de valores propios dominantes de los casos A, B, C y D que muestran mejoras en el amortiguamiento ante la inclusión de DFIGs.	46
3.4. Parámetros típicos de un PSS.	53
3.5. Parámetros de los PSSs en cada caso de estudio.	54
3.6. Parámetros de los modelos de resistencias de frenado.	55
3.7. Rango típico de compensación serie.	58
3.8. Resumen de las características de los distintos equipos FACTS existentes.	59
5.1. Capacidad instalada por país y tecnología para el 2030.	72
5.2. Sistemas de almacenamiento por país para el 2030.	74
5.3. Especificaciones de los escenarios de operación seleccionados	75
5.4. Capacidad instalada y despacho por zona eléctrica y escenario.	75
5.5. Especificaciones de las desconexiones intempestivas de generación para cada área y escenario.	77
5.6. Especificaciones de las fallas trifásicas en interconexiones para cada escenario.	77
5.7. Líneas reforzadas para una correcta operación estática dentro de los márgenes permitidos.	83
5.8. Líneas compensadas con reactores para una correcta operación estática dentro de los márgenes permitidos.	83
5.9. Compensaciones capacitivas e inductivas en los principales nodos del sistema.	84
8.1. Cantidad de nodos representativos de cada país en el sistema latinoamericano implementado.	118
8.2. Descripción de los 64 nodos del sistema latinoamericano implementado.	119
8.3. Capacidad instalada de generación por nodo y tecnología en el sistema latinoamericano implementado	120
8.4. Demanda nodal por escenario en el sistema latinoamericano implementado	122

8.5. Líneas de transmisión en el sistema latinoamericano implementado.	124
8.6. Sistema de almacenamiento en el sistema latinoamericano implementado.	128
8.7. Resumen de las compensaciones realizadas en el estudio de estabilidad.	128

Índice de ilustraciones

2.1. Potencial ERNC en la región.	5
2.2. Capacidad instalada de generación ERNC en la región.	6
2.3. Potencial complementariedad energética en la región.	7
2.4. Complementariedad energética estacional entre Chile y Brasil. Fuente: [1].	8
2.5. Interconexiones existentes y en estudio de Sudamericana.	10
2.6. Pasos para el ejercicio de la optimización en la expansión de capacidad.	12
2.7. Esquema metodológico del análisis técnico-económico. Fuente: [2].	14
2.8. Sistemas eléctricos de los países del Arco Norte interconectados. Fuente: [3].	15
2.9. Swap energético desde Paraguay-Argentina hacia Chile. Fuente: [4].	16
2.10. Wheeling energético de Chile cruzando por Argentina. Fuente: [4].	17
2.11. Mapa de interconexión entre Argentina-Paraguay-Brasil. Fuente: [4].	18
2.12. Mapa de interconexión entre Chile-Bolivia. Fuente: [4].	21
3.1. Ruta completa de las interconexiones propuestas por el GCC.	30
3.2. Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente: [5].	34
3.3. Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente: [5].	35
3.4. Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia. Fuente: [6].	38
3.5. Una ilustración de la respuesta de frecuencia de un sistema de potencia luego de la desconexión de su mayor unidad de generación. Fuente: [7].	42
3.6. Sistema de prueba de tres áreas. Fuente: [8].	44
3.7. Polos resultantes del análisis modal a) Escenario A b) Escenario B. Fuente: [8].	44
3.8. Velocidad de generadores a través de una falla trifásica en cada caso propuesto (a) Generador 32527 - Escenario 1 (b) Generador 33216 - Escenario 2. Fuente: [9].	46
3.9. Lazo de control de potencia activa del convertidor de un sistema de generación solar fotovoltaico que contiene al control droop. Fuente: [10].	48
3.10. Función del control droop.	48
3.11. Frecuencia del sistema ante contingencias (a) Aumento de carga (b) Disminución de carga. Fuente: [11].	49
3.12. Control de ángulo pitch con la velocidad de giro del rotor como referencia. Fuente: [12].	49
3.13. Lazos de controles droop e inercial acoplados. Fuente: [12].	50
3.14. Variables medidas ante un impacto de carga. (a) Frecuencia del sistema (b) Potencia activa entregada por el DFIG. Fuente: [12].	50
3.15. Respuesta en frecuencia de sistemas de potencia pequeños, medianos y grandes ante un evento de desconexión de generación de la misma magnitud en cada sistema. Fuente: [7].	51
3.16. Acción de control de un PSS y AVR en un sistema de generación sincrónica (sin amortiguadores).	52
3.17. Configuración típica de un controlador PSS.	53
3.18. Respuesta del voltaje en bornes del generador G3 durante la contingencia. Fuente: [13].	54

3.19. Bloque de control para resistencias de frenado. Fuente: [14].	56
3.20. Sistema con compensación serie.	56
3.21. Capacidad de potencia de una línea considerando un aumento de la compensación serie	57
3.22. Voltaje en el extremo de una línea considerando un aumento de la compensación serie.	57
3.23. Sistema con compensación shunt (a) modelo simplificado (b) diagrama fasorial. . . .	58
3.24. Static Var Compensator (SVC): TCR/TSR, TSC, reactancia y resistencia conmutada.	60
3.25. Configuración TCR-FC del SVC utilizado. Fuente: [15]	60
3.26. Diagrama del SVC con control PI auxiliar. Fuente: [15].	61
3.27. Respuesta de las variables medidas. (a) ángulo del rotor del GS (b) voltaje en bornes del SVC. Fuente: [15].	61
3.28. Topologías de STATCOMS: (a) Basados en VSI y CSI (b) STATCOM con sistema de almacenamiento (BESS).	62
3.29. Lazos de control de corrientes internas del BESS/STATCOM. Fuente: [16].	62
3.30. Lazos de control externos del BESS/STATCOM (a) Potencia reactiva (b) Potencia activa. Fuente: [16].	63
3.31. Ángulo del rotor del generador sincrónico más afectado ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 2. Fuente: [16].	64
3.32. Voltaje en bornes del BESS/STATCOM ante distintas capacidades del BESS/STAT- COM - Caso 2. Fuente: [16].	64
3.33. Ángulo del rotor del generador sincrónico más afectado ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 3. Fuente: [16].	64
3.34. Voltaje en bornes del BESS/STATCOM ante distintas capacidades del BESS/STAT- COM - Caso 3. Fuente: [16].	65
4.1. Metodología del estudio de estabilidad transitoria del mega-sistema interconectado latinoamericano proyectado para el año 2030.	66
5.1. Localización de los nodos centroamericanos propuestos para el año 2030.	70
5.2. Localización de los nodos sudamericanos propuestos para el año 2030.	71
5.3. Sistema de transmisión sudamericano propuesto para el año 2030.	73
5.4. Sistema de transmisión centroamericano propuesto para el año 2030.	74
5.5. Áreas eléctricas implementadas en sistema latinoamericano.	76
5.6. Áreas eléctricas implementadas en sistema sudamericano.	78
5.7. Modelo de planta de la central solar <i>WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz</i> .	80
5.8. Modelo de planta de la central eólica type 4 <i>WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz</i> .	80
5.9. Modelo de control del Phase-locked loop (PLL) utilizado.	81
5.10. Modelo dinámico del enlace HVDC <i>HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)</i> .	82
5.11. Modelo dinámico del Static VAR Compensator (SVC).	84
6.1. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima demanda.	86
6.2. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima demanda.	86
6.3. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima demanda.	87
6.4. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima demanda.	87
6.5. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima demanda.	88
6.6. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima demanda.	88

6.7. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (195 MW) - Escenario de mínima demanda.	89
6.8. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (195 MW) - Escenario de mínima demanda.	89
6.9. Localización de la falla trifásica en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima demanda.	90
6.10. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima demanda.	90
6.11. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima demanda.	91
6.12. Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima demanda.	91
6.13. Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima demanda.	92
6.14. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (816 MW) - Escenario de mínima demanda.	92
6.15. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (816 MW) - Escenario de mínima demanda.	93
6.16. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de máxima demanda.	94
6.17. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de máxima demanda.	94
6.18. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de máxima demanda.	95
6.19. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de máxima demanda.	95
6.20. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de máxima demanda.	96
6.21. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de máxima demanda.	96
6.22. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (560 MW) - Escenario de máxima demanda.	97
6.23. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (560 MW) - Escenario de máxima demanda.	97
6.24. Localización de la falla trifásica en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de máxima demanda.	98
6.25. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de máxima demanda.	98
6.26. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de máxima demanda.	98
6.27. Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de máxima demanda.	99
6.28. Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de máxima demanda.	99
6.29. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (208 MW) - Escenario de mínima demanda.	100
6.30. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (208 MW) - Escenario de mínima demanda.	100

6.31. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC. . .	101
6.32. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	102
6.33. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC. . . .	102
6.34. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	103
6.35. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC. . .	103
6.36. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	104
6.37. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (676 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	104
6.38. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>Panama_Colombia</i> (676 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	105
6.39. Localización de la falla trifásica en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	105
6.40. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC. . .	106
6.41. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	106
6.42. Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	107
6.43. Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVAC <i>BR_Madeira-BO_SIN</i> (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	107
6.44. Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (758 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	108
6.45. Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea <i>AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC</i> (758 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.	108
8.1. Resultados del <i>Verification Report</i> en la inicialización de la simulación RMS - Escenario mínima demanda.	127
8.2. Resultados del <i>Verification Report</i> en la inicialización de la simulación RMS - Escenario máxima demanda.	127
8.3. Resultados del <i>Verification Report</i> en la inicialización de la simulación RMS - Escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.	127
8.4. Compensaciones localizadas en el sistema latinoamericano interconectado.	129

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Las interconexiones eléctricas entre países tienen amplios beneficios económicos y técnicos, por lo que han sido un tema ampliamente discutido a lo largo del mundo. Entre sus beneficios técnicos destacan el aumento de la confiabilidad de los sistemas interconectados a través del apoyo entre regiones y/o países vecinos; el mejor aprovechamiento de los recursos naturales renovables; y la posibilidad de intercambio de energía eléctrica, potenciando la eficiencia, menores costos y competencia de los mercados.

En Chile, una de las principales razones que incentivan las interconexiones eléctricas radica en la posibilidad de maximizar el aprovechamiento del gran potencial de recursos naturales existentes en el país. En un estudio de potencial de energías renovables no convencionales (ERNC) realizado por la GIZ el año 2014 [17], se determinó el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de nuestro país. Este estudio concluyó que en cuanto a potencial eólico, Chile posee una capacidad instalable de 37.477 MW con factores de planta superiores a un 30 %. En cuanto al potencial solar fotovoltaico (PV), se destaca una capacidad instalable disponible de hasta 1.640.128 MW considerando desde la región de Valparaíso hasta el norte de Chile en base a sistemas de seguimiento en 1 eje. El potencial de sistemas de concentración solar (CSP) disponible es de 552.871 MW desde la región de Atacama hasta el norte de Chile.

Considerando el gran potencial renovable existente -y que la meta de la política energética de Chile para el año 2050 [18] es lograr al menos un 70 % de la generación en base a fuentes renovables-, se concluye que una de las mejores alternativas para lograr este objetivo es mediante la generación solar. De hecho, actualmente la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica es de un poco más de 3.000 MW [19], mientras que en construcción se encuentran más de 1.600 MW. A nivel sudamericano existen otros países como Bolivia, Brasil y Argentina que también destacan por su vasto potencial solar (1.931, 11.559 y 12.512 GW, respectivamente), y otros como Paraguay, Uruguay, Brasil y Argentina que destacan por su potencial eólico (300, 301, 1.570 y 2.849 GW, respectivamente) [1].

A pesar del gran potencial solar y eólico existente en Sudamérica, difícilmente este se podrá explotar a cabalidad si los países de la región operan sus sistemas de potencia de manera aislada. En particular, para el caso de Chile, la operación aislada del sistema eléctrico impide que se explote todo el potencial solar existente, pues la generación superaría con creces la demanda del país.

Si bien el aumento de penetración ERNC mediante interconexiones regionales otorgaría grandes

beneficios económicos y ambientales en Sudamérica, también impondría nuevos desafíos en la operación de los sistemas de potencia. Estos desafíos son debido a que un aumento de penetración ERNC implica un aumento de penetración de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC). Una alta penetración de TGVCC, por una parte, desplaza la generación sincrónica, reduciendo la inercia del sistema debido a que los convertidores no añaden inercia de manera natural. Debido a que el rol de la inercia es contribuir a la conservación de la estabilidad de frecuencia, una disminución de ella resultaría en mayores excursiones de frecuencia y un mayor riesgo de inestabilidad de frecuencia [20],[21]. Por otra parte, una alta penetración de TGVCC reduce los niveles de cortocircuito durante fallas [22],[23] debido a que los convertidores aportan bajos niveles de corrientes de cortocircuito, llegando como máximo a 1.2 veces su corriente nominal [24], mientras que las máquinas sincrónicas pueden aportar entre 6 y 9 veces su corriente nominal [25]. Los niveles de cortocircuitos reflejan si un sistema es débil o robusto, por lo que en sistemas poco robustos con bajos niveles de cortocircuito se esperan mayores variaciones de los voltajes de la red tanto en operación normal como durante contingencias, afectando a la estabilidad transitoria y de voltaje. Por otro lado, los diferentes tipos de interconexiones también presentan desafíos en la operación de los sistemas de potencia interconectados. Por ejemplo, las interconexiones del tipo AC sincrónicas pueden presentar problemas de seguridad asociados a oscilaciones de baja frecuencia o inter-área, colapsos de tensión, inestabilidad transitoria y la propagación de grandes perturbaciones a través del enlace. Las interconexiones del tipo AC asincrónicas pueden ver reducidos los problemas de propagación de fallas entre sistemas [26]. Las interconexiones del tipo HVDC, no presentan los problemas de inestabilidad previos, porque aíslan a los sistemas eléctricos [27], pero introducen nuevos problemas de estabilidad de voltaje [7]. En particular, los enlaces HVDC pueden producir problemas de estabilidad de voltaje tanto por una caída progresiva de tensión a corto plazo como por sobre tensión [28].

De esta forma, para lograr un máximo aprovechamiento de las ERNC en Chile y el resto de Sudamérica manteniendo los niveles de seguridad, se requiere fortalecer las interconexiones eléctricas entre países vecinos de forma de converger a un mega-sistema eléctrico regional. Lo anterior, permitiría no solo aumentar la capacidad explotable de ERNC, sino que también mitigar la variabilidad e incertidumbre del recurso solar y eólico, al aprovechar complementariedad de los recursos naturales entre países. Estas interconexiones a nivel regional, permitirían tanto minimizar los costos de producción al usar fuentes de generación más baratas como incrementar la seguridad de abastecimiento a nivel regional al aumentar la robustez del sistema. Estos beneficios técnicos y económicos, han sido ampliamente demostrados en diferentes estudios que han considerado algún grado de integración regional [1],[4],[29],[3] así como en la práctica de las interconexiones regionales existentes.

Si bien las ventajas de interconectarse con los países vecinos son claras, Sudamérica actualmente no cuenta con el suficiente grado de integración eléctrica para lograr explotar al máximo su potencial ERNC. En efecto, la región cuenta con poco más de 20 interconexiones internacionales, pero la mayor parte de estas están concentrados en Argentina, Paraguay, Uruguay y Brasil. Por este motivo, Sudamérica debe potenciar la integración eléctrica mediante interconexiones que incluyan a los países restantes. En pos de este objetivo, durante los últimos años se han realizado diferentes estudios en el marco de interconexiones en Sudamérica, incluyendo estudios binacionales (interconexión entre dos países) hasta estudios a nivel regional con varias interconexiones [1]. Sin embargo, la mayoría de estos estudios abordan temas económicos en el marco de la planificación de generación y transmisión o la operación del sistema interconectado en régimen permanente, siendo muy pocos los estudios más técnicos que aborden temas de estabilidad o control.

Considerando los efectos que las ERNC pueden tener en la estabilidad y control de los sistemas eléctricos, para avanzar hacia un mega sistema interconectado resulta clave contar con estudios de estabilidad que sean capaces de predecir el comportamiento dinámico durante contingencias,

y entender así, los posibles problemas que puedan surgir. Sólo de esta forma es posible diseñar soluciones que minimicen los posibles problemas de estabilidad y sus consecuencias en la sociedad. En el contexto anterior, en este trabajo se realiza un estudio de estabilidad de la operación futura de un mega-sistema interconectado sudamericano con alta penetración ERNC para el año 2030. El estudio incluye un análisis de los principales problemas de estabilidad que podrían surgir, las peores contingencias que se podrían enfrentar, así como propuestas de medidas correctivas en cada caso.

1.2. Hipótesis

La hipótesis de este trabajo es que es posible maximizar el uso del potencial solar en el norte de Chile mediante interconexiones regionales con los países vecinos, manteniendo la seguridad y estabilidad del sistema.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es analizar la estabilidad de un futuro escenario de interconexión regional en Latinoamérica, considerando el máximo aprovechamiento del potencial solar nacional y de las ERNC a nivel regional.

1.3.2. Objetivos específicos

- Recopilar información sobre el potencial ERNC en Sudamérica y la capacidad instalada en la región.
- Recopilar información sobre interconexiones existentes y en estudio a nivel sudamericano.
- Recopilar información sobre los problemas de estabilidad pre y post-proyectos de interconexiones a nivel mundial.
- Definir un caso de estudio plausible de interconexiones a nivel latinoamericano para el año 2030.
- Definir escenarios y contingencias críticas en términos de estabilidad para el año 2030.
- Evaluar la estabilidad transitoria del mega-sistema interconectado regional del caso de estudio para diferentes condiciones de operación críticas.
- Evaluar las medidas correctivas que se deben ejecutar de forma de mantener la operación del sistema estable.

1.4. Alcances

El presente trabajo aborda la factibilidad técnica, en términos de estabilidad, de un mega sistema eléctrico interconectado a nivel sudamericano. Dentro de los objetivos se incluye, identificar los posibles problemas de estabilidad que se podrían enfrentar, así como proponer medidas correctivas como solución a dichos problemas. Sin embargo, la planificación del sistema en términos de generación y transmisión está fuera del alcance de este trabajo. De hecho, la planificación del sistema interconectado se obtendrá de un estudio de planificación de transmisión y generación regional realizado previamente con varias interconexiones [1].

Capítulo 2

Justificación de las interconexiones eléctricas en la región

2.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza una revisión de las ERNC en Sudamérica, incluyendo la capacidad renovable instalada actual, el potencial renovable y la complementariedad ERNC entre países de la región. También, se revisan las interconexiones eléctricas actuales a nivel sudamericano para luego presentar diferentes estudios técnicos que se han realizado acerca de interconexiones futuras en Sudamérica.

2.2. ERNC en Sudamérica

Las ERNC han estado penetrando fuertemente en la matriz energética de Sudamérica durante las últimas dos décadas. Entre las razones para justificar esta inserción, están el gran potencial renovable de la región y los costos decrecientes de estas tecnologías. En pos de explotar el máximo potencial de estos recursos renovables se debe aprovechar la complementariedad de los mismos, considerando los sistemas interconectados. Es debido a lo mencionado anteriormente que en la presente sección se detalla el potencial solar y eólico por país, y las complementariedades de recursos naturales existentes en la región.

2.2.1. Potencial de generación ERNC en Sudamérica

Varios estudios han determinado el inmenso potencial de generación renovable existente en Sudamérica [30],[31],[32],[1]. Entre los más recientes destaca el estudio del BID [1], donde se determina el potencial eólico y solar fotovoltaico en Latinoamérica. Para ello, determinan las zonas de altos recursos solares, definidas como áreas cuya radiación solar global horizontal es mayor a $175 \frac{W}{m^2}$. En cuanto al potencial eólico, se definen las zonas de alto potencial como las que poseen un factor de planta mayor a 35 %, localizados a 100 metros de altura. Los resultados del potencial bruto de capacidad solar fotovoltaica y eólica, medidos en GW se muestran en la figura 2.1. De la figura 2.1 se destaca el inmenso potencial solar de Argentina, Brasil, Bolivia y Chile, los cuales superan los 1900 GW cada uno. Adicionalmente, se destaca el potencial eólico de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay que superan los 300 GW cada uno.



Figura 2.1: Potencial ERNC en la región.

2.2.2. Capacidad ERNC instalada en Sudamérica

La generación renovable ha sido la principal fuente de generación eléctrica en Sudamérica y Centroamérica, debido al histórico rol de las centrales hidráulicas. De hecho, la generación renovable en Latinoamérica el año 2013, representó más de un 55% de la generación total, mucho más que el promedio mundial igual a un 23% [33]. La capacidad instalada renovable para Latinoamérica en el

año 2019 fue de un 65 % (con un 51 % de capacidad hidráulica), cerca del doble del promedio mundial de 34.7%. Actualmente, el perfil energético sudamericano de generación renovable ha madurado, destacando el crecimiento de las centrales solares y eólicas. La figura 2.2 muestra la capacidad instalada en centrales solares y eólicas en Sudamérica.



Figura 2.2: Capacidad instalada de generación ERNC en la región.

Si bien Sudamérica tiene una matriz energética con bastante ERNC, al compararla con el gran

potencial de la región, no existe ningún país que haya logrado llegar al 1 % del potencial instalable de generación solar y eólica. Esto indica que, a nivel regional, existe una oportunidad única de explotar estos recursos para lograr un desarrollo energético sostenible en la región.

2.2.3. Complementariedad energética en Sudamérica

Si bien la inserción de fuentes de generación de energía renovables trae grandes beneficios para la sociedad, también imponen grandes desafíos en la operación y control de los sistemas de potencia producto de la variabilidad e incertidumbre de los recursos primarios. En este sentido, la región presenta ventajas importantes debido a la complementariedad energética existente. En efecto, la complementariedad geográfica y temporal de los recursos renovables se presenta como un factor clave para lograr una mitigación de la variabilidad de estos recursos en términos diarios y estacionales [1]. La figura 2.3 muestra el potencial de complementariedad de energía solar y eólica, entre Perú y Panamá (3 y 4), dos regiones de Brasil (5 y 6), y Chile y Brasil (1 y 2).

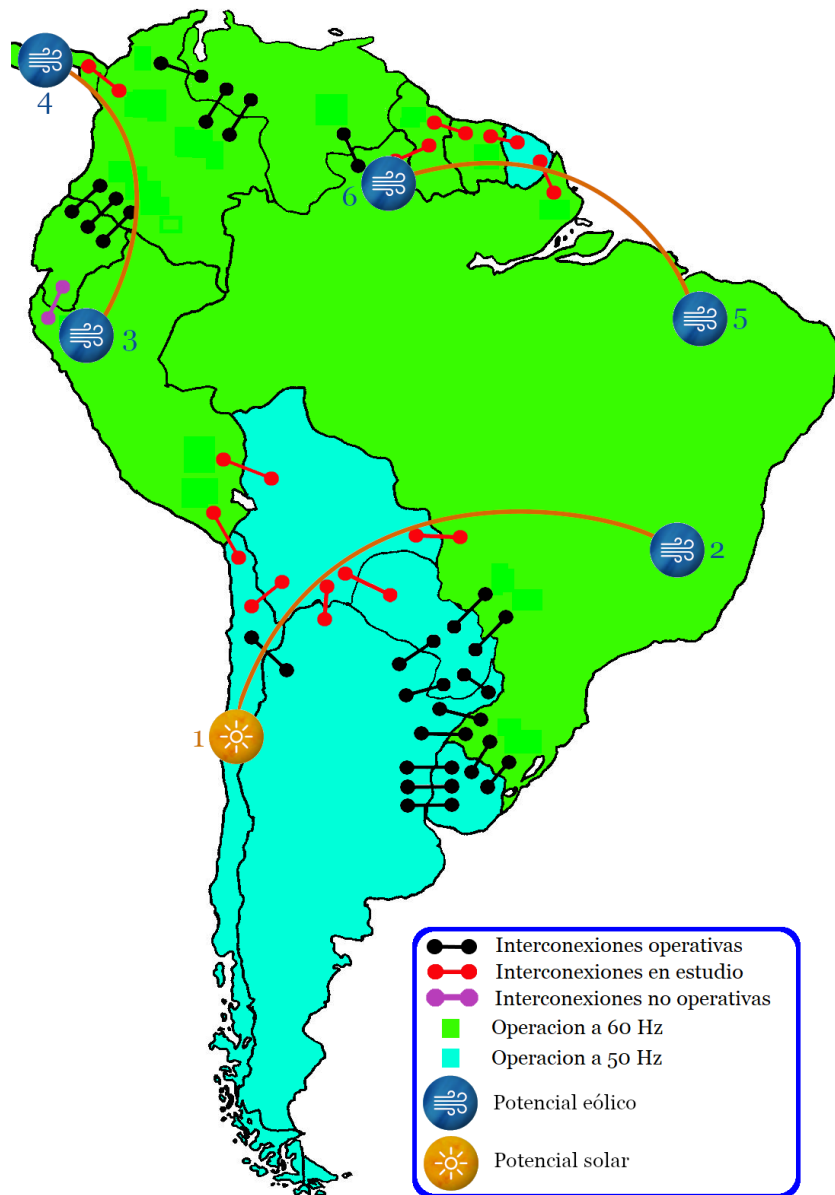


Figura 2.3: Potencial complementariedad energética en la región.

En pos de explicar lo anterior, a continuación, se considera el caso de Chile y Brasil. La figura 2.4 muestra la complementariedad energética entre Chile y Brasil. Por un lado, Brasil tiene un gran potencial de generación eólica durante la noche y Chile un gran potencial de generación solar durante el día. De esta forma, se podría pensar que Chile puede suministrar energía de fuente solar a Brasil durante las horas del día con alta radiación solar, y Brasil puede suministrar energía de fuentes eólicas a Chile durante la noche. Adicionalmente, la figura muestra que existe una mayor complementariedad a nivel estacional entre Chile y Brasil, donde en invierno se potencia la generación eólica y en verano la generación solar. Esta complementariedad de las fuentes de generación solar y eólica, se revela como una oportunidad para la integración eléctrica sudamericana.

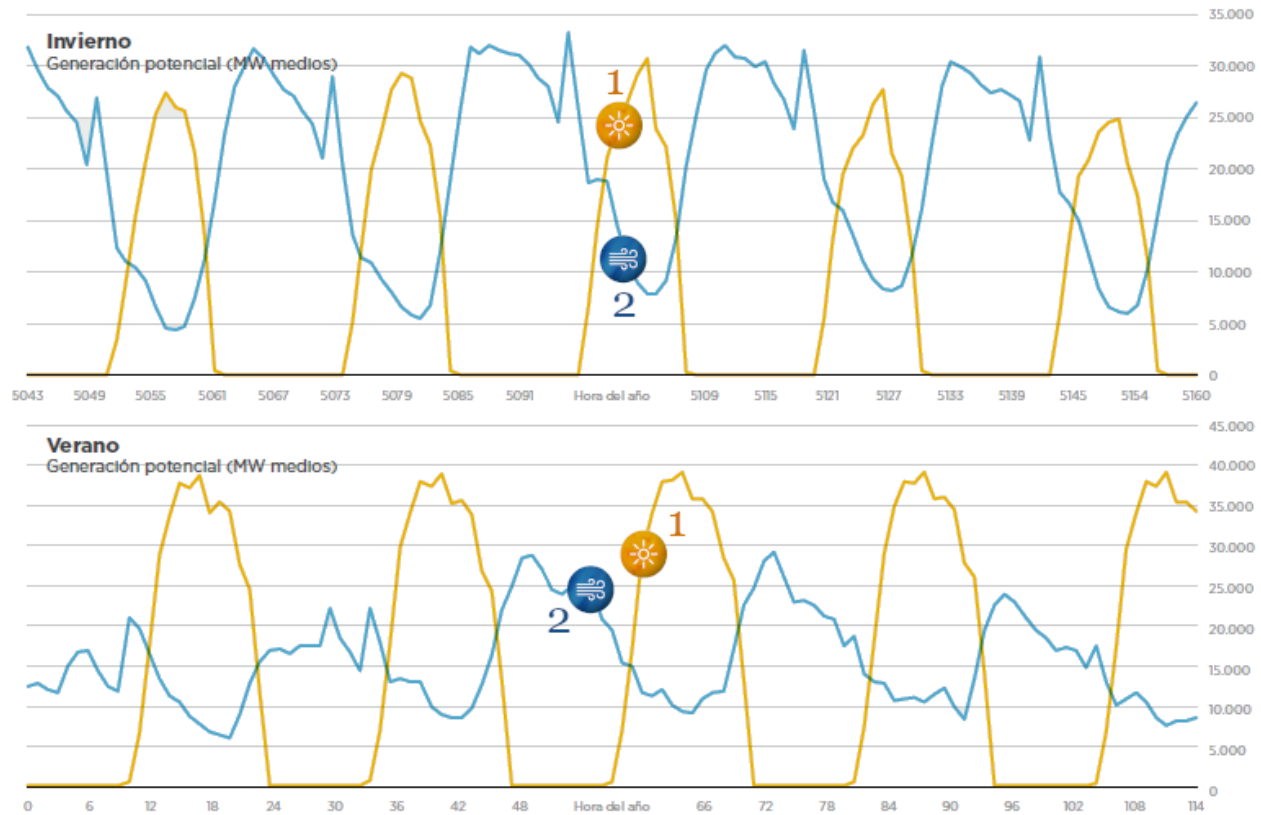


Figura 2.4: Complementariedad energética estacional entre Chile y Brasil. Fuente: [1].

2.3. Estado actual de las interconexiones regionales en América del sur

A mediados del siglo XX se iniciaron las primeras interconexiones en América del Sur, con el fin de explotar los recursos hidroeléctricos de ríos limítrofes y posibilitar conexiones de zonas apartadas hacia sistemas de potencias cercanos. Este es el caso del Río Uruguay, entre Argentina y Uruguay; del Río Paraná entre Argentina y Paraguay, y entre Brasil y Paraguay. En estos ríos se concretarían las represas binacionales Salto Grande (1980), Yacyretá (1994) e Itaipú (1984) respectivamente [34] [35]. Lo anterior marcó el inicio de la integración eléctrica regional en Sudamérica.

Además de las represas binacionales, en la década de los 90 se comenzaron a desarrollar líneas de interconexión con el fin de aprovechar las complementariedades de los recursos naturales (sección

2.2.3) y las diferencias en los husos horarios; aportar a la diversificación de la matriz energética de los países; permitir un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica; y mejorar la confiabilidad y la calidad del suministro. Por otra parte, a inicios del siglo XXI el crecimiento de la generación ERNC ha potenciado el beneficio de aprovechar la complementariedad de los recursos naturales mediante interconexiones, además de aumentar el desafío de asegurar la confiabilidad y seguridad de los sistemas interconectados.

La tabla 2.1 presenta las interconexiones desarrolladas hasta el día de hoy. La tabla muestra un total de 21 interconexiones en Sudamérica, separadas en tres tipos: las operativas, no operativas y de operación en emergencias. La tabla 2.2 muestra las centrales hidroeléctricas binacionales tanto existentes como en estudio. Esta recopilación de interconexiones y centrales binacionales actuales fue obtenida de [35], [1] y [36].

Tabla 2.1: Resumen de interconexiones existentes en Sudamérica.

Ref	Países	Ubicación	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Frec. [Hz]	Observación
1	Co-Ve	Cuestecita - Cuatricentenario	230	150	60	Operativa
2	Co-Ve	Tibú - La Fría	115	36 - 80	60	Operativa
3	Co-Ve	San Mateo - El Corozo	230	150	60	Operativa
4	Co-Ec	Pasto - Quito	230	200 / 250	60	Operativa
5	Co-Ec	Jamondino - Pomasqui	230	250	60	Operativa
6	Co-Ec	Ipiales - Tulcán	138	35	60	Operativa
7	Ec-Pe	Machala - Zorritos	230	110	60	No Operativa
8	Br-Ve	Boa Vista - El Guri	230 / 400	200	60	Operativa
9	Br-Py	Salidas de central Itaipú	500 / 220	14.000	60 / 50	Operativa
10	Br-Py	Foz de Iguazú - Acaray	220 / 138	50	60 / 50	Operativa
11	Ar-Py	El Dorado - Mcal. A. López	220 / 132	30	50	Operativa
12	Ar-Py	Clorinda - Guarambaré	132 / 220	150	50	Operativa
13	Ar-Py	Salidas de central Yacyretá	500	3.200	50	Operativa
14	Ar-Br	Rincón S.M. - Garabi	500	2.200	50 / 60	Operativa
15	Ar-Br	P. de los Libres - Uruguayana	132 / 230	50	50 / 60	Operativa
16	Ar-Uy	Salto Grande - Salto Grande	500	1,89	50	Operativa
17	Ar-Uy	Concepción - Paysandú	132 / 150	100	50	Emergencia
18	Ar-Uy	Colonia Ella - San Javier	500	1.386	50	Operativa
19	Br-Uy	Livramento - Rivera	230 / 150	70	60 / 50	Operativa
20	Br-Uy	Pte. Medici - San Carlos	500	500	60 / 50	Operativa
21	Ch-Ar	C.T. TermoAndes - Sub. Andes	345	633	50	Operativa

Tabla 2.2: Resumen de las centrales binacionales en Sudamérica.

Países	Denominación	Río	Capacidad Instalada [MW]	Observación
Br-Py	Itaipú	Paraná	14.000	En operación
Ar-Ur	Salto Grande	Uruguay	1.890	En operación
Ar-Py	Yacyretá	Paraná	3.200	En operación
Ar-Br	Garabi	Uruguay	1.500	En estudio
Ar-Py	Corpus	Paraná	3.400	En estudio

En la figura 2.5 se presenta el estado actual de las interconexiones de la región, utilizando las referencias numéricas de la tabla 2.1. De la figura se observa que las interconexiones existentes se concentran en dos bloques de países: En el noroeste Ecuador, Colombia, Venezuela, Panamá y Brasil; y en el sureste Chile, Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil.

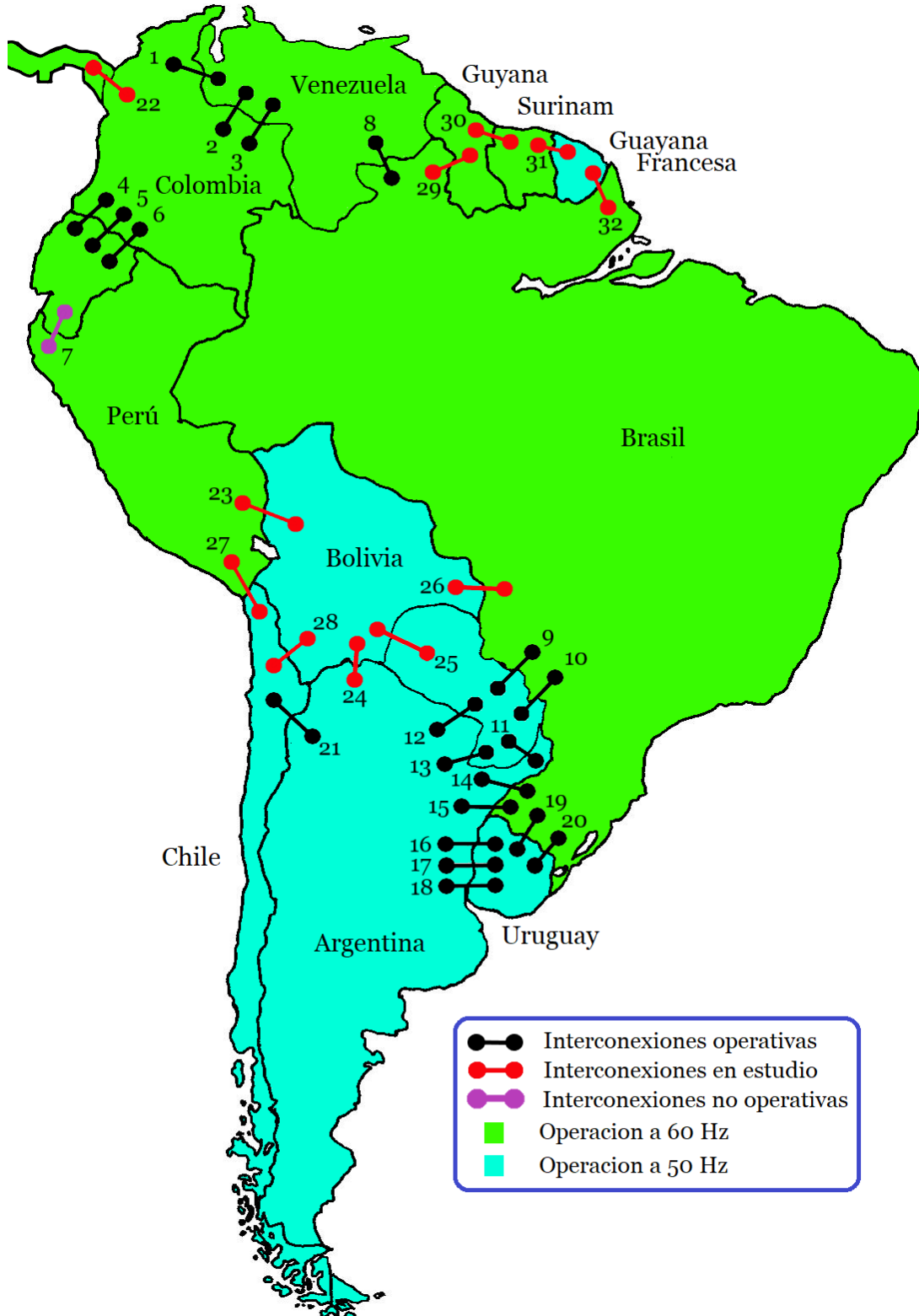


Figura 2.5: Interconexiones existentes y en estudio de Sudamericana.
10

2.4. Estudios de interconexiones eléctricas en América del Sur

A nivel general, los estudios relacionados con interconexiones regionales existentes abordan temáticas técnicas, económicas y regulatorias. En algunos casos se incluye también un análisis medio ambiental y social. Sin embargo, este trabajo se enfoca en la estabilidad de los sistemas interconectados, por lo que en esta recopilación de estudios se hace un mayor énfasis en los estudios que abordan temáticas técnicas.

Los estudios de líneas de interconexión más relevantes en cuanto a nivel de integración eléctrica en Sudamérica, son tres. El primer estudio analiza el proyecto *Arco Norte*[29],[3], el cual considera la integración eléctrica entre Brasil, Guyana, Surinam y Guyana Francesa. El segundo estudio analiza el proyecto *CIERT Project 15* [4], el cual evalúa 12 estudios de líneas de transmisión, entre Chile, Argentina, Perú, Bolivia, Paraguay, Uruguay, Brasil, Colombia, Panamá, Ecuador y otros países centro americanos. El tercer y más actual estudio titulado "*La red del futuro*" del BID [1], analiza el caso de Latinoamérica completamente interconectada, considerando algunas de las interconexiones de los estudios previamente mencionados. La tabla 2.3 muestra un resumen de los estudios de interconexiones a nivel regional. Para complementar la información de la tabla, se ilustran las líneas de transmisión en estudio en la figura 2.5.

Tabla 2.3: Resumen de estudios que involucran interconexiones entre países de Sudamérica.

Ref.	Países Invol.	Tipo de proyecto y/o ubicación de la interconexión	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Frec. [Hz]	Obs.
22	Co-Pa	Cerromatoso - Panamá II	-	300	-	En Estudio
23	Bo-Pe	Mazo Cruz - Puno	230 / 220	125	50 / 60	En Estudio
24	Bo-Ar	Yaguacua - Tartagal	500	500	50	En Estudio
25	Bo-Py	Yaguacua - Loma Plata	-	200	50	En Estudio
26	Bo-Br	Warnes - Puerto Suárez	-	500	50 / 60	En Estudio
27	Ch-Pe	Parinacota - Los Héroes	220	-	50 / 60	En Estudio
28	Ch-Bo	Rad. Tomic - Lag. Colorada	230	180	50	En Estudio
29	Gu-Br	SECC1 - Boa Vista	500	-	60	En Estudio
30	Gu-Su	Garden of Eden - Melkendam	230	-	60	En Estudio
31	Gf-Su	Balata - Menkendam	230	-	50 / 60	En Estudio
32	Gf-Br	Balata - Ferreira Gomes	230	-	50 / 60	En Estudio
33	Pe-Br	Hidro. Binacional Inambari	500	2.200	60	En Estudio
34	Bo-Br	Hidro. Binacional Cachuela Esperanza	500	800	50 / 60	En Estudio
35	Py-Ar-Ch	Swap de energía	-	200	50	En Estudio
36	Ch-Ar	Wheeling de energía	500	-	50	Inviabile según [4]
37	Ar-Py-Br	Hidro. Binacionales Yacyretá e Itaipú	500	2.000	50	En Estudio
38	Ar-Br	Garabi I y II (ampliar operación)	500	2.000	50 / 60	En Estudio
39	Py-Ar-Ur	Swap de energía	-	200	50	En Estudio
40	Ec-Pe	Machala - Zorritos (reactivar operación)	230	110	60	En estudio

2.4.1. La red del futuro (2017)

El estudio *La Red del Futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina* [1] realizado por el BID, tiene como objetivo cuantificar los beneficios de un sistema eléctrico interconectado en América Latina, considerando una alta penetración de generación renovable proyectada para el año 2030. Para lograr esto, se plantean supuestos relacionados con la caracterización geográfica y horaria de las energías renovables (solar, eólica e hídrica), la demanda eléctrica estimada para cada país, los precios de los combustibles, y el costo de inversión por tecnología, entre otros. Las líneas de transmisión utilizadas en este estudio incluyen todas las líneas de interconexión existentes y las que se encuentran en estudio numeradas desde el 23 hasta el 34 (exceptuando el 25) en la tabla 2.3.

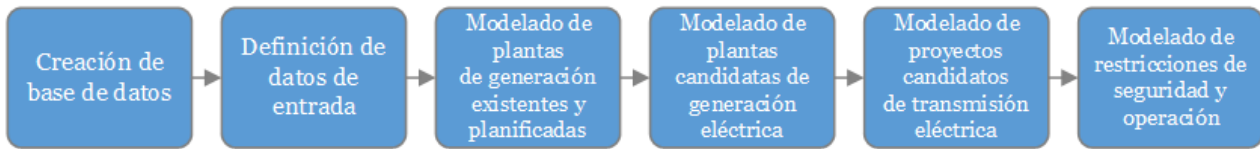


Figura 2.6: Pasos para el ejercicio de la optimización en la expansión de capacidad.

La metodología de planificación del sistema eléctrico usada en este estudio, se resume en la figura 2.6. El modelo resultante es de gran escala, abarcando 21 países, más de 5000 generadores, más de 200 líneas de transmisión. En la metodología se consideran tres escenarios con distintos niveles de penetración ERNC y nivel de interconexión regional. Las características de estos escenarios se muestran en la tabla 2.4. Los escenarios son evaluados en un horizonte de simulación de 15 años y con una resolución de 6 bloques mensuales.

Tabla 2.4: Descripción de los escenarios a analizar en el estudio de una gran interconexión latinoamericana.

Escenarios	Penetración renovable	Integración de transmisión internacional
BASE	Baja	Baja
RE+	Alta	Baja
RE+CO	Alta	Alta

Los resultados del estudio muestran que los costos totales del sistema eléctrico (que incluye los costos asociados a la construcción y operación de la nueva infraestructura), para el caso BASE, son los más altos, seguido del caso RE+, mientras que el caso RE+CO es el más económico. Los costos marginales al final del periodo proyectado (2030) muestran que el menor costo se presenta en el caso RE+, seguido por el caso RE+CO y caso BASE. Por otro lado, los resultados muestran que, aún en el caso BASE, se espera que la participación de energía renovable variable (solar y eólica) aumente casi 4 veces antes del 2030. Finalmente, en los escenarios RE+ y RE+CO, se reducen los factores de polución del aire, disminuyendo las emisiones de CO_2 , NO_x y SO_x , antes del 2030, siendo el caso RE+CO el que tiene el menor nivel de polución. Por el contrario, el caso BASE presenta un aumento considerable en la polución del aire.

2.4.2. Interconexión de Estados Andinos (2009)

En el "*Estudio para análisis de predictibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*"[2] se analiza un posible caso de interconexión entre países andinos. Este estudio tiene como objetivo identificar alternativas económicamente sostenibles y técnicamente viables de intercambios de energía eléctrica a través de interconexiones que abarcan Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. En particular, este análisis examina las interconexiones desde una perspectiva económica, identificando las barreras comerciales, regulatorias y técnicas que existen. Las interconexiones que involucra este trabajo se muestran en la tabla 2.5 (estas interconexiones no se encuentran en la tabla 2.3).

Tabla 2.5: Descripción de las interconexiones del estudio.

Países Invol.	Ubicación	Tensión [kV]	Potencia [MW]	Frec. [Hz]	Fecha de entrada
Co-Ec	San Marcos - Jamondino	500	1.500	60	abr-14
Ec-Pe	Yaguachi - Trujillo	500	1.000	60	ene-15
Pe-Ch	Montalvo - Crucero	500	1.500	HVDC	ene-16
Bo-Ch	Tarija - Chuquicamata	230	340	50	ene-17

El caso de estudio de este trabajo considera la planificación y demanda de los sistemas eléctricos de cada uno de los países involucrados (obtenidos de la autoridad pertinente de cada país) para el periodo que inicia en el año 2010 y finaliza en el 2022. Los escenarios a evaluar se muestran en la tabla 2.6, la cual considera las interconexiones definidas en la tabla 2.5. La metodología del análisis de prefactibilidad es un proceso iterativo que se ilustra en la figura 2.7, de la cual se obtiene el efecto económico que depende de factores como la oferta y demanda, así como temas sociales y ambientales.

Tabla 2.6: Escenarios y fecha de puesta en servicio de las interconexiones.

Fecha de interconexiones	Co-Ec	Ec-Pe	Pe-Ch	Bo-Ch
Escenario Base	Actual			
Escenario 1	2014	2015		
Escenario 2	2014	2015	2016	
Escenario 3	2014	2015	2016	2017

Los resultados obtenidos muestran que la interconexión de los países involucrados conduce a beneficios importantes, superando sin problemas los costos de inversión, operación y mantenimiento. Por esta razón, las interconexiones, en este caso, pueden generar nuevas oportunidades de negocios. Sin embargo, una barrera detectada está en las diferencias en los precios de insumos de generación, que pueden causar rechazo a la interconexión (rechazo que nace de los dueños de generadoras que producen más caro, por lo que tienen menos herramientas para competir en el mercado). En cuanto a mitigar las barreras identificadas en los aspectos regulatorios e institucionales, se plantea una mayor institucionalización con respecto a los temas de armonización regulatoria, coordinación operativa y comercial de las transacciones internacionales, y una coordinación en la planificación eléctrica regional.

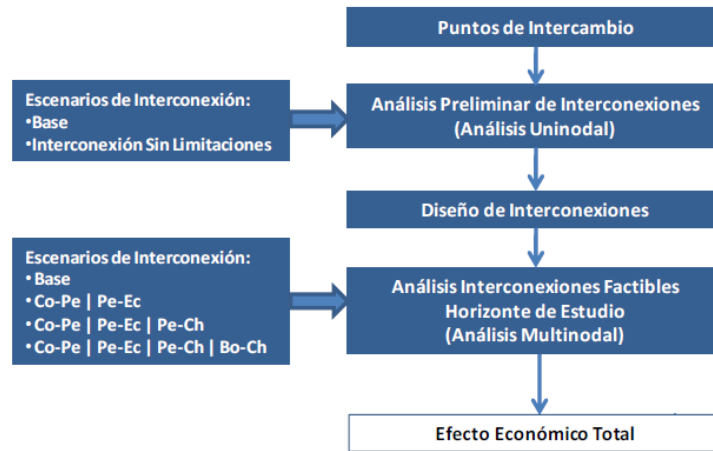


Figura 2.7: Esquema metodológico del análisis técnico-económico. Fuente: [2].

2.4.3. Interconexión del Arco Norte (2017)

El proyecto de interconexión del Arco Norte plantea la integración eléctrica entre Guyana, Surinam, Brasil y Guayana francesa, por medio de una operación, a 220 kV, de las siguientes interconexiones entre: (i) las subestaciones *Boa Vista* (Brasil) y *SECC1* (Guyana); (ii) las subestaciones *Garden of Eden* (Guyana) y *Menkendam* (Surinam); (iii) las subestaciones *Menkendam* (Surinam) y *Balata* (Guayana francesa); y finalmente, (iv) *Balata* (Guayana francesa) y *Ferreira Gomes* (Brasil). Las especificaciones de las interconexiones se encuentran referenciadas como 29, 30, 31 y 32, respectivamente, en la tabla 2.3, y su ubicación geográfica se ilustra en la figura 2.5, según las mismas referencias numéricas. Para concretar este proyecto se han realizado dos estudios: el primero titulado *Arco Norte Electrical Interconnection Component I: Baseline Study* [29], que evalúa la viabilidad de la interconexión eléctrica del Arco Norte bajo diferentes alternativas en aspectos técnicos, económicos y ambientales; el segundo, titulado *Arco Norte Electrical Interconnection Component II: Pre-Feasibility Study* [3], que utiliza los resultados del primer estudio como base para analizar en detalle la mejor alternativa de interconexión. Estos estudios se complementan y apuntan hacia el mismo objetivo, que es determinar el potencial de la interconexión del Arco Norte.

En el primer estudio [29], para determinar el potencial de la interconexión del Arco Norte, se analizan dos escenarios, el aislado y el interconectado. El escenario aislado considera que cada país satisface su propia demanda, analizando dos alternativas de expansión de generación. El escenario interconectado asume la interconexión total del Arco Norte y que los países coordinan la planificación eléctrica para satisfacer la demanda de la región. Este segundo escenario analiza cinco niveles de potencia exportada hacia Brasil, lo cuales son de 300 MW, 800 MW, 1.500 MW, 3.000 MW y 4.500 MW. La metodología del estudio considera las proyecciones de demanda y los planes de expansión de la generación a futuro en los países involucrados.

Los resultados del primer estudio muestran que todas las alternativas del escenario interconectado contribuyen sustancialmente a la reducción de los costos de generación, en comparación al caso aislado. Se concluye, además, que todas las alternativas de interconexión son económica y técnicamente viables. Las alternativas de interconexión, con capacidad de 1.500 MW y 3.000 MW, producen los mayores beneficios económicos, con 322 y 461 millones de dólares respectivamente. En ambos casos, el índice beneficio-costos es mayor a 2, lo que se traduce en que el proyecto es resiliente contra la incertidumbre y las variables claves del mercado (como costos de los combustibles, costo de capital de generación y transmisión, y precios de la electricidad en el mercado de Brasil).

En el segundo estudio [3], para profundizar en la determinación del potencial de la interconexión del Arco Norte, se realiza un análisis técnico, económico, medioambiental, social, institucional y regulatorio. En el análisis técnico se analiza la interconexión con el objetivo de confirmar que la transferencia de la nueva red de transmisión eléctrica es adecuada para permitir un comercio óptimo mientras opera correctamente la interconexión del Arco Norte. Esto incluye mantener los voltajes en niveles aceptables, analizar el rechazo de carga y la energización de la línea. Para este análisis se utiliza el sistema de estudio que se muestra en la figura 2.8. Este sistema se compone de la interconexión entre Guayana Francesa, Surinam y Amapa (Brasil) en 230 kV, con una estación convertidora (Back to Back) de 150 MW conectada a *Balata* (Guayana francesa), debido a que esta opera con una frecuencia de 50 Hz, en contraparte a los 60Hz de los demás países interconectados.

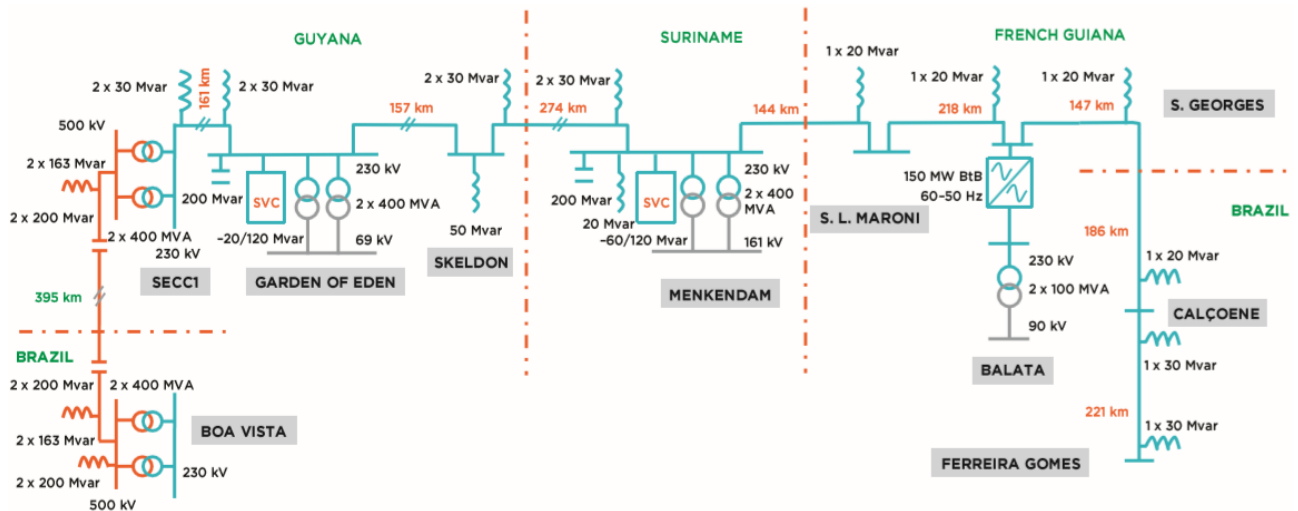


Figura 2.8: Sistemas eléctricos de los países del Arco Norte interconectados. Fuente: [3].

En los resultados del análisis eléctrico, se observa que el desempeño del sistema a futuro, no tendría limitaciones del flujo de potencia hasta el año 2032. Sin embargo, debido a la topología radial de la interconexión, los voltajes se deben compensar en las subestaciones *the Garden of Eden* (Guyana) y *Menkendam* (Surinam), en un rango de $-20/120$ MVAR y $-60/120$ MVAR (inductivo/capacitivo), respectivamente. En el año 2032 cuando operen las hidroeléctricas *Turtruba* y *Kaieteur* (Guyana), el flujo entre el Arco Norte y Brasil alcanzará los 3.000 MW. Por lo tanto, la línea de 500 kV, entre las subestaciones *Boa Vista* y *SECCI*, debe compensarse con capacitores serie. La cantidad de compensación requerida es un 50 % de la reactancia serie de cada línea de transmisión (400 MVA por circuito). Además, se requerirán 200 MVAR de capacitores shunt en las subestaciones *the Garden of Eden* y *Menkendam*.

En cuanto al análisis económico su caso de estudio considera evaluar distintos escenarios de interconexiones eléctricas, considerando las alternativas de interconexión más convenientes obtenidas del primer estudio [29]. En el escenario *Aislado*, cada país planifica para satisfacer su propia demanda local. En el escenario *Interconectado*, los países coordinan la planificación eléctrica, exportando a Brasil 1.500 MW, e incrementando este flujo a 3.000 MW.

Los resultados del análisis económico determinan que la red interconectada presenta beneficios globales de 723 millones de dólares (VAN) para el escenario con mayor grado de interconexión. Estos beneficios se desglosan en 627 millones de dólares (86 %) para Guyana, 71 millones de dólares (11 %) para Surinam y 25 millones de dólares (3 %) para Guayana francesa. Finalmente se concluye que

esta interconexión presenta beneficios globales en la región del Arco Norte siendo una opción viable económicamente.

2.4.4. Swap de energía Paraguay-Argentina-Chile

El proyecto de *swap* energético se plantea como una solución a la problemática limítrofe entre Paraguay y Chile, quienes no poseen una frontera en común para transmitir directamente energía eléctrica entre ambos países. Por esta razón, el proyecto tiene como objetivo transportar electricidad desde Paraguay hacia el sistema eléctrico nacional (SEN) en Chile, a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Para esto, Paraguay debe aumentar su inyección de potencia en 200 MW hacia Argentina, aprovechando los recursos hidroeléctricos de la central binacional Yacyretá. Al mismo tiempo, Argentina debe enviar 200 MW de potencia hacia Chile. A esto se le denomina *Swap de energía Paraguay-Chile* (proyecto número 36 de la tabla 2.3), e incluye la operación de dos líneas de transmisión existentes (numeradas como 13 y 21 en la tabla 2.1). La trayectoria de este proyecto se ilustra en la figura 2.9.



Figura 2.9: Swap energético desde Paraguay-Argentina hacia Chile. Fuente: [4].

Los beneficios del proyecto en estudio determinados para una proyección de 7 años [4], se dividen en cuatro ámbitos: costo de operación, reducción de emisiones de CO₂, reducción del déficit energético e índice beneficio-costo. El principal beneficio destacado es la reducción del costo de operación del SEN (anteriormente SING) y SADI, cuantificado en 141 y 67 millones de dólares por año, favoreciendo principalmente a Chile. El beneficio operativo conjunto total es de 208 millones de dólares por año. En cuanto a la reducción de emisiones de CO₂, ambos países experimentan una reducción de 1.5 millones de toneladas de CO₂ por año. En cuanto al déficit energético, se encontró una disminución para el SADI argentino. En relación con el índice beneficio-costo, considerando la reducción de costos de operación, este es de 3, mientras que, si se añade la reducción de costos por reducción de CO₂, este es de 3.4. Finalmente, el proyecto *swap* resulta atractivo, siendo un ejemplo del uso optimizado de la infraestructura existente.

2.4.5. Wheeling de energía de Chile por Argentina

Este proyecto nace de la motivación de aprovechar el potencial de los recursos hídricos de la zona sur de Chile. Para lograr esto, se pretendía conectar el SEN con las hidroeléctricas de la zona sur de Chile. Sin embargo, el proyecto presenta altos costos de implementación y, también, problemas medio ambientales. Por esta razón, la alternativa actual es instalar una línea de transmisión entre las

hidroeléctricas del sur de Chile con el sur de Argentina y otra línea de transmisión entre Mendoza y el SEN en Santiago, conectando eléctricamente el SEN con el sur de Chile. La trayectoria del wheeling de energía propuesta se ilustra en la figura 2.10.



Figura 2.10: Wheeling energético de Chile cruzando por Argentina. Fuente: [4].

La mejor alternativa de interconexión se analiza en [4], considerando tres etapas. En la primera etapa se simula el sistema eléctrico de Chile teniendo en cuenta la interconexión sur de Chile-SIC. En la segunda etapa se simula el sistema eléctrico de Chile-Argentina a partir del wheeling planteado por el proyecto. En la tercera etapa, se calculan los costos operativos de Argentina en las dos etapas anteriores. Los resultados de las simulaciones mostraron que no es posible transmitir energía (etapa 2), debido a las limitaciones de las líneas de transmisión de Argentina. Estas limitaciones reducen la generación de las hidroeléctricas, mientras que en la etapa 1 estas operan sin restricciones. Las conclusiones plantean que, para reducir la congestión del SADI Argentino, se pueden: reforzar las líneas de transmisión existentes o crear nuevas líneas de transmisión exclusivas para la operación del wheeling propuesto.

2.4.6. Interconexión Argentina-Paraguay-Brasil

Este proyecto plantea una interconexión entre Argentina-Paraguay-Brasil por medio de una línea de 500 kV, con una longitud de 321 km y una capacidad de 2000 MW. Esta línea estará localizada principalmente en Paraguay, conectando las plantas binacionales Yacyretá (Paraguay-Argentina) e Itaipú (Paraguay-Argentina). Esta línea permitirá optimizar la operación eléctrica entre estos países, incluyendo a Uruguay que está interconectado con Argentina. Los tramos de la interconexión propuesta se ilustran en la figura 2.11.

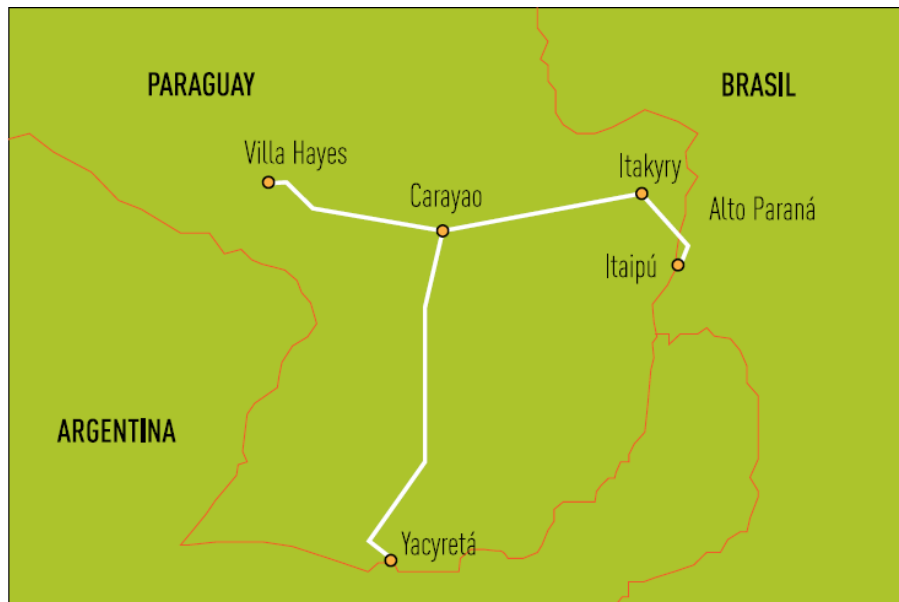


Figura 2.11: Mapa de interconexión entre Argentina-Paraguay-Brasil. Fuente: [4].

El estudio del proyecto realizado en [4], determina los beneficios de su operación desde el año 2014 hasta el 2017, en términos de: costos operativos, emisiones de CO₂, índice beneficio-costo, ingresos por congestión y aspectos regulatorios, comerciales e institucionales. Los resultados de los costos operativos muestran, que existe un beneficio cercano a los 300 millones de dólares. En cuanto a emisiones de CO₂, estas se reducen en 510.000 toneladas anuales. En cuanto al índice beneficio-costo, si se consideran solo los beneficios de costos de operación, el índice es de 5,6, y si, se consideran los beneficios por reducción de emisiones, este es de 5,7. En cuanto al ingreso por congestión, este es de 485 millones de dólares. Finalmente, se concluye que, en primera instancia, el proyecto resulta atractivo en términos económicos y ambientales. Sin embargo, estos beneficios se reducen cuando se considera la operación de las interconexiones Garabi I y II (numeradas como 14 en la tabla 2.1), que actualmente están limitadas.

2.4.7. Interconexión Bolivia-Perú

El proyecto de interconexión propuesto entre Bolivia y Perú se compone de una línea de transmisión a 230 kV, con una longitud de 230 km y una estación convertidora HVDC para adaptar las distintas frecuencias de operación de los sistemas eléctricos de ambos países. La capacidad de transmisión de la línea es de 125 MW. El costo total estimado de la interconexión es de 65 millones de dólares y su entrada en servicio fue prevista para el año 2014.

En el estudio que evalúa este proyecto de interconexión a futuro [4] (desde 2014 a 2017), se presentaron dificultades al fijar los precios del gas para la generación térmica en ambos países. Esta dificultad se supera con el acuerdo de fijar el precio en el promedio del valor entre Perú y Bolivia, es decir, 5 dólares por millón de BTU. Otra dificultad se presenta al definir el uso del pago por capacidad. Como solución se plantea fijar valores semejantes en Perú y Bolivia. Por esta razón, no se requiere representar estos pagos en la simulación. En los resultados obtenidos, el beneficio por congestión es de 7,7 millones de dólares anuales, mientras que el costo de la línea es de 5,8 millones de dólares. Por lo anterior, el índice beneficio-costo resulta de valor 1,3. Finalmente, se concluye que es un proyecto atractivo, pero se recomienda una simulación más detallada que incluya los precios reales de importación y exportación de ambos países.

2.4.8. Interconexión Chile-Perú

El proyecto de interconexión Chile-Perú plantea la implementación de una línea de transmisión a 220 kV, con 54 km de longitud y una estación convertidora HVDC para permitir la transferencia de potencia entre sistemas operando a distinta frecuencia (50 Hz en Chile y 60 Hz en Perú). Este proyecto conectaría la subestación *Parinacota* en el SEN de Chile, y *Los Héroes* en el SEIN de Perú. Este plan de interconexión está referenciado como 27 en la tabla 2.3 y su localización se muestra en la figura 2.5, bajo la misma referencia. Para concretar este proyecto, se han realizado dos estudios: el primer estudio titulado *Interconector entre Perú y Chile: Estudio del análisis técnico* [37], proporciona detalles sobre el análisis técnico; y el segundo estudio, titulado *Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis para la planificación* [38], realiza un análisis de planificación, proporcionando detalles sobre el análisis económico. Estos estudios se complementan y apuntan al mismo objetivo, que es evaluar distintas opciones técnicas de interconexión, y analizar los costos y beneficios económicos de la interconexión entre Chile y Perú.

El primer estudio evalúa las alternativas de interconexión, realiza un análisis del sistema interconectado y evalúa la factibilidad del proyecto. Las dos alternativas de interconexión propuestas son: (a) una estación convertidora HVDC en la frontera, con una línea de transmisión de 33 km (operando a 220 kV), que se conecta a *Los Héroes* en Perú, y una línea de transmisión de 22 km (operando a 220 kV), que se conecta a *Parinacota* en Chile; y (b) una estación convertidora HVDC en las subestaciones *Los Héroes* (Perú) y *Parinacota* (Chile), conectadas por una línea de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC), de 55 km de longitud. El estudio considera tres escenarios de capacidad de la interconexión: 100 MW, 150 MW y 200 MW. Además, considera la entrada en servicio de las interconexiones para el año 2020. El estudio realiza: (i) Análisis de flujo de potencia, (ii) Análisis de contingencias N-1, (iii) Análisis de fallas y (iv) Análisis de estabilidad transitoria.

Los resultados del análisis de flujo de potencia, muestra que se requiere una compensación reactiva en la subestación *Parinacota* de 50, 75 y 100 MVAR (en los escenarios de 100, 150 y 200 MW, respectivamente). Los resultados del análisis de contingencias N-1, muestran que el sistema es incapaz de operar correctamente en los tres escenarios (100 MW, 150 MW y 200 MW), debido a la falta de capacidad en el transformador de 500/230 kV en la subestación *Montalvo* (Perú). Para mitigar este problema, se plantea instalar un segundo transformador en *Montalvo*. El análisis de contingencias N-1 revela un segundo problema, que se presenta para los escenarios de 150 MW y 200 MW en la interconexión, el cual es una sobrecarga en la segunda línea *Montalvo-Los Héroes 220 kV*. Para mitigar este problema, se plantea bajar la potencia de operación del interconector HVDC. Los resultados del análisis de fallas mostraron que, con los niveles de fallas calculados en *Los Héroes* y *Parinacota*, existe la suficiente razón de cortocircuito (RCC) para la operación de los escenarios con 100 MW y 150 MW. Sin embargo, para el escenario con 200 MW, se requiere conectar en el sistema un condensador sincrónico con una potencia de aproximadamente 30 MVA.

En el análisis de estabilidad transitoria, considerando los tres escenarios de interconexión, se evalúan cuatro contingencias críticas: (I) Falla trifásica en la línea de 220 kV, entre *Parinacota* y *Cóndores 220*, más cerca de *Parinacota*, despejada mediante desconexión de la línea; (II) Falla trifásica en un circuito de la línea de 220 kV, entre *Los Héroes* y *Montalvo*, más cerca de *Los Héroes*, despejada mediante desconexión de la línea; (III) Falla trifásica más cerca de la estación de conversión peruana, despejada mediante desconexión del interconector; y (IV) Falla trifásica más cerca de la estación de conversión chilena, despejada mediante desconexión del interconector. Los resultados muestran que, en todos los casos el sistema se mantiene estable. Sin embargo, a pesar de los resultados favorables, este análisis de estabilidad debe realizarse nuevamente en la etapa de diseño del proyecto, utilizando modelos más exactos de control en los convertidores HVDC. Finalmente, según lo indicado por los operadores de los sistemas eléctricos de Perú y Chile, las dos opciones de

interconexión (a) Línea AC, con convertidor HVDC, y (b) Línea CC, con dos convertidores HVDC, son viables.

En este estudio se realiza, además, el análisis de una segunda propuesta de interconexión (línea HVDC) entre Perú y Chile, como un caso de sensibilidad, considerando su entrada en servicio para el 2024. Esta interconexión tendría una capacidad de 1000 MW, operando a 500 kV, con una longitud de 607 km para conectar las subestaciones *Moltalvo* (Perú) y *Crucero* (Chile). Los resultados del análisis en régimen permanente muestran que es factible la operación de la propuesta de interconexión inicial (operando a 200 MW entre *Los héroes* (Perú) y *Parinacota* (Chile)) en conjunto con esta interconexión HVDC (operando a 1.000 MW).

En cuanto al segundo estudio, este tiene como objetivo evaluar el potencial económico ante distintas alternativas de escenarios de interconexión. El caso de estudio realiza una planificación del sistema para los años entre 2020 y 2029, evaluando 17 escenarios de interconexión que se muestran en la tabla 2.7. Los resultados obtenidos en este segundo estudio se presentan en la tabla 2.7. Esta tabla muestra que los 17 escenarios de interconexión resultan convenientes en el periodo propuesto, debido a que el costo acumulado, según valor presente (CAVP), siempre es mayor que el escenario sin interconexión (NC).

Tabla 2.7: Escenarios y resultados del análisis económico del proyecto de interconexión Perú-Chile.

Escen.	Nombre	Tensión [kV]	Cap. de la inter. [MW]	Fecha en serv.	CAPV
1	No interconectado (NC)	-	-	-	0
2	Interconector de 100 MW	220	100	2020	\$50.462
3	Interconector de 150 MW	220	150	2020	\$89.863
4	Interconector de 200 MW	220	200	2020	\$103.656
5	Crecimiento alto de carga	220	150	2020	\$134.991
6	Crecimiento bajo de carga	220	150	2020	\$82.603
7	Con bastante agua	220	150	2020	\$89.941
8	Con poca agua	220	150	2020	\$284.992
9	Precio alto del gas en Perú	220	150	2020	\$39.910
10	Precio bajo del gas en Perú	220	150	2020	\$213.184
11	Ampliar a 400 MW en 2024	220	150-400	2020	\$88.768
12	Costo alto de capital (+15 %)	220	150	2020	\$79.737
13	Costo bajo de capital (-15 %)	220	150	2020	\$99.988
14	Inter. de 150 MW, estac. HVDC separadas	220	150	2020	\$81.821
15	Inter. SIC/SING en 2022	220	150	2020	\$40.469
16	Interconector de 500-kV	500	1.000	2024	\$451.465
17	Sin restric. en el inter.	-	ilim.	2020	\$233.210
18	Sin restric. en todos los sist.	-	ilim.	2020	\$1.371.773

Los positivos resultados de estos estudios han motivado la materialización de este proyecto de interconexión. El próximo paso es acordar el marco regulatorio que permita el intercambio de energía entre ambos países.

2.4.9. Interconexión Chile-Bolivia

La propuesta que plantea el proyecto de interconexión entre Chile y Bolivia es motivada por el plan de construcción de una central geotérmica de 100 MW, en Laguna colorada, Bolivia. La interconexión propuesta, que conecta las barras *Laguna colorada* (Bolivia) y *Radomiro Tomic* (Chile), tiene una longitud de 150 km, operando a 230 kV, con una capacidad de 180 MW y un costo total de 30.5 millones de dólares. Esta interconexión está numerada como 28 en la tabla 2.3 y su ubicación geográfica se ilustra en la figura 2.5, según la misma referencia numérica. En este proyecto de interconexión también se incluye una línea de transmisión de 230 kV, que conecta las subestaciones *San Cristóbal* y *Punutuma* en Bolivia. La trayectoria completa de las líneas de transmisión del proyecto se ilustra en la figura 2.12.



Figura 2.12: Mapa de interconexión entre Chile-Bolivia. Fuente: [4].

En el análisis de la operación de este proyecto [4], se simula la operación desde 2013 hasta 2017, determinando los beneficios en los siguientes aspectos: costos de operación, emisiones de CO₂ e índice beneficio-costo. Los resultados muestran que los costos operativos en Chile se reducen a 146 millones de dólares anualmente, mientras que en Bolivia aumentan a 80 millones de dólares anualmente. El costo operativo global Chile-Bolivia se reduce a 66 millones de dólares anualmente. En cuanto a las emisiones de CO₂, presentan una reducción de 640.000 toneladas anuales. En cuanto al índice beneficio-costo, considerando sólo la reducción de costos de operación, este índice es de 24,4. Si además se consideran los beneficios por reducción de emisiones, este índice es de 29,2. Finalmente, se concluye que el proyecto es atractivo por el alto índice beneficio-costo (29,2). Sin embargo, este beneficio se reduce si se consideran los 200 MW inyectados por el proyecto swap Chile-Argentina-Paraguay revisado en la sección 2.4.4.

2.4.10. Interconexión Colombia-Panamá

Este proyecto plantea la construcción de una línea de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) operando a 400 kV, con una longitud de 614 km, conectada desde la subestación

Cerro Matoso (Colombia) hasta la subestación *Panamá II* (Panamá). Este proyecto de interconexión, está numerado como 22 en la tabla 2.3 y su localización se muestra en la figura 2.5, bajo la misma referencia. El plan también considera un tramo de 55 km de línea submarina. El flujo máximo de intercambio propuesto en dirección Colombia-Panamá es de 300 MW, mientras que es de 200 MW en dirección opuesta. El costo total del proyecto se estima en 207 millones de dólares y su entrada en operación se prevé para el año 2014.

El estudio de este proyecto en [4] determina los beneficios desde el año 2014 hasta el 2017 en cuatro ámbitos: costos operativos, emisiones de CO₂, índice beneficio-costo e ingresos por congestión. Los resultados de los costos operativos muestran un aumento en Colombia, mientras que en Panamá una disminución. El costo de operación global Colombia-Panamá se reduce en 20.5 millones de dólares anuales. En cuanto al índice beneficio-costo, considerando los costos de operación, el índice es de 1,1, pero si además se consideran los beneficios de reducción de emisiones de CO₂, este índice aumenta a 1,4. En cuanto a los ingresos por congestión globales anuales, se estiman en 14,5 millones de dólares. Finalmente, se concluye que este proyecto resulta atractivo tanto económica como ambientalmente, y representa un paso importante en la integración eléctrica regional.

2.4.11. Interconexión Argentina-Brasil (Ampliar su operación)

Esta interconexión nació junto al proyecto CIEN, que en sus inicios contempló un enlace HVDC, con una línea de transmisión de doble circuito llamada *Garabi I* y *Garabi II* (numerada como 14 en la tabla 2.1), y con una capacidad máxima de 2000 MW, pero con una operación de flujo limitada a 800 MW en dirección Brasil-Argentina (por limitaciones de los SEPs). Sin embargo, actualmente esta interconexión no está operando a su máxima capacidad, sino que opera moduladamente desde 2007. En este esquema de operación modulado, Brasil envía energía desde mayo hasta septiembre y Argentina devuelve la misma cantidad antes de finales de noviembre. Con el objetivo de determinar el potencial de una operación no modulada y sin restricciones, se realiza el estudio [4]. El proyecto de ampliación de la operación, en la interconexión Argentina-Brasil, está numerado como 38 en la tabla 2.3.

Este estudio evalúa la interconexión sin restricciones, desde 2010 hasta 2017, analizando los: costos operativos, reducción de emisiones, índice beneficio-costo, aspectos regulatorios-institucionales, repartición de beneficios e ingresos por congestión. Los resultados del estudio muestran que los costos de operación del sistema eléctrico de Brasil se reducen mientras que en Argentina aumentan. Esto se traduce en una reducción de los costos globales Brasil-Argentina de 340 millones de dólares anuales. En cuanto a reducción de emisiones globales, estas se reducen en 511.000 toneladas de CO₂ por año. En cuanto al índice beneficio-costo, si se consideran solo los costos de operación, el índice es de 1,5. Si, además, se consideran los costos de la reducción de emisiones, el índice es de 1,6. En cuanto a los ingresos por congestión, el promedio anual es de 410 millones de dólares. Finalmente, se concluye que es recomendable rescatar el proyecto *CIEN* debido a los atractivos beneficios económicos y ambientales que el proyecto entregaría.

2.4.12. Interconexión Perú-Ecuador (Reactivar su operación)

Esta es una interconexión existente entre Perú-Ecuador (numerada como 7 en la tabla 2.1), con capacidad de 100 MW. Sin embargo, esta línea se encuentra inoperativa por limitaciones de los sistemas eléctricos involucrados y razones regulatorias. En vista del estado actual de la interconexión, se plantea un proyecto para reactivar su operación, el cual está enumerado como 40 en la tabla 2.3.

En el estudio se evalúa la interconexión desde 2014 hasta 2017 [4], determinando los beneficios en términos de costos operativos, emisiones de CO₂, beneficios por confiabilidad y costo de inversión.

Los resultados muestran que los costos operativos globales se reducen en promedio 21 millones de dólares anualmente. En cuanto a los beneficios de confiabilidad, la interconexión permitiría a Perú la eliminación del déficit de energía en 340 GWh hasta el año 2017. En cuanto a emisiones de CO₂, estas se reducen en 220.000 toneladas anuales, lo que se traduce en un beneficio económico anual de 4.4 millones de dólares. En cuanto a costos de inversión, se requieren 236 millones de dólares para el proyecto, considerando sólo costos operativos y beneficios directos, y una inversión de 286 millones si se consideran, además, los beneficios de la reducción de emisiones. Finalmente, se concluye que resulta conveniente económicamente realizar el proyecto.

2.4.13. Interconexión Perú-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Inambari

El proyecto hidroeléctrico de embalse *Inambari* tiene una capacidad de 2.000 MW, está localizado en Perú y se encuentra a 260 km de la frontera con Brasil. Sin embargo, la capacidad de generación no puede ser aprovechada completamente por parte de Perú, debido al poco consumo y lento crecimiento local. Por esta razón, nace la idea de exportar energía hacia Brasil para así reducir la capacidad ociosa de generación de la planta. En este contexto, se propone instalar una línea de transmisión desde Inambari hasta la frontera Perú-Brasil (140km de longitud), donde se ubica una estación HVDC. Luego, esta línea se extendería hasta la subestación *Assis* en Brasil (144 km de longitud), completando el tramo de interconexión Perú-Brasil (284 km). Este proyecto de interconexión está referenciado como 33 en la tabla 2.3.

Esta interconexión y la central Inambari se estudian en [4], en términos de: índice beneficio-costo, remuneración de la interconexión, además de aspectos regulatorios, comerciales e institucionales. Los resultados de beneficio-costo muestran que Brasil posee un índice de 1,6, mientras que este índice en Perú no se pudo determinar, debido a que no se conoce el CMLP (costo marginal de largo plazo). En cuanto a los aspectos regulatorios, se requeriría un tratado que respalde los acuerdos económicos y comerciales de ambos países. Se concluye que esta interconexión resulta conveniente para Brasil. Sin embargo, actualmente, el proyecto se encuentra detenido debido al abandono del plan de participación ciudadana por parte de la empresa gestora del proyecto, resultando en la inhabilitación del proyecto por parte del gobierno peruano [39].

2.4.14. Interconexión Bolivia-Brasil debido a la hidroeléctrica binacional Cachuela Esperanza

El proyecto hidroeléctrico Cachuela Esperanza tiene una capacidad de 800 MW y está localizado en Bolivia. De igual forma que el proyecto de la sección 2.4.13, debido a la escasa demanda local no se puede aprovechar la generación eléctrica de este proyecto en Bolivia. Por esta razón, se propone una línea de interconexión Bolivia-Brasil. Esta propuesta de interconexión, está referenciada como 34 en la tabla 2.3. Cabe destacar que este proyecto se encuentra aguas abajo del Inambari, en Perú, por lo que la operación de la central Inambari podría modificar los beneficios de esta planta en Bolivia.

El estudio realizado en [4] muestra resultados acerca del índice beneficio-costo y los aspectos regulatorios, comerciales e institucionales. Los resultados de beneficio-costo del proyecto entregan un índice de 1,4, considerando la central Inambari operativa. Por otro lado, los resultados de aspectos regulatorios plantean que se requiere un acuerdo económico y comercial entre Bolivia y Brasil, igual que el proyecto de la sección anterior. Finalmente, se concluye que este proyecto potenciaría el marco de integración energética regional, no sólo por las economías de escala, sino que también por la sinergia con la central Inambari.

2.4.15. Conclusiones

De la revisión realizada se concluye que la gran mayoría de los estudios realizados a la fecha en el marco de interconexiones regionales en Sudamérica, se concentran principalmente en temas económicos, regulatorios y ambientales. Existen muy pocos estudios que abordan los temas de estabilidad. Entre las razones a las cuales se le atribuyen la escasez de estudios de estabilidad están la complejidad de estos estudios en sistemas de potencia reales y la carga computacional asociadas a ello. La complejidad en los estudios de estabilidad de sistemas de potencias reales radica en que para modelar correctamente los sistemas se requieren conocer las cantidades, capacidades, modelos estáticos, despachos y otras condiciones de operación, de los elementos tales como generadores, líneas de transmisión, elementos de compensación y de respaldo. En dichos estudios, también se deben conocer los modelos dinámicos de los controladores tales como AVR, GOB y PSS, en los generadores; controladores de taps en los transformadores; los controladores en las líneas HVDC; y controladores de los elementos de compensación y respaldo. En pos de recopilar toda la información expuesta previamente se requiere un esfuerzo exhaustivo, sobre todo cuando los sistemas de potencia son muy grandes y las fuentes de información diversas. Al mismo tiempo, estos grandes sistemas requieren de grandes esfuerzos computacionales para simular su comportamiento dinámico, por lo que los estudios de estabilidad se limitan a analizar los casos y escenarios con mayor riesgo de inestabilidad. Considerando todo lo previamente expuesto, se espera que no exista una gran variedad de estudios de estabilidad debido a que este esfuerzo suele hacerse después de tener clara la conveniencia económica de la interconexión. Sin embargo, este estudio es imprescindible para asegurar la operación estable de una interconexión, por lo que siempre debe realizarse antes de efectivamente implementar la interconexión en un sistema real.

Capítulo 3

Estabilidad y planificación de sistemas de potencia

3.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza una revisión de los estudios de estabilidad en interconexiones internacionales alrededor del mundo. Luego, se realiza una revisión de estudios de planificación regional en Sudamérica. Por último, se hace una reseña acerca de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, donde se definen los distintos problemas de estabilidad, los efectos de las tecnologías con convertidores y las acciones correctivas para mitigar los problemas de estabilidad.

3.2. Revisión de estudios de estabilidad en interconexiones eléctricas alrededor del mundo

Las variables eléctricas relevantes de los sistemas de potencia deben ser reguladas de forma de mantener la calidad de suministro y seguridad de los sistemas. Al no operar los sistemas de potencia dentro de los rangos permitidos se tiene un riesgo de inestabilidad, o en el peor caso, un apagón total. En grandes sistemas de potencia, los problemas de estabilidad pueden producir severas consecuencias como cortes de suministro eléctrico a la población y/o sector productivo. Esto a su vez, tiene consecuencias económicas y en la calidad de vida de las personas. La tabla 3.1 muestra grandes blackouts ocurridos en el mundo, detallando su causa, magnitud y duración.

Tabla 3.1: Grandes Blackouts del mundo.

Localización	Detalles del colapso	Año	Pob. Afect [millones]	Duración [días]
Brasil	Un rayo colapsa una subestación lo que provoca el cierre de una de las centrales más grande del mundo (Itaipu)	1999	97	97
Irán	El colapso térmico de las líneas de transmisión culmina con un colapso total	2001	30	100
E.E.U.U y Canadá	El colapso se produjo por una desconexión de una línea de transmisión al norte de Ohio	2003	50	14
Luxemburgo	Su causa fue por la ruptura de la línea donde importaba energía desde Alemania	2004	40% del territorio	66
Moscú	El apagón se debió a una falla en cascada de la red eléctrica iniciada por una falla del transformador	2005	2	70
Chile	Falla en el SIC a causa del terremoto del 27F	2011	10	1 a 5
India	La apertura de una línea de 400 kV provocó el disparo en cascada de otros elementos del sistema	2012	670	1 a 2
Puerto Rico	El paso del huracán Irma y María afectó al SEP de la isla	2017-18	1.5	137
Venezuela	Se produjo por una falla en la Central Simón Bolívar	2019	31	200

En particular, blackouts como los de US/Canadá el 2003, Moscú el 2005 e India el 2012 -entre muchos otros-, fueron producidos por problemas de estabilidad transitoria o voltaje. Estos problemas de estabilidad, causaron aperturas de líneas, desconexión de generadores y de grandes bloques de demanda.

3.2.1. Interconexión Turquía-Unión Europea

A inicios del siglo XXI, el operador del sistema de transmisión turco (TEIAS) solicitó a la coordinadora de la transmisión de la Unión Europea (UCTE) una posible interconexión con su sistema por lo que se estableció un grupo de trabajo que programó los procedimientos para llevar a cabo este proyecto. Este grupo de trabajo coordina las actividades relacionadas con las investigaciones del SEP turco. En este marco de trabajo se llevaron a cabo dos proyectos relevantes.

El primer proyecto inició en 2005 y finalizó en 2007, con el propósito de determinar las condiciones técnicas bajo las cuales el sistema eléctrico turco podría sincronizarse con el sistema del UCTE. De los estudios realizados [40], se obtuvieron las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- El problema de control de frecuencia identificado al inicio del proyecto, es resuelto. El informe final revela que esto se origina principalmente por deficientes estructuras de control y ajustes de parámetros de los gobernadores de las turbinas. En particular, los de las grandes centrales hidroeléctricas.
- El desempeño del amortiguamiento de la mayor parte de la capacidad de generación se puede mejorar con la implementación de PSS, dado que son capaces de amortiguar oscilaciones de baja frecuencia en el rango de 0.15 Hz.
- Un esquema de protección es implementado para prevenir -en el sistema interconectado- un posible riesgo que proviene de una amplia área de asincronismo.

El segundo proyecto en conocimiento de las conclusiones previas, apunta a preparar el SEP turco para una operación paralela con el UCTE considerando tanto los controles de frecuencia y potencia, como la operación en régimen permanente y la estabilidad transitoria. Estos objetivos se plantean lograr dividiendo el proyecto en seis tareas:

- Inspección de las plantas generadoras y pruebas de campo
- Diseño del control del gobernador y optimización de parámetros
- Control secundario
- Diseño/optimización de los controladores de AVR y PSS
- Esquema de protección especial y plan de recuperación
- Pruebas de la interconexión

En el marco de este segundo proyecto se plantea mitigar las oscilaciones de baja frecuencia -de alrededor de los 0.15 Hz-, esperadas según informe final del primer proyecto [40]. En particular, el estudio realizado en [41] plantea como preservar la estabilidad de ángulo del rotor de pequeña señal en el sistema interconectado, siguiendo las precauciones recomendadas por el TSO turco y el comité de UCTE. En este contexto, el estudio definió las siguientes acciones preventivas para el sistema turco:

- * Re-sintonizar los gobernadores de las más grandes hidroeléctricas, de modo que no deteriore el amortiguamiento total del sistema ante oscilaciones inter área.
- * Re-sintonizar los PSS en las plantas de tamaño significativo, de modo que se amortigüen las oscilaciones inter área.
- * Modificar los STATCOM para mejorar el amortiguamiento, en caso de que existan indeseados amortiguamientos en las oscilaciones inter áreas.
- * Modificar los SVC para mejorar el amortiguamiento, en caso de que existan indeseados amortiguamientos en las oscilaciones inter áreas.
- * Instalar resistencias de frenado como apoyo preventivo para mejorar el amortiguamiento, en caso de un indeseado amortiguamiento en las oscilaciones inter áreas.

En [42] se implementan mediante simulaciones las acciones preventivas planteadas y se realizan las evaluaciones sobre los efectos en el amortiguamiento del sistema. El modelo utilizado en este estudio representa en detalle la red turca y de manera reducida la red europea ENTSO-E CESA, que contiene 75 nodos y 133 líneas. Este estudio considera la evaluación del sistema interconectado en régimen permanente, y un análisis en el dominio del tiempo y de valores propios para analizar la estabilidad. En particular, este estudio evalúa 8 escenarios, los cuales abarcan todas las medidas preventivas del estudio [41]:

- A) Caso base y Worst case: Mínima carga del sistema turco y ENTSO.
- B) Resintonización de los PSS de las plantas de generación más grandes.
- C) Efecto transitorio de la resintonización de los PSS.
- D) Efecto del sistema ante la modificación de los controladores de los STATCOM.
- E) Efecto del sistema ante la modificación de los controladores de los SVC.
- F) Efecto del sistema ante la modificación de los controladores de los SVC y STATCOM.
- G) Efecto del sistema ante la instalación de una resistencia de frenado de 3.5 MW.
- H) Efecto del sistema ante la instalación de una resistencia de frenado de 5 MW.

Los resultados de la simulación mostraron que la resintonización de los PSS de Turquía, es la medida más efectiva de amortiguamiento considerando la estabilidad del sistema luego de la interconexión sincrónica. La modificación de los controladores de los STATCOM y SVC también son efectivas, pero en menor medida. Sin embargo, estas medidas de mitigación deben ser revisadas cuando se pruebe la operación de la interconexión entre Turquía y el ENTSO-E. La instalación de resistencias de frenado solo puede ser considerada como una inversión de apoyo a largo plazo, esto es, porque las otras contramedidas entregan el suficiente amortiguamiento al sistema.

En el mismo contexto del segundo proyecto, se presenta un estudio que investiga la habilidad del sistema eléctrico turco para interconectarse con el continente europeo (ENTSO-E) [43]. Para lograr esto, el sistema turco debe cumplir con los requerimientos de control primario de frecuencia esperado por el ENTSO-E. Por lo anterior, este estudio presenta un modelamiento, análisis fasorial, validación del modelamiento y simulaciones, para un control primario de frecuencia eficiente en el sistema eléctrico turco.

En el modelo del sistema turco se consideran tres tipos de centrales: las de ciclo combinado a gas (GPP), térmicas (TPP) e hidroeléctricas (HPP). De un total de 45 GW instalados, la capacidad instalada de cada tipo de planta es casi 30%. Además, cada planta tiene su propio control primario y las cargas son modeladas en detalle. En el diseño de los controladores de los gobernadores se consideró que:

- La respuesta del control primario de frecuencia debe regular la frecuencia antes de 30 segundos
- El desplazamiento de fase entre la potencia de salida y la desviación de frecuencia para oscilaciones de periodos entre 7 a 30 segundos, debe ser menor a 90° .
- La unidad generadora más grande debe ser estable al operar el SEP turco en modo isla.

Una vez modelado el sistema, se evalúa el desempeño de los gobernadores implementados para saber si se satisfacen los requerimientos del ENTSO-E. Para ello, se llevan a cabo los siguientes procedimientos:

1. Estudio de la simulación para el análisis fasorial
2. Estudio de la simulación para localización del control primario de frecuencia
3. Validación del modelo

Los resultados del análisis fasorial mostraron que el desempeño de la frecuencia del sistema turco es estable cuando todas las centrales operan en paralelo. Además, no hay un efecto negativo de las oscilaciones ínter área -de periodo de 7 segundos- esperadas luego de la interconexión con el sistema ENTSO-E. Finalmente, el modelo del sistema turco es validado, el control primario de frecuencia logra corregir el problema de regulación de frecuencia [40] y ejecutar esta tarea antes de los 30 segundos, como lo requiere el ENTSO-E. Por todo lo anterior, se cumplen con los criterios operacionales del ENTSO-E.

3.2.2. Interconexión Isla de Creta-Sistema Continental Griego

El sistema autónomo de la isla de Creta opera con generación local, suministrada por centrales térmicas de gas y diésel, y renovables como las plantas eólicas y solares. Pero, al ser un sistema pequeño, los problemas de operación y control ocurren más a menudo que en el sistema continental griego. Mientras que, el costo de generación en la isla es mayor que en el sistema continental griego, a causa de la operación de centrales térmicas y de los altos costos de importación de los combustibles. Por ello, se plantea la interconexión entre la isla de Creta y el sistema continental griego. Para lograr esto, se requiere de una cuidadosa investigación de los problemas técnicos. En [44], las investigaciones técnicas concluyeron que es sustentable económicamente una interconexión HVDC. Sin embargo, para que esto sea posible se requiere disminuir el riesgo de colapso, lo que implica un posible mejoramiento de los esquemas de protección de la isla de Creta. Por este motivo, en [45] se evalúa la estabilidad dinámica del sistema de Creta cuando se opera de manera aislada e interconectada con el sistema continental de Grecia.

La interconexión planteada en este último estudio, es del tipo HVDC de 250 kV, tecnología VSC y de dos monopolos para incrementar su confiabilidad. Esta interconexión posee 600 km de longitud y es submarina. El modelo está enfocado en la transmisión del sistema de Creta, así que, solo las líneas y barras de alta tensión (150 kV) son incluidas, con la única excepción de las barras en las cuales se conectan los parques eólicos (15 kV). La interconexión usa dos líneas paralelas, que operan a 125 y -125 kV respectivamente, logrando operar a los 250 kV esperados. Se introducen condensadores

a mitad de la línea, dado que absorben los picos de voltajes DC, linealizan la señal y proveen un suministro permanente de potencia DC entre los convertidores. El control del HVDC considera que el VSC del lado del sistema griego ajusta el voltaje DC, mientras que el VSC del lado de Creta, regula el voltaje AC. Lo último, convierte a la subestación -con el VSC en el lado de Creta- en una barra slack. Por último, el objetivo de evaluar la interconexión HVDC y los efectos en el sistema de Creta son estudiados en tres casos de estudio:

Caso 1: Operación autónoma.

Caso 2: Operación interconectada con una normal generación local.

Caso 3: Operación interconectada con una reducida generación local.

En cada caso se evalúan distintos escenarios de demanda y generación renovable:

Escenario 1: Demanda pico y sin RES.

Escenario 2: Demanda promedio y baja RES.

Escenario 3: Demanda baja y alta RES.

Mientras, que en cada escenario se evalúan dos perturbaciones:

Contingencia 1: Pérdida de la mayor unidad de generación.

Contingencia 2: Cortocircuito en la barra de Siteia y su despeje luego de 150 ms.

Los resultados muestran que la interconexión HVDC mejora el desempeño dinámico del sistema de Creta ante contingencias críticas. Mientras está conectada, la red de Creta muestra una mejor resiliencia durante un cortocircuito y pérdida de unidad generadora más grande. Sin la interconexión HVDC, el sistema siempre colapsa ante contingencias de desconexión de unidades generadoras y presenta problemas de operación ante cortocircuitos.

El sistema operando con la interconexión HVDC muestra que, siempre se conserva la estabilidad ante la contingencia de cortocircuitos. En algunos casos, el voltaje llega a 0.84 pu en la barra donde se desconectó la unidad de generación. Sin embargo, este voltaje no está dentro de los límites aceptables. Esto, parece no afectar a la frecuencia, dado que se mantiene en los niveles esperados. De todo lo anterior, se deduce que el sistema es capaz de reemplazar parcialmente la generación local de Creta y aumentar la penetración de ERNC, mientras se compensa la potencia de la unidad desconectada mediante la inyección de potencia desde sistema continental griego.

3.2.3. Interconexión Omán-Emiratos Árabes Unidos

Ha sido de relevante interés el desarrollo de proyectos de interconexión eléctrica en el Consejo de Cooperación del Golfo (GCC) durante estas últimas tres décadas. De hecho, la Autoridad de Interconexiones del GCC (GCCIA) propuso un proyecto que se compone de tres fases y culmina con la ruta de interconexiones ilustrados en la figura 3.1. Las fases del proyecto propuesto son:

Fase 1: Interconectar la red norte del GCC mediante enlaces HVDC. Red que incluye al Estado de Kuwait, Reino de Bahrain, Estado de Qatar y Reino de Arabia Saudita.

Fase 2: Interconectar la red sur del GCC, los cuales son sistemas independientes en UAE y Aman.

Fase 3: Interconectar la red norte y sur del GCC, conectando así, seis estados que rodean al Golfo Pérsico.



Figura 3.1: Ruta completa de las interconexiones propuestas por el GCC.

En el marco de realizar la interconexión propuesta en la Fase II, que conecta a Omán y Emiratos Arabes Unidos, se realiza un estudio de estabilidad [46] que evalúa el impacto de su operación. La interconexión propuesta en el estudio opera a 220 kV, es de doble circuito, y tiene una longitud de 46.5 km y una capacidad de 762 MVA por circuito. Este estudio realiza un análisis de operación estática y dinámica. Para esto se realiza una modelación detallada de los sistemas eléctricos de Omán y UAE, mediante el software EUROSTAG.

El modelo del sistema eléctrico de Omán (OETC) se compone de tres distintos niveles de voltaje en las líneas de alta tensión: 220, 132 y 33 kV. La generación se modela usando 56 generadores síncronos, con capacidades entre 13.4 y 280 MW. El modelo del sistema eléctrico de Abu Dhabi (UAE), se compone de tres distintos niveles de voltajes en las líneas de alta tensión: 400, 200 y 132 kV. La generación se modela con 16 centrales que producen una capacidad de generación máxima de 12,3 GW. Todos los modelos de los generadores incluyen AVR y OXL, todas las líneas usan el modelo PI concentrado, los transformadores consideran las pérdidas y el uso de Taps Controllers, y las cargas se modelan como máquinas rotatorias o impedancias constantes.

En el análisis de la estabilidad transitoria se evalúan los siguientes casos de estudio: fallas trifásicas - y sus despejes- en líneas, subestaciones y circuitos sobrecargados; desconexión intempestiva simultánea de los dos más grandes generadores de ambos sistemas eléctricos; y tiempos críticos de despeje (CCT), determinados al simular fallas cerca de centrales generadoras. Los resultados muestran que el sistema es estable para todos los casos simulados ante una operación de demanda promedio y máxima. Solo en algunos casos, existe un bajo voltaje ($V \approx 0,9$ pu) luego de las contingencias. Excepto por una unidad generadora el tiempo crítico de despeje de falla de todas las unidades es mayor a 260 ms.

En el análisis de la estabilidad de pequeña señal se evalúan los valores propios. De ellos se observa que antes y después de la interconexión, los sistemas poseen un adecuado amortiguamiento para un intercambio de energía.

El estudio concluye que se toleran cortocircuitos trifásicos al despejarse a los 120 ms, sin que se pierda estabilidad angular en el sistema. Se observa además, que la gran presencia de motores de inducción puede producir problemas de inestabilidad local de voltaje, los cuales pueden ser mitigados mediante UVLS o equipos FACTS. Por último, se concluye que esta interconexión está dominada mayormente por límites térmicos que límites de estabilidad y restricciones de torque sincronizante.

3.2.4. Interconexión Filipinas-Sabah

En el contexto de cooperación multinacional dentro del sudeste asiático (ASEAN), una conectividad masiva de servicios ha sido prevista. En este contexto, los sistemas energéticos están obligados a colaborar en el desarrollo conjunto de una industria eléctrica sin fronteras y uno de sus proyectos es la red que interconecta Filipinas-Sabah. Esta interconexión que se realizará en 2020, será del tipo HVDC y operará a 500 kV. Este proyecto de interconexión es de vital importancia para el intercambio de energía de los países involucrados. Por lo que es indispensable investigar la estabilidad de la interconexión propuesta con el fin de validar y asegurar su correcta operación. Por este motivo, en [47] se realiza un estudio de pequeña señal y estabilidad transitoria.

Los modelos de los sistemas de potencia utilizados son obtenidos de [48]. El modelo de Filipinas se compone al conectar los modelos de sus tres islas: Luzon, Visayas y Mindanao. De PSAT se obtienen modelos de las líneas de transmisión, generación PV, Cargas PQ, transformadores y fuentes de reactivos. Los largos de las líneas, las capacidades, las interconexiones y la impedancia de los conductores fueron obtenidos externamente. Se modelaron, además, las dinámicas de los generadores sincrónicos, gobernadores, reguladores de voltaje, generadores solares y DFIG para centrales eólicas. Por último, la interconexión Filipinas-Sabah es HVDC, de 500 kV y con una capacidad de 500 MW. El caso de estudio considera evaluar los siguientes escenarios mediante simulaciones en PSAT:

1. Sistemas aislados
 - (a) Análisis modal
2. Sistemas interconectados
 - (a) Análisis modal
 - (b) Análisis de falla en el dominio del tiempo

Los resultados de los análisis modales y de fallas en el dominio del tiempo, revelaron lo siguiente:

- El análisis de valores propios reveló que pequeñas perturbaciones no son un problema relevante luego de realizar la interconexión. Se destaca que el ángulo y la velocidad del rotor son los valores propios menos amortiguados en el sistema.
- Del análisis transitorio, se observa que el despeje de una falla luego de 5 ciclos es suficiente para que el sistema filipino sea estable.
- De estos resultados se revela que la interconexión HVDC Filipina-Sabah de 500 MW, no presenta problemas de estabilidad en el sistema.

Por último, se plantea que sería positivo expandir el alcance del estudio con interconexiones hacia países vecinos para analizar una cooperación internacional entre los países pertenecientes a ASEAN.

3.2.5. Interconexión Túnez-Libia

La interconexión existente entre Túnez y Libia es de 225 kV, está compuesta de dos líneas y poseen una capacidad de 720 MVA por línea. Sin embargo, su operación está deshabilitada por problemas técnicos. Por esta razón, el problema de estabilidad de pequeña señal debe ser revisado. En este contexto, el estudio [49] tiene como objetivo desarrollar una interconexión entre Turquía y Libia con una estable, eficiente y sólida operación. Para lograr esto, se plantea como solución mejorar la estabilidad de la red de Libia, mediante la localización óptima de los PSS en la red - usando el método de los residuos-, y así, asegurar un satisfactorio amortiguamiento en las oscilaciones de modo local e ínter área.

El modelo de la red de Libia considera 226 líneas, 619 transformadores, 60 generadores y 59 nodos de demanda. El modelo de los sistemas de Libia y Túnez interconectado considera 400 líneas, 703 transformadores, 93 generadores y 294 nodos de demanda. La interconexión es modelada por dos líneas: una de doble circuito, entre Medenine (Túnez) y Abou Kamash (Libia); y otra línea de un circuito, entre Tataouine (Túnez) y Rowies (Libia). Además, se incluyen en el modelo los PSS sintonizados y localizados óptimamente, mediante el análisis modal (uso de valores propios, factores participantes y método de los residuos). El caso de estudio analiza los valores propios de los siguientes modelos de red:

Red de Libia: sin los PSS diseñados.

Red de Libia: con los PSS diseñados.

Red de Tunez-Libia interconectada: con los PSS diseñados.

Los resultados mostraron que se consiguió un mejor amortiguamiento del sistema libio (en frecuencias entre 0.2 y 2 Hz), mediante la adición en la red de PSS sintonizados y localizados óptimamente. Con esta mejora, al interconectar Túnez y Libia, el sistema tuvo un comportamiento estable ante pequeñas perturbaciones. Se concluye que se consiguió consolidar una operación estable en el sistema interconectado Túnez-Libia. Además, con dos líneas de interconexión en paralelo, se evitan posibles fallas al incrementar las reservas y se disminuye el riesgo de en la operación.

3.2.6. Interconexión Perú-Ecuador

Esta interconexión entre Perú (Machala) y Ecuador (Zorritos), existe desde finales de 2004. Sin embargo, actualmente su operación se encuentra deshabilitada como se revisó en la sección 2.4.12. En particular, la interconexión tiene una capacidad de 332 MW, pero su operación está limitada a 80 MW debido a bajos niveles de voltaje y problemas de estabilidad. De hecho, en 2003 un estudio que evalúa las interconexiones entre Perú-Ecuador-Colombia analiza la interconexión Perú-Ecuador en su operación estática y dinámica.

Este estudio [50], muestra que en régimen permanente se pueden transferir en la interconexión hasta 110 MW. Mayores niveles de potencia requieren una generación de reactivos superior a la de los equipos FACTS y GS existentes. En el análisis de estabilidad, usando la interconexión operando a 110 MW se simulan dos contingencias severas: la desconexión de una unidad de generación de 100 MW en Ecuador y desconexión de una unidad de 87 MW en Perú. Estas contingencias, resultaron tener serias consecuencias sobre la estabilidad del sistema. En específico, en el sistema peruano se producen oscilaciones mecánicas no amortiguadas de muy baja frecuencia. Del estudio se concluye, que la interconexión no es viable para operar a 110 MW o más, si es que, no se resuelven los problemas de reactivos y amortiguamientos de bajas frecuencias en los sistemas de Perú y Ecuador.

3.3. Estudios de planificación de generación y transmisión en Latinoamérica

La realización de estudios de estabilidad en sistemas de potencia requiere de los resultados que se obtienen de estudios de planificación. De los ejercicios de planificación se adquieren los escenarios de análisis a usar en los estudios de estabilidad. En particular, se originan el despacho, la demanda, los nodos, las líneas de transmisión y la descripción de las tecnologías de generación, entre otros parámetros de operación. Debido a que el objetivo de este trabajo es realizar un estudio de estabilidad del sistema sudamericano interconectado al año 2030, se debe primero recopilar estudios de planificación regional, que puedan ser usados para dicho efecto. Por dicho motivo, en esta sección se revisan varios estudios de planificación regional que son potenciales escenarios de análisis en nuestro estudio de estabilidad.

3.3.1. Planificación del sistema latinoamericano (BID)

Esta planificación del sistema eléctrico latinoamericano fue realizada en el estudio *La Red del Futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina* [1] por el Banco Interamericano del Desarrollo (BID). Dicha planificación propone tres escenarios de operación, considerando el sistema de energía existente, los candidatos de generación y transmisión, y las restricciones de seguridad de su operación. En particular, se considera la integración eléctrica entre 21 países, 62 nodos, y más de 5000 generadores y 200 líneas de transmisión. Dicha planificación evalúa un horizonte de simulación de 15 años (2015-2030) y con una resolución de 6 bloques mensuales. La planificación requiere como datos de entrada al sistema de energía existente, los candidatos de generación y transmisión, la proyección de la demanda, y las restricciones de seguridad de su operación. Los candidatos de generación se distinguen según sus tecnologías: carbón, diésel, gas, ciclo combinado, hidro, biogás, biomasa, solar y eólica.

El estudio de planificación realizado considera restricciones operacionales y de seguridad para la operación del sistema en régimen permanente como: 1) Requerimientos por país de reserva de potencia para control de frecuencia, 2) Límites máximos y mínimos de despacho de generadores, 3) Límite de emisiones en cada país para la operación de centrales eléctricas convencionales, 4) Consideraciones de combustible necesario para la operación de las distintas centrales durante el horizonte de evaluación, 6) Contratos bilaterales para trasposos de energía, y 7) Limitaciones en los flujos de potencia por las líneas de transmisión en función de criterio n-1.

Los tres escenarios de operación que resultan de la planificación son:

- *Escenario BASE*: tiene una baja penetración de energía renovable y baja integración de transmisión regional.
- *Escenario RE+*: tiene una alta penetración de energía renovable y baja integración de transmisión regional.
- *Escenario RE+CO*: tiene una alta penetración de energía renovable y alta integración de transmisión regional.

3.3.2. Planificación del sistema latinoamericano: con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización

Esta planificación del sistema eléctrico latinoamericano fue realizada en el estudio *Expansión generación-transmisión a largo plazo en Latinoamérica: Horizonte 2040 con escenarios de energía*

solar en Chile y descarbonización [5]. Dicha planificación evalúa un total de 54 casos de estudio que consideran: distintos niveles de integración eléctrica regional, descarbonización, suficiencia, costos de combustibles fósiles, costos de inversión en centrales renovables y costos de inversión en sistemas de almacenamiento. Esta planificación analiza un horizonte de 22 años, entre 2018 y 2040, modelando las demandas y despachos en 60 bloques anuales. Tales bloques son distribuidos en cinco bloques mensuales con horarios entre las 00:00-09:59, 10:00-14:59, 15:00-18:59, 19:00-21:59 y 22:00-23:59 horas, con el objetivo de despachar la generación solar solo durante las horas de alta radiación.

Los datos de entradas de la planificación del sistema eléctrico latinoamericano se obtienen principalmente de dos fuentes: (i) La base de datos utilizada en la planificación latinoamericana *La red del futuro* [1] realizada por el BID, y (ii) La expansión nodal y generación solar del sistema eléctrico chileno realizada en [51]. En este último, el sistema eléctrico chileno se amplía de 2 nodos hasta 9 nodos, y la generación solar instalada se amplía hasta los 100 GW al final del horizonte de planificación.

Este estudio evalúa un total de 54 casos de estudio resultado de una combinación de estrategias energéticas y potenciales escenarios esperados en el año 2040. Las nueve estrategias y variaciones de estrategias propuestas se muestran en la figura 3.2. Las características de las estrategias y variaciones de estrategias son:

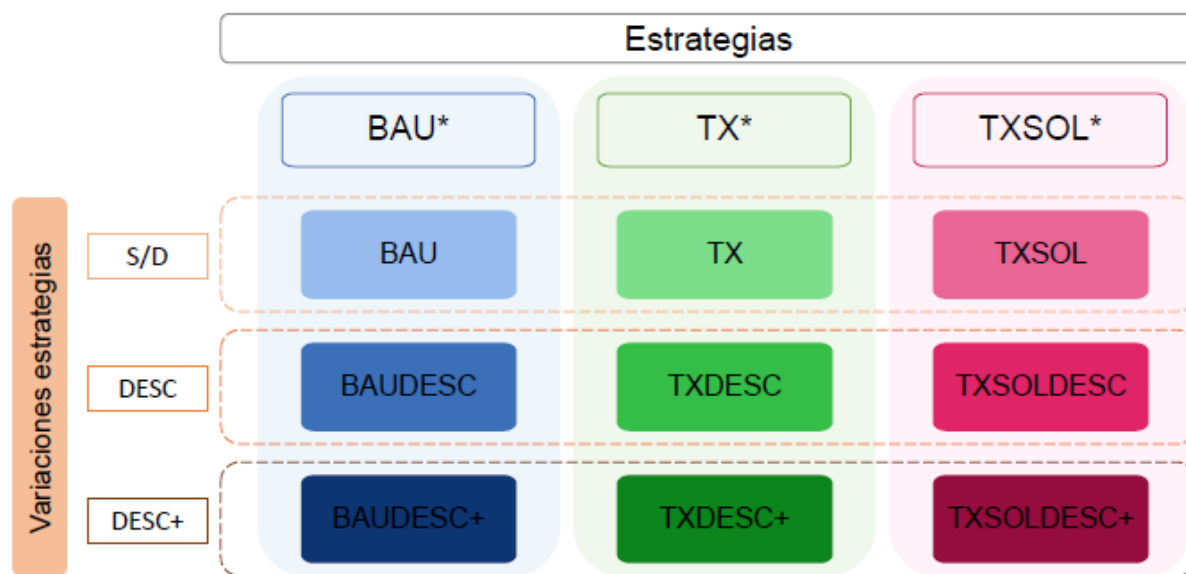


Figura 3.2: Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente: [5].

BAU* (*Business as Usual*): esta estrategia busca representar el comportamiento que tiene una planificación en que los países no tienen interés en tener interconexiones con otros.

TX*: esta estrategia tiene un portafolio significativo de líneas candidatas para interconectar países.

TXSOL*: al igual que la estrategia TX*, se tiene el mismo portafolio de líneas candidatas a interconexión. Sin embargo, se exige la entrada paulatina de generación solar en Chile igual o superior a 53 GW para el año 2040.

S/D: no se tiene ningún plan de descarbonización vigente a lo largo del horizonte de planificación.

DESC: tiene un plan de descarbonización que exige el retiro de las centrales térmicas, principalmente de carbón y diésel al final del período de planificación.

DESC+: tiene un plan de descarbonización que limita las emisiones de CO₂, exigiendo la disminución de estas, año a año hasta llegar a los 285 MMt/año el 2040. Este plan se inicia en 2025 y permite el retiro de centrales térmicas sin restricción.

Los seis escenarios futuros posibles de acuerdo a cuatro factores económicos de la región se muestran en la figura 3.3. Las características de los factores económicos son:

Escenario	Suficiencia	Costo Fósil	Costo renovable +GD	Costo almacenamiento
Esperado (esp)	BASE	BASE	BASE	BASE
Integración (int)	-	BASE	BASE	BASE
Independencia (ind)	ALTO	BASE	BASE	BASE
Renovable independiente (ren-ind)	ALTO	ALTO	BAJO	BAJO
Renovable integración (ren-int)	-	ALTO	BAJO	BAJO
Fósil independiente (fos-ind)	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO

Figura 3.3: Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente: [5].

Suficiencia: margen de capacidad firme que indica el nivel de seguridad energética o desconianza al depender de exportaciones de países vecinos.

Costo fósil: sensibilidad que refleja los posibles valores que puede tomar el costo de combustible ante la economía global.

Costos de inversión en centrales renovables y GD: sensibilidad que refleja los posibles valores que puede tomar el costo de inversión en tecnologías renovables ante la economía global.

Costo almacenamiento: sensibilidad sobre los posibles valores que puede tomar el costo de inversión en sistemas de almacenamiento de energía ante la economía global.

3.3.3. Otros ejercicios de planificación del sistema latinoamericano

El ejercicio de planificación latinoamericano del BID ha sido utilizado en otros estudios que requieren evaluar la operación futura del sistema latinoamericano considerando una alta integración regional. En el estudio *Co-optimización del recurso agua y de los sistemas eléctricos: análisis en el contexto de la integración regional* [52] se evalúa la operación de Latinoamérica considerando una co-optimización del recurso del agua y alta integración regional para el año 2040. Los escenarios propuestos en este estudio, se obtienen utilizando el ejercicio de planificación del BID, introduciendo

modificaciones en la generación hidroeléctrica de embalse, solar, el abastecimiento de riego y sistema eléctrico chileno. Otro estudio que utiliza la planificación realizada por el BID es el de *Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar* [51]. En este estudio, se evalúa la operación de Latinoamérica considerando una alta integración regional y penetración solar para el año 2030. Los escenarios propuestos en este estudio, también se obtienen utilizando el ejercicio de planificación del BID, introduciendo modificaciones en el sistema eléctrico y los candidatos de interconexiones internacionales. En particular, se añaden tres interconexiones entre Chile y Argentina, Bolivia y Paraguay, y Argentina y Uruguay. En ambos estudios mencionados previamente, se modifica el modelo del sistema chileno desde 2 a 9 nodos. Lo que implica, también, una migración de la generación y demanda desde el sistema de 2 a 9 nodos.

3.4. Estabilidad de sistemas de potencia

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan cuando algún accidente o contingencia puntual (caída de un árbol sobre una línea de transmisión, incendio de un transformador, entre otros), altera la operación normal del sistema y lo lleva a una condición de inestabilidad irrecuperable. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y al sector productivo, con costos sociales tangibles como lo son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el mayor black out de la historia de USA (ocurrido el año 2003), involucró una pérdida económica estimada de 6 billones de USD, dejando a 50 millones de personas sin electricidad. Problemas similares han ocurrido en diversas partes del mundo: India (2012, 620 millones de personas afectadas por 2 días), Brasil (2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas), China (2008, 4 millones de personas afectadas), entre otros. En el sistema chileno, los cortes de suministro ocurridos durante el año 2015 produjeron costos y pérdidas cercanas a los US\$7 millones (CLP 4.620 millones).

Por lo anterior, los temas de estabilidad de grandes SEP han sido uno de los mayores desafíos de los operadores de red y reguladores del sector a nivel mundial desde el inicio de los grandes sistemas interconectados. Para enfrentar y resolver los problemas de estabilidad, así como minimizar sus posibles consecuencias en la sociedad, los operadores realizan diferentes estudios de forma de definir medidas correctivas apropiadas que permitan mantener la estabilidad del sistema frente a contingencias intempestivas y así asegurar el suministro de energía eléctrica a la población. En esta sección se realiza una descripción de los principales problemas de estabilidad en los sistemas de potencia asociados a los fenómenos electromecánicos [6], [7] así como la influencia de las TGVCC en la estabilidad. Finalmente, se presentan diferentes estrategias para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencias.

La definición de estabilidad de sistemas de potencia fue realizada mediante un trabajo en conjunto de la IEEE/CIGRE [6]. Según este reporte, *la estabilidad de los sistemas de potencia es la habilidad de los sistemas, dada una condición inicial, de recuperar un estado de operación en equilibrio luego de ser sometido a una perturbación, manteniendo todas las variables del sistema dentro de un rango delimitado.*

Los sistemas de potencia modernos poseen una respuesta dinámica influenciada por un amplio conjunto de elementos con diferentes características y velocidades de respuestas. Dependiendo del tipo de perturbación, topología y condición de operación del sistema, diferentes conjuntos de fuerzas pueden causar desbalances en el tiempo guiando al sistema a distintos problemas de estabilidad. Si bien el problema de estabilidad en los sistemas de potencia es un problema único, las diferentes formas de inestabilidad que estos podrían experimentar son difíciles de entender y analizar si se aborda el problema como único. Debido a la alta dimensionalidad y complejidad de los sistemas de potencia, la clasificación de los problemas de estabilidad ayuda enormemente a simplificar el análisis de problemas específicos. La IEEE/CIGRE [6], clasifica los problemas de estabilidad en base a las siguientes consideraciones [53]:

- La naturaleza física de la inestabilidad, la cual es definida por la principal variable del sistema donde se observa el problema de estabilidad.
- El tamaño de la perturbación, la cual tiene influencia en los métodos de cálculos y la predicción de los problemas de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y la ventana de tiempo que se debe considerar en pos de evaluar la

estabilidad.

La figura 3.4 muestra la clasificación de estabilidad, incluyendo sus categorías y subcategorías. Estas categorías son descritas en las siguientes subsecciones.

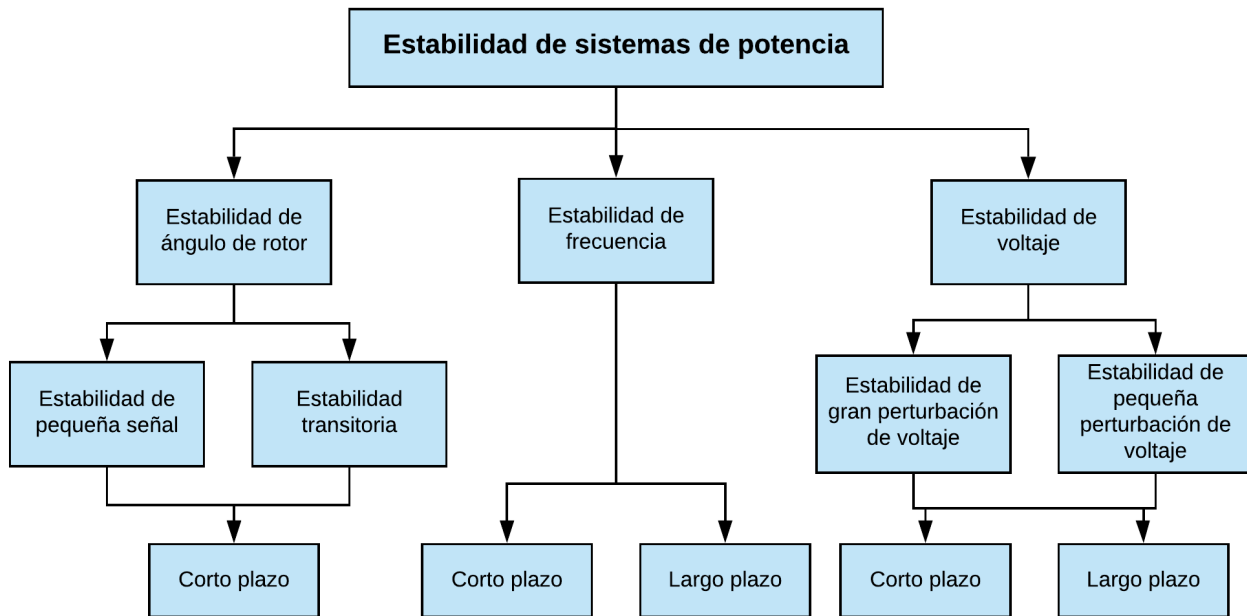


Figura 3.4: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia. Fuente: [6].

3.4.1. Estabilidad de ángulo del rotor

La estabilidad de ángulo del rotor es *la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia de mantener su sincronismo luego de ser sometido a una perturbación*. Esta capacidad depende de la habilidad para mantener/restaurar el equilibrio entre el torque mecánico y electromagnético de cada máquina sincrónica del sistema. La inestabilidad que puede resultar de este proceso, puede ocurrir en la forma de un incremento en las oscilaciones angulares de los generadores, las que pueden llevar a una pérdida de sincronismo.

El problema de estabilidad de ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electro-mecánicas inherentes de los sistemas de potencia. Un factor fundamental en dicho problema es la forma en la cual varía la potencia de las máquinas sincrónicas a medida que varía el ángulo del rotor. En régimen permanente, hay un equilibrio entre el torque mecánico y electromagnético de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, el equilibrio de torques se pierde, resultando en aceleración o desaceleración de acuerdo a la ley de cuerpos rotatorios. Si un generador gira más rápido que otro, la posición relativa de su rotor con respecto al rotor de un generador que gira más lento, aumentará. Esto resulta en que se transfiere potencia desde la máquina más lenta a la más rápida, de acuerdo a la relación potencia-ángulo. Dicho proceso, tiende a la reducción de la diferencia de velocidad y separación angular. Sin embargo, más allá de cierto límite, un incremento en la separación angular es acompañado de un decremento de la potencia transferida, lo cual incrementa la separación angular. En dicho caso, la inestabilidad se produce si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a las diferencias de velocidad de los rotores. Por lo tanto, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones de los ángulos de

los rotores resultan en suficientes torques eléctricos restauradores. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas.

El comportamiento del torque eléctrico de las máquinas sincrónicas, luego de una perturbación, puede ser dividido en dos componentes [54], como se muestra en la ecuación (3.1).

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (3.1)$$

Donde:

$T_S \Delta \delta$: componente de la variación del torque en fase con la desviación del ángulo del rotor $\Delta \delta$. T_S es el coeficiente de torque sincronizante.

$T_D \Delta \omega$: componente de la variación del torque en fase con la desviación de velocidad $\Delta \omega$. T_D es el coeficiente de torque amortiguante.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada generador. La falta de torque sincronizante (T_S) resulta en inestabilidad no oscilatoria. Por otro lado, la falta de torque amortiguante (T_D) resulta en inestabilidad oscilatoria.

Para facilitar el análisis y obtener un conocimiento práctico acerca de la naturaleza de los problemas de estabilidad, el fenómeno de estabilidad de ángulo de rotor se divide en dos categorías: estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria (ver figura 3.4).

Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal es *la capacidad de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo luego de ser sometido a pequeñas perturbaciones*. Las perturbaciones se consideran suficientemente pequeñas cuando es posible linealizar las ecuaciones que describen la dinámica del sistema [53].

La estabilidad en este caso depende de las condiciones iniciales del sistema. La inestabilidad puede presentarse de dos maneras: (i) un incremento no oscilatorio del ángulo de rotor o un modo aperiódico debido a falta de torque sincronizante, o en su defecto (ii) oscilaciones crecientes del ángulo del rotor debido a falta de torque amortiguante. Hoy en día, los problemas de estabilidad de pequeña señal están casi siempre asociados a torque amortiguante insuficiente. Lo anterior, es debido a que la inestabilidad aperiódica ha sido ampliamente mitigada mediante el uso de reguladores de voltaje en los generadores. La ventana de tiempo de interés en estos problemas de inestabilidad está en el orden de los 10 a 20 segundos luego de una perturbación.

La estabilidad de pequeña señal se estudia mediante análisis de las oscilaciones de las masas rotatorias de las máquinas que conforman los sistemas de potencia. Estas oscilaciones de baja frecuencia están en el rango entre 0.1 y 2 Hz. Su clasificación depende de la fuente de oscilación y rango de frecuencias, como se muestra a continuación:

- Modos locales: Asociados a oscilaciones de un generador o las unidades de una central con respecto al resto del sistema. El término “local” se usa porque las oscilaciones se localizan en una central o pequeña parte del sistema. Estas oscilaciones, se encuentran usualmente en el rango entre 0,7 y 2 Hz.
- Modos inter-área: Asociados a oscilaciones de varias máquinas en una parte del sistema contra

generadores de otra zona del sistema. Esto ocurre comúnmente en sistemas con interconexiones largas y débiles. El rango usual de estas oscilaciones es entre 0,1 y 0,7 Hz.

- Modos de control: Asociados a generadores y controladores con una mala sintonización de parámetros o diseño del mismo.
- Modos torsionales: Asociados con los componentes rotacionales del eje turbina - generador. La inestabilidad de modos torsionales puede ser ocasionada por una mala acción de los controles de excitación, reguladores de velocidad, controles de links HVDC, y líneas con compensación serie.

Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria se define como *la capacidad de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de ser sometido a grandes perturbaciones, tales como cortocircuitos en líneas de transmisión, desconexiones de grandes plantas generadoras o desconexiones de grandes cargas*. La respuesta del sistema ante grandes perturbaciones involucra grandes excursiones de los ángulos del rotor regidas por la relación no lineal de potencia-ángulo de las máquinas sincrónicas. Consecuentemente, en estos casos no es posible linealizar las ecuaciones del sistema como en el caso del análisis de pequeña señal. La estabilidad transitoria depende tanto de la condición inicial del sistema como de la severidad de la contingencia. En este caso, el punto de operación del sistema post-contingencia suele ser distinto al del sistema pre-contingencia. La ventana de tiempo de interés en estudios de estabilidad transitoria usualmente es menor a 10 segundos luego de la contingencia. Sin embargo, en el caso de grandes sistemas interconectados, ésta puede extenderse hasta 20 segundos.

La pérdida de sincronismo puede ocurrir durante la primera oscilación o después de varias oscilaciones. En el primer caso, la inestabilidad se produce debido al torque sincronizante insuficiente y usualmente es conocida como first swing instability. Sin embargo, grandes sistemas de potencias no siempre experimentan inestabilidad en la primera oscilación. De hecho, es posible que un generador conserve su sincronismo durante las primeras oscilaciones, pero que luego presente oscilaciones de amplitud creciente en el tiempo, en cuyo caso, el sincronismo se pierde luego de varios ciclos. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre debido a torque amortiguante insuficiente y/o acciones conflictivas entre los controladores del sistema.

3.4.2. Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje es *la capacidad de un sistema de potencia de mantener las tensiones en todas las barras de la red, tanto en régimen permanente como después de perturbaciones, dentro de márgenes aceptables*. Esta capacidad depende de la habilidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la potencia reactiva demandada y la suministrada. La inestabilidad que puede resultar de este proceso podría manifestarse como una caída o alza de tensión en algunas barras del sistema. Las consecuencias de una inestabilidad de voltaje pueden ser la pérdida de carga en un área, la desconexión de líneas de transmisión u otros elementos, los cuales pueden producir cortes de suministro o desconexión en cascada.

La inestabilidad de voltaje más típica es aquella producida por caídas de tensión. Uno de los factores que puede potenciar esta inestabilidad es cuando las líneas de transmisión operan congestionadas sin mayor capacidad para transferir potencia. Otro factor es cuando las máquinas sincrónicas alcanzan el límite máximo de su corriente de campo, y por ende, pierden capacidad de control de tensión en bornes. Los problemas de estabilidad de voltaje muchas veces son producidos por la dinámica de ciertas cargas. En caso de una perturbación, la potencia consumida por este tipo de cargas tiende a

ser restaurada debido a la acción de los ajustes de deslizamiento de los motores, reguladores de voltaje, controladores de tap de los transformadores, termostatos, entre otros. Esto aumenta el estrés del sistema ya que la carga demanda repentinamente una potencia reactiva significativa, causando una mayor reducción de los voltajes de la red. Si el consumo demandado está más allá de la capacidad que puede suministrar el sistema, se tiene una inestabilidad de voltaje [53].

Si bien la forma más común de inestabilidad de voltaje es causada por caídas de tensión, esta también puede producirse debido a sobretensiones [55]. Dicho problema, se produce cuando el sistema no tiene la habilidad para operar sus líneas con bajos flujos de potencia. En este caso, al operar las líneas debajo de su potencia natural, aumenta el voltaje en un extremo de la línea, resultando en operación de los controladores de taps para reducir tal sobre voltaje. Sin embargo, si el sistema no tiene la capacidad de entregar los suficientes reactivos inductivos para reducir el voltaje, se puede presentar un problema de inestabilidad de sobre voltaje.

La inestabilidad de voltaje puede ser clasificada en:

- *Estabilidad de voltaje de gran perturbación*: Es la habilidad del sistema de mantener los voltajes de la red estables luego de grandes perturbaciones como fallas y pérdidas de generación. Dicha habilidad está determinada por las características del sistema y de la carga, así como por las interacciones de los sistemas de control y protección. El estudio de este problema de estabilidad requiere un análisis de la respuesta no lineal del sistema.
- *Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación*: Es la habilidad del sistema de mantener los voltajes estables luego de pequeñas perturbaciones como un aumento o disminución de carga. Esta forma de estabilidad está asociada a las características de la carga y los sistemas de control tanto continuos como discretos. Este problema puede ser estudiado mediante la linealización del modelo del sistema. Sin embargo, algunos elementos no pueden ser linealizados como los controladores de taps. Por lo tanto, en estos estudios se debe utilizar una combinación de análisis lineal y no lineal.

La inestabilidad de voltaje se presenta en ventanas de tiempo del orden de los segundos hasta los varios minutos y puede clasificarse según:

- *Estabilidad de voltaje de corto plazo*: involucra acción de componentes con dinámicas rápidas tales como motores de inducción, cargas controladas por electrónica de potencia, convertidores de enlaces HVDC, entre otros. La ventana de tiempo en este caso está en el orden de varios segundos.
- *Estabilidad de voltaje de largo plazo*: involucra componentes de los sistemas con dinámicas lentas tales como controladores de taps, cargas controladas termostáticamente, limitadores de corriente de campo de los generadores, entre otros. La ventana de tiempo en este caso es de unos pocos a varios minutos.

3.4.3. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia es *la capacidad de un sistema de potencia de mantener la frecuencia del sistema estable después de perturbaciones que resulten en un desbalance entre carga y generación*. Esta capacidad depende de la habilidad de mantener/restaurar el equilibrio entre generación y carga con la menor pérdida de carga posible. La inestabilidad que puede resultar de este proceso ocurre en la forma de una oscilación sostenida en el tiempo, causando la desconexión de unidades de generación y/o cargas.

La figura 3.5 muestra la evolución de la frecuencia de un sistema de potencia frente a un desbalance de carga. De la figura se observa que la respuesta del sistema se puede dividir en 3 periodos: (i) respuesta inercial de los generadores sincrónicos (ii) control primario de frecuencia, y (iii) control secundario de frecuencia (AGC).

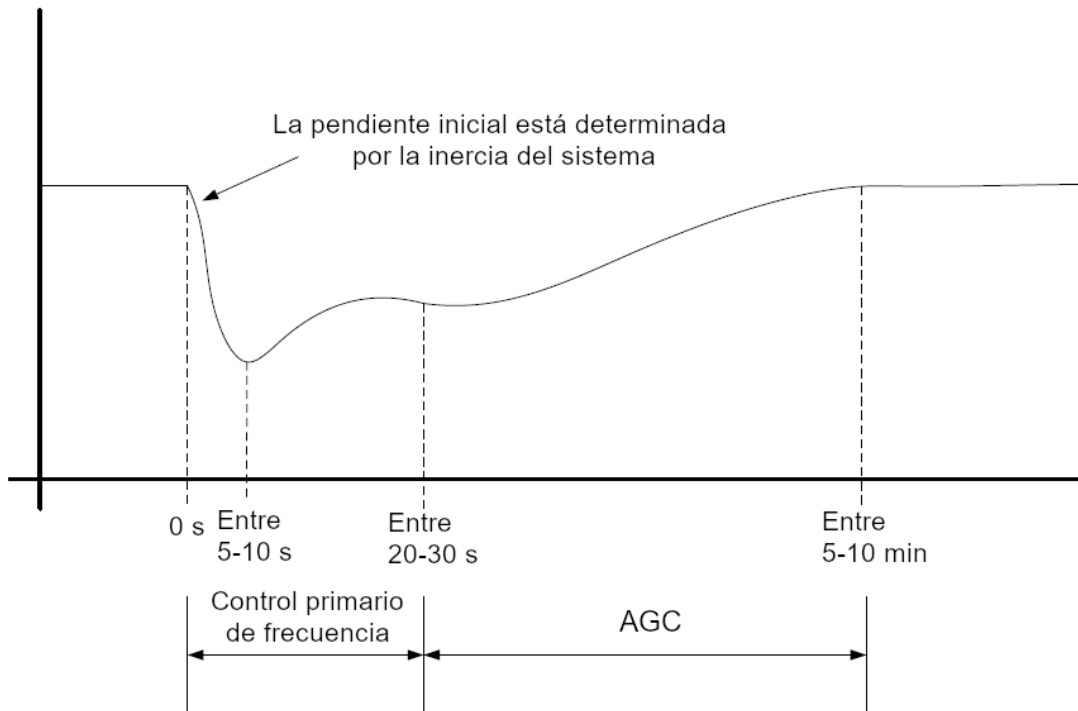


Figura 3.5: Una ilustración de la respuesta de frecuencia de un sistema de potencia luego de la desconexión de su mayor unidad de generación. Fuente: [7].

En el primer periodo, la respuesta del sistema se caracteriza por la respuesta inercial inherente de los generadores sincrónicos. En este periodo, las máquinas rotatorias como generadores sincrónicos y motores de inducción aportan parte de la energía cinética contenida en sus partes giratorias para compensar el desbalance de potencia. La potencia entregada por cada generador depende de su proximidad eléctrica a la falla, inercia y capacidad nominal. Después de unos segundos, comienzan a actuar los regulares de velocidad de los generadores sincrónicos (control primario de frecuencia). En esta etapa, los generadores aumentan su inyección de potencia de acuerdo al droop de su regulador hasta lograr el balance de potencia en el sistema. Finalmente, en el tercer periodo actúa el control automático de generación (AGC), el cual es el encargado de restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal. Este control centralizado cambia las consignas de potencia de los generadores para restaurar la frecuencia del sistema.

Los factores que determinan si la frecuencia de un sistema es estable frente a perturbaciones son:

1. Cantidad de reserva en giro disponible en las unidades generadoras
2. Velocidad y confiabilidad de la respuesta de las turbinas y gobernadores.
3. Inercia total del sistema
4. Magnitud de la inherente amortiguación de las cargas.

Los problemas de estabilidad de frecuencia pueden ser clasificados en base a su ventana de tiempo según:

- *Estabilidad de frecuencia de corto plazo*: involucra elementos con dinámicas rápidas, tales como controladores de los generadores, esquemas de desconexión de carga a baja frecuencia, y protecciones. Esta ventana de tiempo está entre las fracciones de segundos hasta los varios segundos.
- *Estabilidad de frecuencia de largo plazo*: involucra elementos con dinámicas lentas, tales como encendido de sistemas de generación primario y reguladores de voltajes de cargas. La ventana de tiempo de interés va de los varios segundos hasta los varios minutos. Estos problemas pueden ser causados por los controles de sobre velocidad de turbinas de plantas térmicas, o protecciones de calderas y otros controles con tiempo de respuesta largos [56].

3.4.4. Efectos de las TGVCC en la estabilidad

Debido a las características físicas de las TGVCC y al hecho de que están conectados mediante electrónica de potencia al sistema, su interacción con la red es significativamente diferente a la interacción de las plantas generadoras tradicionales. Por una parte, la respuesta dinámica de las TGVCC así como su interacción con la red durante contingencias, quedan definidas por las estrategias de control elegidas y no por las características propias de los convertidores. Lo anterior, es contrario a lo que ocurre en el caso de las máquinas rotatorias tradicionales donde en cuyo caso sus características físicas juegan el principal rol sobre su comportamiento dinámico. Por otra parte, la rápida respuesta de las TGVCC incrementa la velocidad de respuesta de los sistemas de potencia, por lo que se abarcaría la ventana de tiempo electromagnética. Desde la perspectiva de estabilidad, lo anterior implica que podrían surgir interacciones rápidas entre los convertidores y otros elementos del sistema debido a acoplamientos dinámicos entre el control de los convertidores y la red, los cuales a menudo muestran comportamientos inestables [57].

Los problemas operacionales y de estabilidad en sistemas dominados por TGVCC pueden manifestarse de variadas formas. Por un lado, pueden surgir problemas de estabilidad desencadenados por los convertidores, estabilidad de resonancia, interacciones de controladores rápidos, estabilidad de pequeña señal y voltaje [7]. Por otro lado, el desplazamiento de generación tradicional por TGVCC reduce la inercia del sistema, resultando en mayor riesgo de inestabilidad de frecuencia debido a caídas de frecuencias mayores durante los primeros segundos luego de la pérdida de un generador.

Efectos de las TGVCC en la estabilidad de ángulo del rotor

Debido a que la generación sincrónica tradicional está siendo desplazada por TGVCC, la inercia total de los sistemas de potencia está disminuyendo. Esto tiene un impacto en la estabilidad de ángulo de rotor y en los modos electromecánicos del sistema [58]. En particular, el desplazamiento de la generación sincrónica por TGVCC, afecta a la estabilidad de ángulo de rotor de los generadores restantes de distintas maneras:

1. *La variación de los flujos en las tie-lines podría afectar al amortiguamiento de los modos inter-área y los márgenes de estabilidad transitoria* [59]. Este efecto ha sido estudiado en [8] donde analizan la estabilidad de pequeña señal y transitoria, a medida que aumenta la penetración eólica. El sistema del caso de estudio propuesto se muestra en la figura 3.6, el cual tiene 4 generadores sincrónicos y tres plantas eólicas en las barras 6, 8 y 10. Los generadores sincrónicos son modelados usando un modelo de sexto orden sin límites de saturación magnético y con un AVR del tipo *IEEE type 1 model*. Las plantas eólicas utilizan un modelo DFIG [60] de

capacidad de 2 MW operando a factor de potencia unitario.

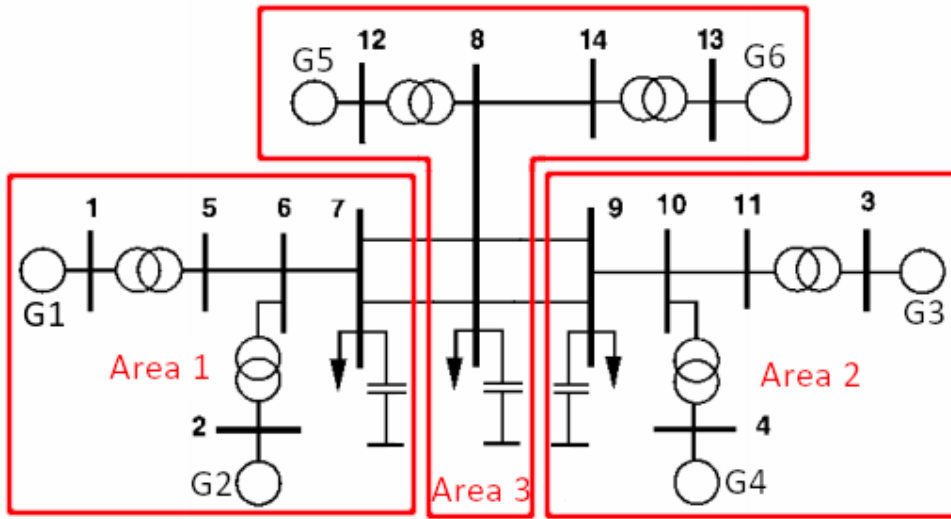


Figura 3.6: Sistema de prueba de tres áreas. Fuente: [8].

El estudio de pequeña señal se realiza mediante un análisis modal que evalúa dos escenarios (A) generación tradicional desplazada gradualmente por plantas eólicas lejanas a los nodos con cargas y (B) generación tradicional desplazada gradualmente por plantas eólicas dentro a una misma área. Ambos escenarios consideran una carga total de 3600 MW, pero la diferencia es que el escenario A conecta las plantas eólicas hasta alcanzar 400 MW en la barra 8 y el escenario B conecta la misma cantidad de plantas eólicas en la barra 6. Los resultados de ambos escenarios se muestran en la figura 3.7.

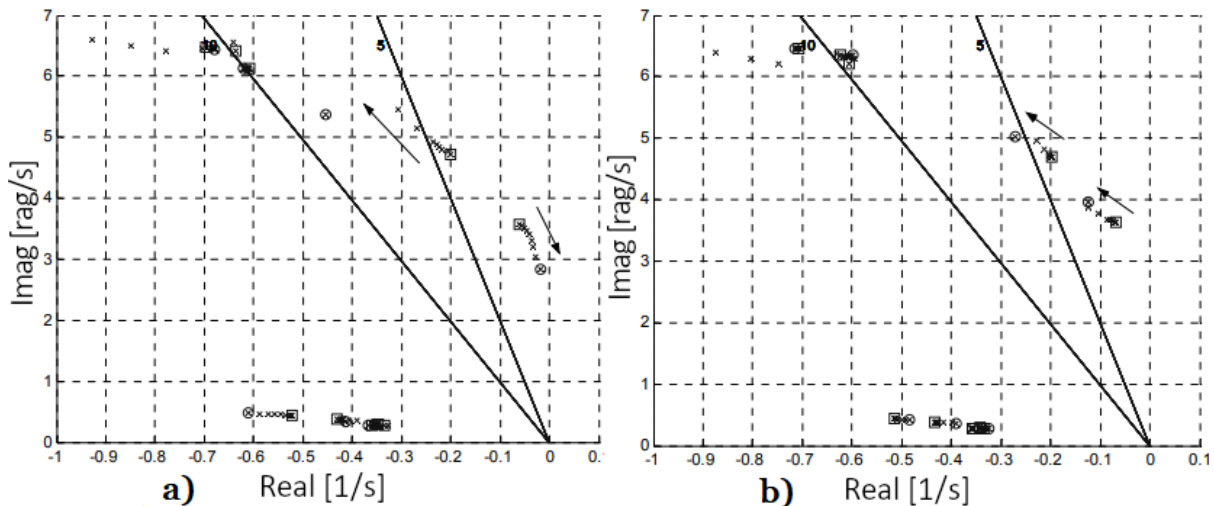


Figura 3.7: Polos resultantes del análisis modal a) Escenario A b) Escenario B. Fuente: [8].

La figura 3.7(a) muestra que el escenario A tiene 5 modos de oscilación de los cuales 3 de ellos son modos locales y están bien amortiguados. Entre los modos inter-áreas restantes, el peor amortiguado es el producido por los generadores de las áreas más lejanas (entre las

áreas 1 y 2). A medida que aumenta la penetración eólica, este modo inter-área va reduciendo su amortiguamiento, mientras que los demás modos mejoran. Una de las razones asociadas a este mal amortiguamiento es que la línea 9-10 (es una tie-line que interconecta las áreas 3 y 2) aumenta su flujo. La figura 3.7(b) muestra que el escenario B a diferencia del A, tiene una mejora en los amortiguamientos de los modos inter-área aunque se introduce la misma magnitud de generación eólica (400 MW). De estos resultados, se puede concluir que los flujos por las tie-lines pueden verse modificados por las variaciones de la penetración eólica, pudiendo afectar a los modos de oscilación tanto negativa como positivamente dependiendo de la localización de la generación eólica.

2. *El desplazamiento de grandes generadores sincrónicos podría provocar cambios en el mode shape, frecuencia modal y amortiguamiento de modos electromecánicos.* Esto ha sido estudiado en [9] donde se realiza un estudio de estabilidad de pequeña señal y transitoria, considerando el desplazamiento de generadores tradicionales por plantas eólicas. El sistema de potencia del caso de estudio se compone de 22000 barras, 3104 generadores y una capacidad instalada de 581 GW. Sin embargo, este estudio está enfocado a evaluar y modificar una zona de este gran sistema, la cual tiene una capacidad instalada de 4731 MW de los cuales 1460 MW son generadores eólicos DFIG. Tanto el estudio transitorio como de pequeña señal evalúan los siguientes casos de estudios (A) la generación eólica por DFIG es reemplazada por generación sincrónica de potencia equivalente (B) se conserva el sistema original manteniendo los DFIG (C) la generación por DFIG no es reemplazada, se incrementa la generación eólica por DFIG en 915 MW y se aumenta la demanda en 2%, y (D) la generación eólica por DFIG es reemplazada por máquinas sincrónicas, se incrementa la generación sincrónica en 915 MW y se aumenta la demanda en 2%.

Los resultados de los valores propios del estudio de pequeña señal muestran tanto efectos negativos como positivos sobre el amortiguamiento, tal como se muestra en las tablas 3.2 y 3.3, respectivamente. La tabla 3.2 muestra los modos dominantes mal amortiguados con mayor sensibilidad negativa de la parte real su valor propio con respecto a la inercia del sistema. De estos modos dominantes, se observa que los casos con mayor penetración eólica DFIG (B y C) tienen modos con menor amortiguamiento. Del análisis de sensibilidad de amortiguamiento/inercia de los modos dominantes en los casos A y D, se concluye que al disminuir la inercia, los valores propios dominantes se desplazan hacia la derecha y disminuye el amortiguamiento, volviendo al sistema más propenso a volverse inestable.

Tabla 3.2: Resumen de valores propios dominantes de los casos A, B, C y D que muestran perjuicios en el amortiguamiento ante la inclusión de DFIGs.

Caso	V. Real	V. Imag	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Máquina dom.
A	-0.0643	3.5177	0.5599	1.83	33232
B	-0.0412	3.5516	0.5653	1.16	33232
C	-0.0239	3.5238	0.5608	0.68	33232
D	-0.0427	3.4948	0.5562	1.22	33232

La tabla 3.3 muestra los modos dominantes mal amortiguados con mayor sensibilidad positiva de la parte real su valor propio con respecto a la inercia del sistema. De estos modos dominantes, se observa que los casos con mayor penetración eólica DFIG (B y C) tienen modos con mayores amortiguamientos. Del análisis de sensibilidad de amortiguamiento/inercia de los modos dominantes en los casos A y D, se observa que la disminución de inercia aumenta el amortiguamiento, volviendo al sistema más estable. Finalmente, se concluye del análisis de

pequeña señal que la penetración de DFIG tiene efectos tanto positivos como negativos en los modos oscilatorios mal amortiguados.

Tabla 3.3: Resumen de valores propios dominantes de los casos A, B, C y D que muestran mejoras en el amortiguamiento ante la inclusión de DFIGs.

Caso	V. Real	V. Imag	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Máquina dom.
A	-0.0651	2.8291	0.4503	2.3	42037
B	-0.0725	2.8399	0.452	2.55	33216
C	-0.0756	2.8189	0.4486	2.68	42037
D	-0.0566	2.805	0.4464	2.02	42037

El estudio de estabilidad transitoria tiene por objetivo evaluar los modos mal amortiguados mediante fallas trifásicas. Esto se realiza en dos escenarios, el primer escenario busca excitar los modos mal amortiguados con mayor sensibilidad negativa entre la parte real de su valor propio e inercia del sistema (tabla 3.2), y el segundo busca excitar los modos mal amortiguados con mayor sensibilidad positiva entre la parte real de su valor propio e inercia del sistema (tabla 3.3). En el primer escenario se realiza una falla trifásica, la cual es despejada luego de 5 ciclos, en una barra cercana a los generadores que poseen los modos mal amortiguados. Los resultados del primer escenario se muestran en la figura 3.8(a), la cual muestra las velocidades del generador 32527 en los casos A, B, C y D. De esta figura, se comprueba que el caso A tiene un mayor amortiguamiento que el B, y el caso D amortigua de mejor manera que el C. De este modo, los casos que tienen generación sincrónica (con inercia), tienen mejor amortiguamiento que su caso análogo en que se utilizan DFIGs.

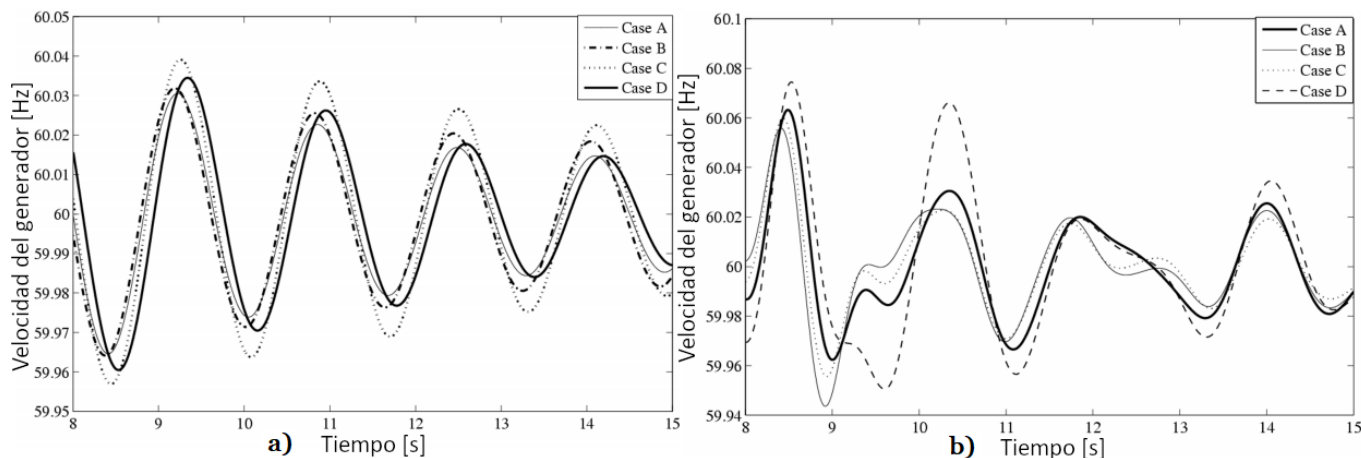


Figura 3.8: Velocidad de generadores a través de una falla trifásica en cada caso propuesto (a) Generador 32527 - Escenario 1 (b) Generador 33216 - Escenario 2. Fuente: [9].

En el segundo escenario se realiza una falla trifásica, la cual es despejada luego de 6.6 ciclos, en una barra cercana a los generadores que poseen los modos mal amortiguados. Los resultados del segundo escenario se muestran en la figura 3.8(b) donde se ve la velocidad del generador 33216 en los casos A, B, C y D. De esta figura, se observa que los casos con mayor penetración de DFIG tienen un mejor amortiguamiento, siendo la respuesta contraria al primer escenario. Se concluye que el aumento de penetración DFIG puede provocar cambios tanto positivos como negativos en el amortiguamiento de los modos de oscilación, los cuales pueden ser identificados

mediante un análisis de sensibilidad de valores propios.

3. *El desplazamiento de generadores sincrónicos podría afectar al torque amortiguante en la zona afectada de manera similar a como lo harían los equipos FACTS.* Lo mencionado se refleja en cambios de los modos de oscilación de los generadores sincrónicos restantes. Esto es debido a que los AVR y PSS de los generadores sincrónicos aportan tanto torque sincronizante como amortiguante, reduciendo los modos de oscilación en el área donde se encuentran. Por su parte, los equipos FACTS también tienen capacidad de regulación de voltaje así como de amortiguamiento de oscilaciones mediante Power Oscillation Dampers (POD) [61]. Si bien mediante el desplazamiento de generación sincrónica se pierde parte de la capacidad de amortiguar las oscilaciones y regular voltaje, también pueden incorporarse estrategias de control para amortiguamiento de oscilaciones (POD) y regulación de voltaje en DFIG [62]. Sin embargo, en caso de redes poco robustas con bajos niveles de cortocircuito la regulación de voltaje de las TGVCC puede verse limitada, y la operación a máxima potencia puede limitar su contribución al amortiguamiento de oscilaciones.
4. *El desplazamiento de generadores con PSS claves podrían afectar a la estabilidad tanto transitoria como de pequeña señal.* Al no contar con los PSS cruciales en la operación de un sistema de potencia, se podrían enfrentar problemas de amortiguamiento. Estos problemas son conocidos y han sido discutidos en varias publicaciones y libros [21],[53]. En pos de contrarrestar estos problemas se pueden usar equipos FACTS que cuenten con amortiguamiento de oscilaciones (POD).

Actualmente, no hay un consenso acerca de los efectos del aumento de penetración de las TGVCC en los modos electromecánicos y en la estabilidad de pequeña señal de los sistemas de potencia. Esto es debido a que se han observado efectos tanto positivos como negativos [9]. El impacto de la penetración de las TGVCC depende de variados factores como el número de TGVCC en el sistema, el tipo de control aplicado, la topología de la red y su robustez, la carga del sistema, y otros factores similares.

En cuanto a la estabilidad transitoria, el aumento de TGVCC hace que el sistema pueda perder más rápido el sincronismo, por lo que aumenta el riesgo de inestabilidad [63]. La penetración de TGVCC puede tener tanto efectos positivos como negativos en la estabilidad del rotor dependiendo de la topología de la red, su localización y el control usado en las TGVCC [9]. Los efectos de los TGVCC en la estabilidad transitoria también pueden ser influenciados por el tipo de perturbación y su localización con respecto a la ubicación de las TGVCC y la de grandes plantas generadoras [64]. El control de los convertidores durante y después de la falla, junto a su capacidad de fault-ride-through (FRT) también pueden influenciar a la estabilidad transitoria [64].

Efectos de las TGVCC en la estabilidad de frecuencia

Si bien las TGVCC no entregan una respuesta inercial natural al sistema, estos pueden aportar al control rápido de frecuencia durante contingencias y en régimen permanente. Sin embargo, debido a que las TGVCC están asociadas a recursos renovables (solar, eólico y marítimo), el operar fuera del MPP para entregar respuesta de frecuencia lleva a consecuencias económicas asociadas con el vertimiento de energía en pos de mantener el margen de reserva para el control de frecuencia. Omitiendo los factores económicos, se ha demostrado en varios estudios que a nivel técnico las TGVCC pueden contribuir bastante bien al control rápido de frecuencia. En particular, pueden aportar con control primario y respuesta inercial virtual entregando una cierta cantidad de potencia en la medida que se disponga del control necesario [65].

En el caso de *tecnologías de generación fotovoltaica*, esta puede realizar control primario de frecuencia mediante la modificación del algoritmo de Maximum Power Point Tracking (MPPT) para operar en un punto sub-óptimo permitiendo así que la central mantenga reservas. Usualmente, la implementación del control primario exige que la potencia de operación se reduzca un 10% del valor MPP (operación sub-óptima). De este modo, la central dispone de reservas de potencia para contrarrestar caídas de frecuencia. El lazo de control de potencia activa en el convertidor que permite esta función se muestra en la figura 3.9. Se observa que se añade un control droop que modifica la referencia de potencia activa según el error entre la frecuencia medida y de referencia.

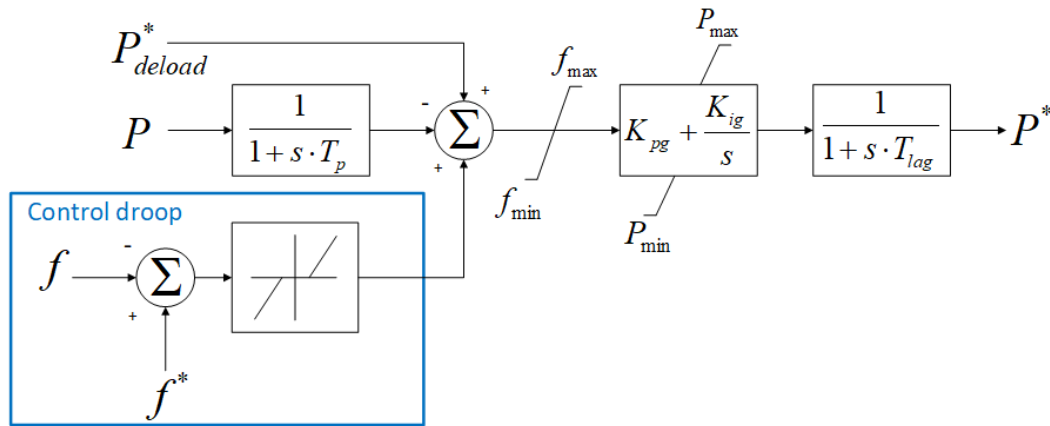


Figura 3.9: Lazo de control de potencia activa del convertidor de un sistema de generación solar fotovoltaico que contiene al control droop. Fuente: [10].

El diagrama que muestra la función de operación del control droop se muestra en la figura 3.10. En el diagrama se observa que hay un banda muerta de frecuencia donde el control droop no se activa. Durante alzas de frecuencia el control droop se activa, pero no requiere utilizar reservas de energía, sino que solo disminuir su potencia de operación. Sólo durante caídas de frecuencia se utiliza la reserva de la planta fotovoltaica.

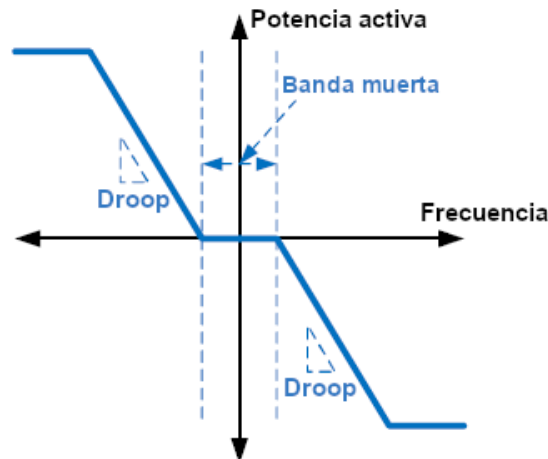


Figura 3.10: Función del control droop.

En [11], se evalúa la operación del control de frecuencia en plantas fotovoltaicas. Este control droop se implementó en una planta fotovoltaica de 50 MVA introducida en el sistema IEEE de 9 barras, 3 cargas y 3 máquinas sincrónicas (247.5, 192 y 128 MVA). La reserva de potencia de la planta fotovoltaica se fija en un 20% de la potencia máxima de operación. Las contingencias

simuladas fueron un aumento y disminución del 20% de una de las cargas en $t=5$ segundos. Los resultados de la variación de frecuencia del sistema luego de un aumento y disminución de la carga se muestran en las figuras 3.11(a) y 3.11(b), respectivamente. La figura 3.11(a) muestra que el control droop de la planta fotovoltaica logra compensar la caída de frecuencia aportando potencia tanto en el transitorio como en régimen permanente. La figura 3.11(b) muestra que el control droop logra compensar el alza de frecuencia disminuyendo la potencia suministrada por la planta fotovoltaica.

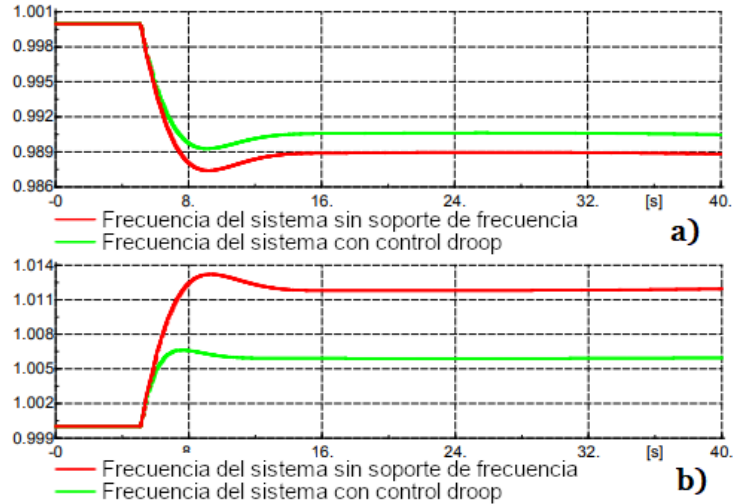


Figura 3.11: Frecuencia del sistema ante contingencias (a) Aumento de carga (b) Disminución de carga. Fuente: [11].

En el caso de la *generación eólica*, esta tecnología también puede realizar control primario de frecuencia mediante una operación sub-óptima. De hecho, del mismo modo que en la generación fotovoltaica, se modifica el algoritmo MPPT para lograr una operación sub-óptima. Sin embargo, a diferencia de la generación fotovoltaica, se requiere manipular la velocidad de giro del rotor para modificar la potencia de operación. Esta velocidad de rotor se regula mediante el control de ángulo pitch que modifica el ángulo de rotación de las aspas. El lazo típico de control de ángulo pitch se muestra en la figura 3.12, en la cual la dinámica del servo-accionador que rota las aspas modela la planta.

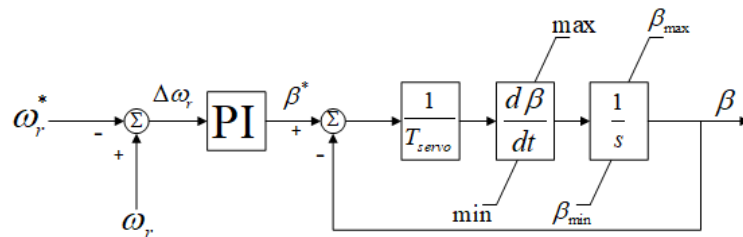


Figura 3.12: Control de ángulo pitch con la velocidad de giro del rotor como referencia. Fuente: [12].

El control droop que se introduce en el lazo de control de potencia del convertidor es el mismo que el usado en centrales fotovoltaicas. En la figura 3.13 se muestra el lazo del control droop (línea sólida) acoplado a un lazo de control de respuesta inercial virtual (línea discontinua). El comportamiento del control droop se muestra en la figura 3.10 donde se ve que ante caídas de frecuencia fuera de la banda muerta el generador eólico aporta potencia activa, contrarrestando la caída de frecuencia. Por otro lado, ante alzas de frecuencia fuera de la banda muerta el generador eólico reduce su potencia activa, contrarrestando este aumento. El generador eólico no solo puede entregar una respuesta en frecuencia mediante una operación sub-óptima, sino que también puede entregar una respuesta

inercial virtual. Para lo anterior, el generador eólico puede usar la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias (aspas) además de la reserva por su operación sub-óptima. Este control inercial, a diferencia del droop, modifica la potencia de referencia solo cuando hay variaciones en la frecuencia del sistema tal como lo muestra el lazo discontinuo con derivada de la figura 3.13.

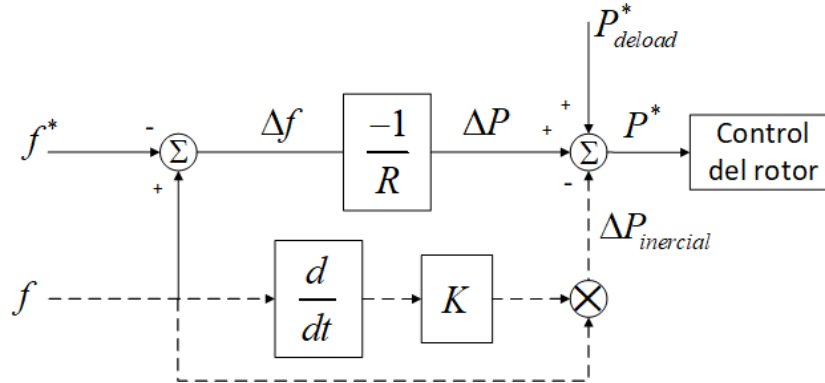


Figura 3.13: Lazos de controles droop e inercial acoplados. Fuente: [12].

En [12] se evalúa la operación del control droop e inercia virtual de manera independiente y coordinada, considerando un generador eólico DFIG. El estudio utiliza el lazo de control de ángulo pitch mostrado en la figura 3.12, y los lazos de control control droop e inercia virtual mostrados en la figura 3.13. El algoritmo utilizado para determinar la operación sub-óptima asegura una reserva de potencia activa de aproximadamente 10% para velocidades de viento menores a 11.8 m/s. El sistema de estudio considera una barra en la que se conectan en paralelo: un DFIG de 5 MW, un generador sincrónico con AVR/GOV de 8 MVA, un capacitor de 1 μ F y una carga de 7+1i MVA. La contingencia simulada considera una velocidad de viento de 11 m/s y un impacto de carga en $t=2$ seg de 0.3 MW. Los resultados de la frecuencia del sistema y potencia activa entregada por el DFIG se muestran en la figura 3.14.

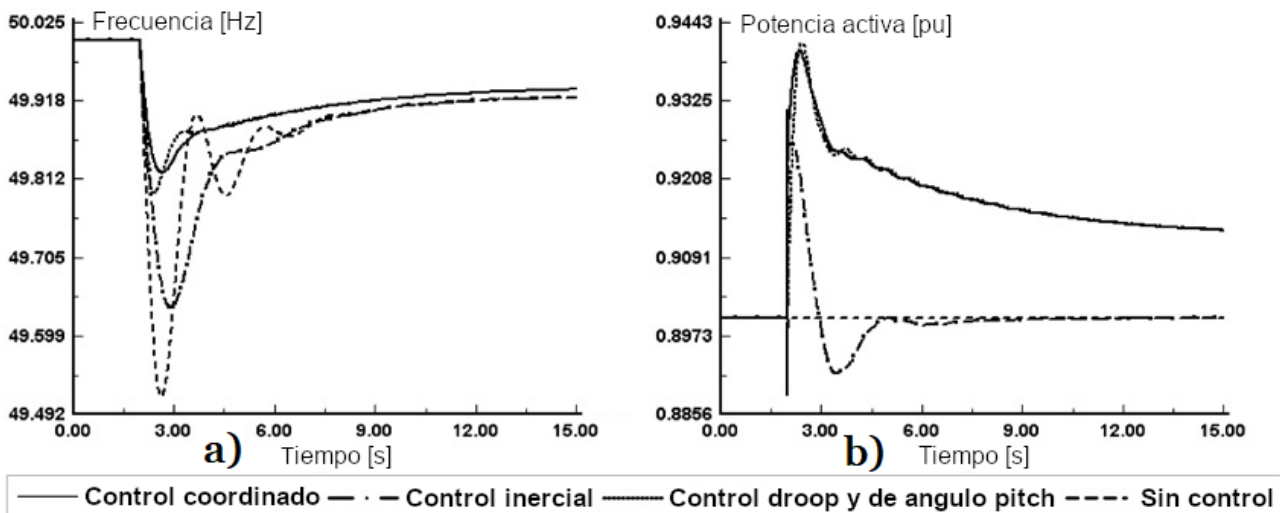


Figura 3.14: Variables medidas ante un impacto de carga. (a) Frecuencia del sistema (b) Potencia activa entregada por el DFIG. Fuente: [12].

Los resultados de la frecuencia del sistema muestran que tanto el control inercial como el droop reducen la caída de frecuencia, siendo su operación coordinada el caso donde existe el mejor valor de

frecuencia mínima. Adicionalmente, se observa que al utilizar únicamente el control droop se reduce el error de frecuencia en régimen permanente. Por otra parte, los resultados de la potencia activa del DFIG confirman que el aporte de potencia en régimen permanente solo lo realiza el control droop. El aporte del control inercial depende de si existen variaciones en la frecuencia del sistema, por lo que su aporte de potencia es cero en régimen permanente. Ambos métodos de control estudiados aportan a la estabilidad del sistema logrando mejorar su respuesta en régimen transitorio, y en régimen permanente en el caso del control droop.

El constante aumento de penetración de TGVCC en sistemas de potencia alrededor del mundo, llevará a que los sistemas de potencia muestren una respuesta de frecuencia muy similar a la que tienen sistemas de potencia pequeños con baja inercia. Lo anterior, se ejemplifica en la figura 3.15. Por este motivo, a futuro es muy importante contar con TGVCC que posean controles de respuesta rápida de frecuencia tanto inercial como de control primario.

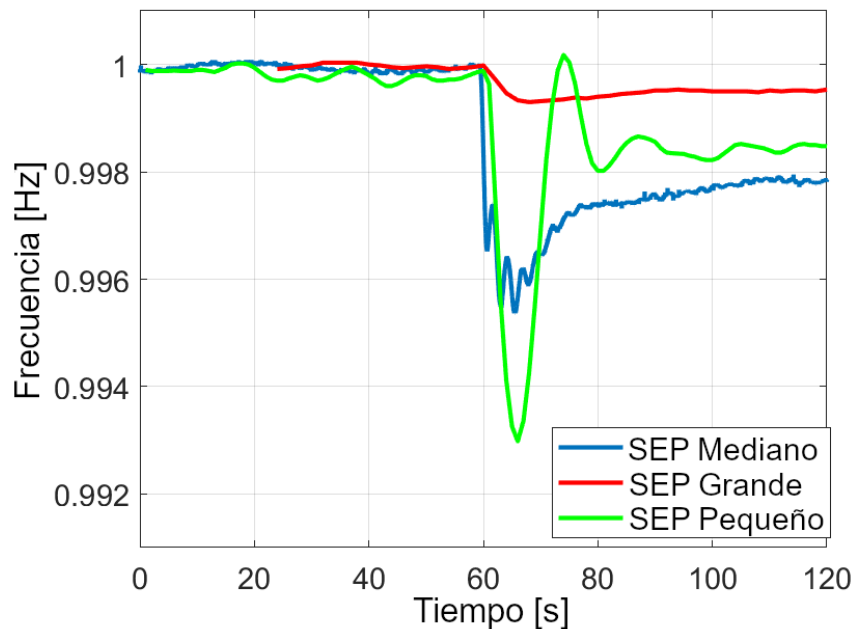


Figura 3.15: Respuesta en frecuencia de sistemas de potencia pequeños, medianos y grandes ante un evento de desconexión de generación de la misma magnitud en cada sistema. Fuente: [7].

La reducción de inercia en los sistemas de potencia producido por un aumento de la penetración de TGVCC, lleva a que las excursiones de frecuencia sean más rápidas y por ende el riesgo de inestabilidad de frecuencia sea mayor.

3.4.5. Estrategias para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia

En esta subsección se presentan diferentes estrategias de control y equipos para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia, incluyendo la estabilidad de frecuencia, ángulo y voltaje. En los equipos que mejoran la estabilidad se describen las características de los equipos, valores típicos de compensación, y casos de estudios donde han sido utilizados.

Estrategias para mejorar la estabilidad de ángulo del rotor

Entre las medidas que se pueden tomar para mejorar la estabilidad de ángulo, se encuentran:

- Uso de equipos de protección e interruptores que aseguran un despeje rápido de fallas.

- Uso de interruptores de una fase, los cuales durante fallas monofásicas solo despejan la fase cortocircuitada, manteniendo las demás fases intactas.
- Uso de una configuración adecuada del sistema para condiciones de operación específicas (por ejemplo, evitando la operación de líneas largas muy cargadas)
- Asegurando una reserva apropiada en términos de capacidad en las líneas de transmisión
- Evitando una operación del sistema con niveles de voltajes bajos.

El riesgo de inestabilidad también se puede reducir incorporando equipos de compensación tales como PSS, SVC y STATCOMS, entre otros. A continuación, se describen los métodos y equipos más utilizados para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia:

1. *Estabilizador de potencia (PSS)*: Es un controlador que introduce un lazo adicional a los reguladores de voltaje (AVR) y/o gobernadores (GOV) de los generadores síncronos. El PSS es uno de los controladores más eficientes en términos de costo-efectividad, mejorando tanto la estabilidad transitoria como de pequeña señal de los sistemas de potencia.

La inserción de PSS en los AVR de los generadores es una de las formas más comunes de mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal. En particular, la tarea del PSS es añadir una señal adicional que compensa la desviación de voltaje (ΔV) y entrega una componente amortiguante en fase con ($\Delta\omega$). Idealmente, el torque eléctrico amortiguante producido debe compensar las variaciones de velocidad en todo su espectro de frecuencia. Sin embargo, en la práctica el torque amortiguante producido solo cubre un rango limitado de frecuencias, el cual puede ampliarse si se utiliza un PSS multi-banda [66]. En la figura 3.16, se muestra un generador síncrono con un PSS ($G_{PSS}(s)$) realimentando al lazo de control del AVR.

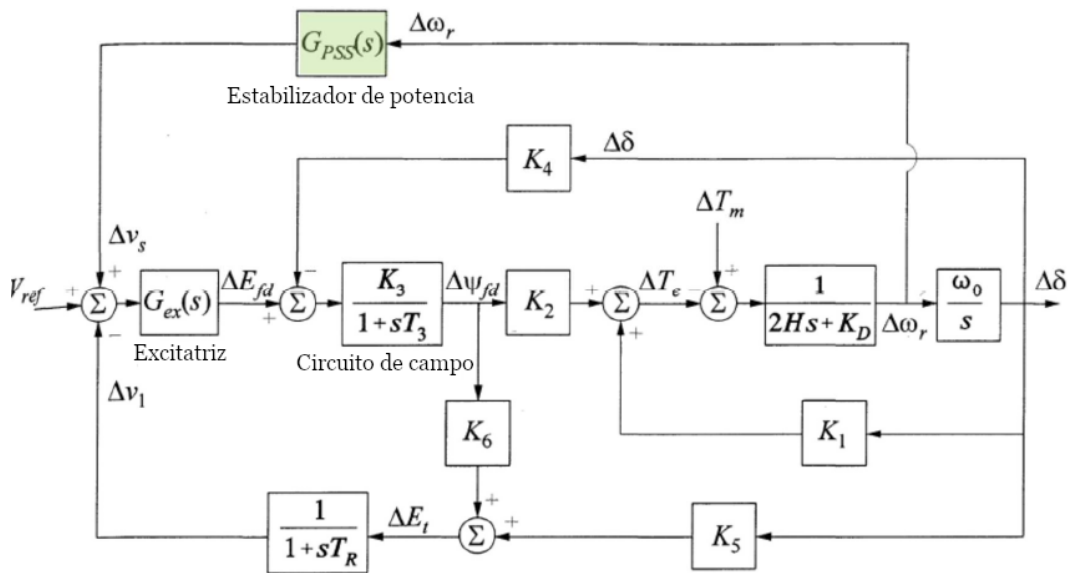


Figura 3.16: Acción de control de un PSS y AVR en un sistema de generación síncrona (sin amortiguadores).

La figura 3.17 muestra el lazo de control de un PSS típico. Las entradas típicas de este lazo de control son la velocidad del eje del generador, la potencia eléctrica o la frecuencia. La entrada es pasada primero por un filtro pasa altos (filtro “washout”), el cual elimina el valor en régimen permanente de la entrada (señales DC). Sin este filtro, los cambios de velocidad en régimen

permanente modificarían el voltaje en bornes de la máquina. Los PSS más antiguos poseen un solo bloque lead/lag, lo que es demasiado restrictivo para la estabilización adecuada de modos locales e inter-área. Por otra parte, los PSS más modernos tienen bloques lead/lag adicionales, los que podrían no ser necesarios en todas las aplicaciones

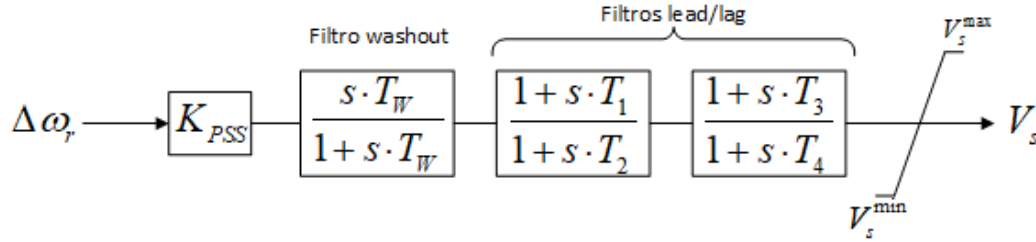


Figura 3.17: Configuración típica de un controlador PSS.

La sintonización de los PSS debe buscar el correcto amortiguamiento de los modos locales de la central generadora y de posibles modos inter-área del sistema sin comprometer la estabilidad de otros modos de oscilación. Usualmente, el proceso de sintonización de un PSS parte con un análisis modal del sistema, incluyendo un gran número de condiciones de operación. Luego, los resultados de la sintonización del PSS se respaldan con simulaciones dinámicas en el tiempo del sistema considerando un conjunto de contingencias críticas y diferentes puntos de operación. En la puesta en marcha del PSS deben efectuarse pruebas que validen los modelos de análisis. Si se observan grandes discrepancias, puede ser necesario repetir el proceso de sintonización. En el caso que se desee sintonizar el controlador del PSS mostrado en la figura 3.17, lo usual es asumir los valores de T_w , T_2 y T_4 según rangos típicos, y luego sintonizar los valores de K_{PSS} , T_1 y T_3 . La tabla 3.4 muestra los rangos de valores típicos de los parámetros de un PSS.

Tabla 3.4: Parámetros típicos de un PSS.

Variables asumidas		Variables sintonizadas	
Parámetros	Rango de valores [s]	Parámetros	Rango de valores [s]
T_w	1-20	K_{PSS}	0.01-50
T_2	0.08-0.1	T_1	0.1-1
T_4	0.09-0.1	T_3	0.1-1

La ganancia del PSS, K_{PSS} , debe ser elegida examinando su efecto para un amplio rango de valores. En teoría, la ganancia del PSS se debe fijar en un valor tal que se entregue el máximo amortiguamiento posible. Sin embargo, en la práctica se selecciona un valor que permita mejorar el amortiguamiento de un modo crítico del sistema sin comprometer la estabilidad de otros modos o la estabilidad transitoria del sistema. En el diseño de los PSS, también se deben definir los valores máximos y mínimos de la salida del PSS de forma de limitar las oscilaciones experimentadas por el voltaje en bornes de la máquina durante contingencias. Los valores típicos de estos parámetros son $v_{smin}=[-0.05;0.1]$ y $v_{smax}=[0.1;0.2]$. Es importante destacar que estos valores se definen de forma de evitar que el voltaje en bornes del generador exceda un cierto nivel predeterminado (típicamente de 1.12 o 1.15 pu).

Distintas publicaciones han analizado los efectos de la inserción de PSSs en los sistemas de potencia y sus interacciones con los AVR. En [13], se analizan distintos diseños de coordinación

de PSSs y AVR en un sistema de potencia. El sistema de prueba de este estudio considera el modelo de una red del sur de Brasil [67], la cual posee 7 barras y cargas, 6 líneas de transmisión y 5 generadores sincrónicos de los cuales sólo dos poseen AVR y PSS. Este estudio evalúa cuatro casos de estudio (A) diseños descoordinados de dos PSS y AVR, (B) diseño coordinado de un PSS y AVR (C) diseño coordinado de dos PSS (D) diseño coordinado de dos PSS y AVR. Los PSS utilizados se basan en el modelo clásico mostrado en la figura 3.17, mientras que los parámetros usados en cada caso se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Parámetros de los PSSs en cada caso de estudio.

		Parámetros					
		T_W	T_2	T_4	K_{PSS}	T_1	T_3
Caso A	PSS G3	3	0.02	0.008	30	0.3	0.1
	PSS G4	3	0.03	0.03	60	0.3	0.3
Caso B	PSS G4	1.25	1.25	0.033	0.15	10	10
Caso C	PSS G3	3	0.4	-	0.8	3	-
	PSS G4	3	2.5	0.033	0.45	10	10
Caso D	PSS G3	1	0.02	1	4.5	0.3	10
	PSS G4	3	0.1	0.03	3.63	10	0.14

Cada caso de estudio se evalúa mediante una simulación en el dominio del tiempo, exponiendo al sistema a una falla trifásica que se despeja luego de 100 ms, instante en el que además se libera una carga de 250 MW. La figura 3.18 muestra respuesta del voltaje en bornes del GS3 en cada caso simulado.

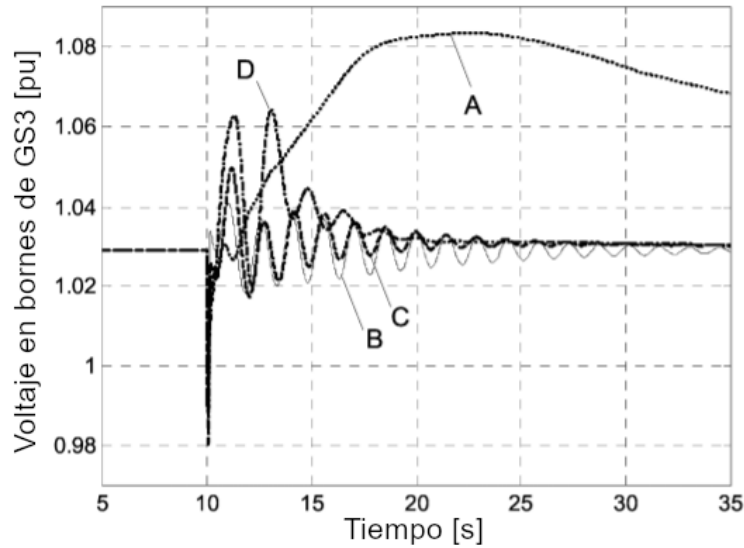


Figura 3.18: Respuesta del voltaje en bornes del generador G3 durante la contingencia. Fuente: [13].

Los resultados del caso A muestran que al intentar reducir las oscilaciones del sistema mediante un diseño descoordinado de PSS, se empeora la respuesta transitoria del sistema [68]. Los resultados del caso B revelan que si bien mejora la respuesta transitoria del sistema existen modos de oscilación inter-área mal amortiguados. Los resultados del caso C muestran que si bien se mejora la respuesta oscilatoria del sistema, el desempeño del sistema está cerca del límite de estabilidad transitoria. Los resultados del caso D que consideran una coordinación en

el diseño de los PSS y AVR, muestran que el sistema presenta la mejor respuesta oscilatoria. En dicho caso, el AVR mejora la estabilidad transitoria mediante su respuesta rápida y el PSS mejora la respuesta oscilatoria entregando el mayor amortiguamiento de todos los casos. Si bien los PSS pueden mejorar la estabilidad por sí solos, también la coordinación de cada PSS con otros AVRs y PSSs del sistema, puede ser clave en la mejora de la estabilidad.

2. *Válvulas rápidas*: La operación de válvulas rápidas en los generadores puede mejorar la estabilidad transitoria del sistema. En particular, su operación durante una falla severa permite reducir la potencia mecánica, lo que implica una reducción del torque acelerante. Lo anterior se traduce en que el sistema tiene un mayor margen de estabilidad y menor riesgo de inestabilidad luego de despejada la falla. La mejora en la estabilidad transitoria dependerá de cuan rápido las válvulas puedan reducir la potencia mecánica. En la práctica, los costos de implementación de este método son bajos, pero se pueden tener efectos adversos en la turbina de los generadores. Por este motivo, este método solo es implementado en situaciones donde el AVR y/o PSS, no pueden, por si mismos, prevenir una condición de inestabilidad.
3. *Resistencias de frenado*: En este método se conecta una resistencia en los terminales de un generador o subestación, la cual funciona como un freno eléctrico en los generadores durante contingencias. Este frenado puede incrementar la curva de potencia eléctrica, aumentando el margen de estabilidad. En particular, durante una falla, esta resistencia se conecta reduciendo la aceleración, sin embargo, cuando la desviación de velocidad $\Delta\omega$ se vuelve negativa, debe ser desconectada. Este método es relativamente barato de implementar y eficiente para prevenir pérdida de sincronismo. En la actualidad existen varias topologías de resistencias de frenado como el:

- (a) *Rectifier Controlled Braking Resistor (RCBR)*.
- (b) *Thyristor Controlled Braking Resistor (TCBR)*.
- (c) *Chopper Rectifier Controlled Braking Resistor (CRCBR)*.

En [14] se analizan estos tres modelos de resistencias de frenado. Dicho estudio considera un sistema de potencia compuesto por un generador sincrónico y su respectivo modelo de resistencia de frenado, conectado a una red infinita por medio de un transformador y dos líneas de transmisión. Los parámetros de los controladores y de la resistencia de frenado se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Parámetros de los modelos de resistencias de frenado.

Modelo	K_P	T_I	T_D	Limitador		K	R [Ω]
				L_{max}	L_{min}		
RCBR	4.5	0.01	0.001	90	0	90	0.07952
CRCBR	1.0	0.001	0.001	1	0	1	0.01988
TCBR	10	0.001	0.01	180	0	180	0.04356

En pos de analizar la efectividad de cada modelo se realizan fallas traficas, bifásicas y monofásicas, las cuales se evalúan considerando el despeje después de 500 ms y la apertura de la línea fallada a los 200 ms. Las principales conclusiones se pueden obtener a partir de la figura 3.19, que muestra la velocidad de la máquina para una falla trifásica considerando los 3 tipos de resistencia de frenado. De esta figura se observa que las resistencias de frenado efectivamente reducen las oscilaciones ante fallas, mejorando la estabilidad transitoria. En cuanto a las di-

ferencias de los modelos, la respuesta más rápida la entrega el modelo CRCBR por sobre el modelo clásico RCBR.

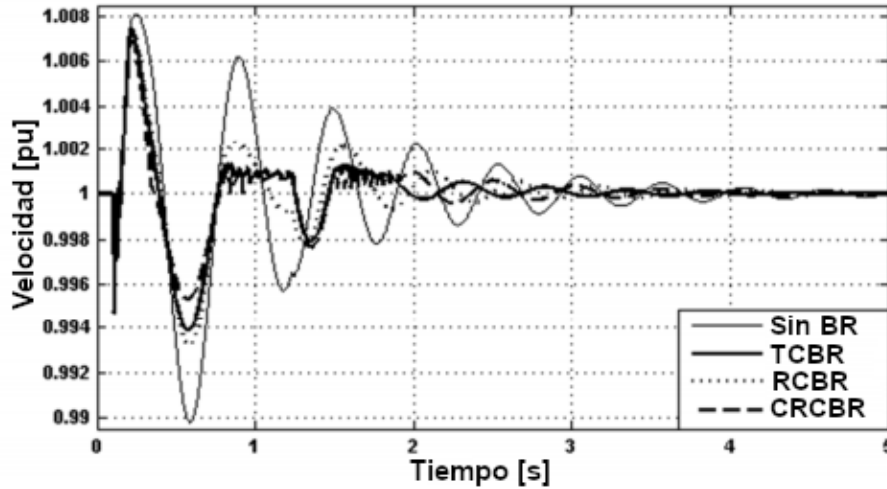


Figura 3.19: Bloque de control para resistencias de frenado. Fuente: [14].

4. *Desconexión de generación sincrónica*: La desconexión de uno o varios generadores operando en paralelo es uno de los métodos más simples y efectivos para regular el balance de torques en los rotores de los generadores y mantener la estabilidad angular del sistema. Normalmente, las unidades de generación son desconectadas del sistema principal y se conectan a una carga auxiliar, para luego ser capaces de re-conectarse rápidamente luego de una contingencia. Lo anterior evita que se tenga que esperar el tiempo de partida de los generadores. La principal desventaja de este método es que se pueden producir grandes desbalances de potencia en el largo plazo, causando variaciones tanto en la frecuencia como en el flujo de potencia entre sistemas interconectados.
5. *Compensación serie (sin electrónica de potencia)*: Este método suele aplicarse a las líneas de transmisión. En dicho método se introducen capacitores en serie a las líneas, lo cual disminuye directamente la reactancia serie de la línea. De esta forma, la capacidad máxima de transferencia de potencia puede aumentar significativamente, mejorando la estabilidad transitoria y de voltaje, disminuyendo las caídas de tensión, y minimizando las pérdidas de potencia activa y reactiva. Por lo anterior, este tipo de compensación se suele utilizar en líneas largas de más de 120 km. Lo explicado, puede demostrarse al analizar el sistema de potencia de la figura 3.20.

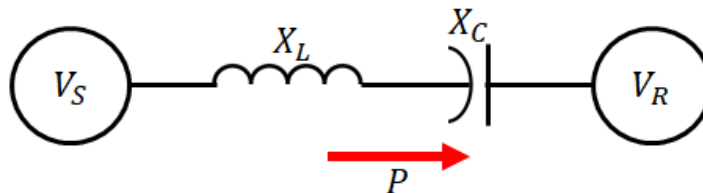


Figura 3.20: Sistema con compensación serie.

En el sistema, la línea posee una reactancia X_L y una compensación serie X_C . De este modo, la transferencia de potencia entre generadores se puede expresar según la ecuación 3.2, donde K representa la compensación porcentual de reactancia capacitiva.

$$P = \frac{V_R V_S}{X_L - X_C} \sin(\delta) = \frac{V_R V_S}{X_L (1 - K)} \sin(\delta) \quad (3.2)$$

Al aumentar la compensación capacitiva porcentual (K), aumenta la máxima transferencia de potencia como se muestra en la figura 3.21. Esto tiene como consecuencia el aumento de área desacelerante, la cual tiene un efecto positivo en la respuesta transitoria del sistema pues aumenta el margen de estabilidad y el tiempo máximo de despeje de falla.

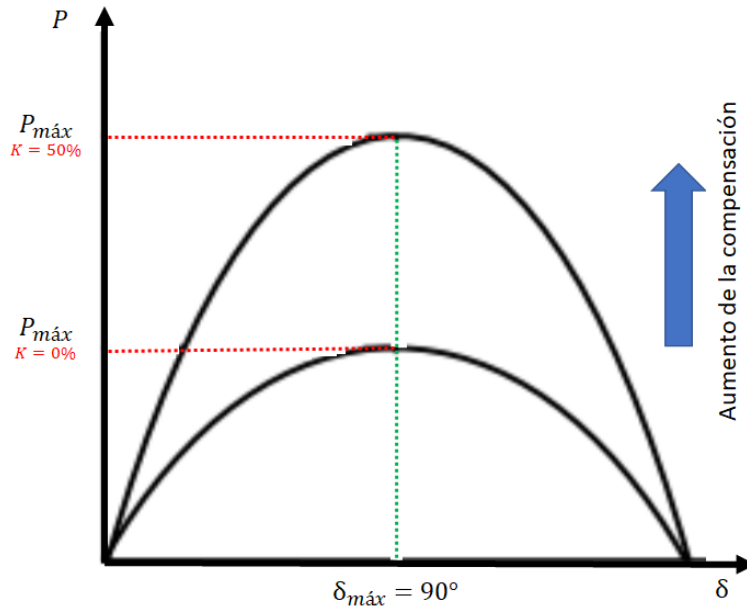


Figura 3.21: Capacidad de potencia de una línea considerando un aumento de la compensación serie

Por otra parte, el aumento de la compensación capacitiva porcentual (K) reduce las pérdidas reactivas producidas por la inductancia debido al aporte de reactivos de la compensación. De este modo, aumenta el voltaje en la línea, pudiendo acercarlo a una operación crítica, y afectar así, a la estabilidad de voltaje. Lo anterior, se muestra gráficamente en la figura 3.22.

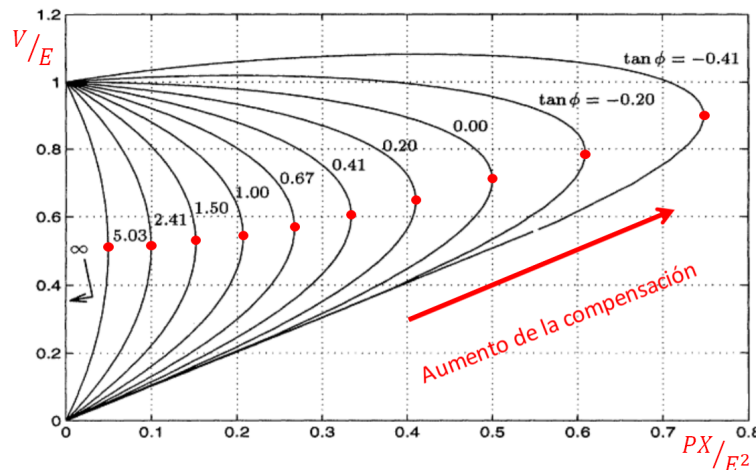


Figura 3.22: Voltaje en el extremo de una línea considerando un aumento de la compensación serie.

El rango típico de compensación serie usado en los sistemas de potencia se muestra en la tabla

3.7 [21]. La compensación de un 100% de la inductancia serie nunca es considerada debido a que el flujo por la línea sería extremadamente sensible a la variación del ángulo entre los voltajes de los extremos de la línea, pudiéndose producir una resonancia serie a frecuencia fundamental.

Tabla 3.7: Rango típico de compensación serie.

Parámetro	Rango típico [%]
Compensación capacitiva (K)	25-75

6. *Compensación shunt*: En este método de compensación, se introducen reactancias o compensadores sincrónicos de manera paralela a una línea o barra del sistema de potencia. Este método aumenta la capacidad de transferencia en las líneas, aumentando el margen de estabilidad angular y mejorando la estabilidad de voltaje. En particular, las reactancias suelen conectarse en los extremos de las líneas con el fin de minimizar las pérdidas y regular la tensión. Existen dos métodos de compensación shunt:

- (a) *Compensación shunt capacitiva*. Este método mejora el factor de potencia y aumenta la tensión.
- (b) *Compensación shunt inductiva*. Este método es utilizado cuando el flujo por la línea está muy por debajo de su potencia natural. En tal caso, la capacitancia shunt natural de la línea produce un alto grado de efecto Ferranti, por lo que, el voltaje aumenta en uno de los extremos de la línea. En este escenario, la compensación inductiva ayuda a reducir el voltaje. En casos cuando las líneas son muy largas, estas reactancias suelen situarse a lo largo de las líneas [69]

El compensador sincrónico, por su parte, puede conectarse en las mismas localizaciones que las reactancias, pero la diferencia es que este equipo regula la tensión en bornes mediante compensación inductiva o capacitiva. La operación de la compensación shunt se puede observar en la figura 3.23. En la figura 3.23(a) la compensación shunt se localiza en el punto medio de la línea de transmisión. En la figura 3.23(b) se observa que el ángulo entre el condensador y las barras (Bus 1 y Bus 2) es $\delta/2$.

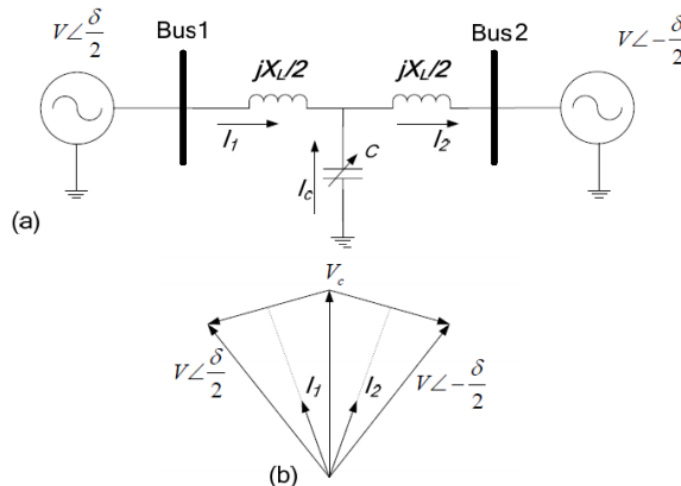


Figura 3.23: Sistema con compensación shunt (a) modelo simplificado (b) diagrama fasorial.

Si se considera el caso ideal, los voltajes en las barras son $V_1 = V_c = V_2$. De este modo, las transferencias de potencia activa y reactiva en cada mitad de la línea son determinadas según las ecuaciones 3.3 y 3.4.

$$P = \frac{V^2 \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)}{X_L/2} = \frac{2V^2}{X_L} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (3.3)$$

$$Q = 2 \frac{2V \sin\left(\frac{\delta}{4}\right)}{X_L/2} \sin\left(\frac{\delta}{4}\right) V = \frac{4V^2}{X_L} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right) \quad (3.4)$$

De estas ecuaciones, se concluye que la capacidad máxima de transferencia de potencia activa se duplica y la de potencia reactiva se cuadruplica. Lo anterior se traduce en un aumento del margen de estabilidad y de regulación de voltaje. Los límites de la compensación shunt requerida son decididos en base al nivel de voltaje y/o factor de potencia deseado.

7. *Equipos FACTSs (serie y/o paralelo)*: La compensación mediante equipos FACTSs se puede usar para mejorar el margen de una gran variedad de límites de operación, a excepción del térmico y dieléctrico. Existen tres grandes grupos de equipos FACTSs: los series, paralelos y combinados (serie/paralelo). La gran diferencia entre la compensación de equipos FACTSs y la compensación paralela y serie previamente expuestas, es la operación controlada por medio de electrónica de potencia, la cual ajusta las potencias a los valores de referencia deseados [70]. En la Tabla 7 se resumen las configuraciones y aportes a la estabilidad de los equipos FACTS más utilizados.

Tabla 3.8: Resumen de las características de los distintos equipos FACTS existentes.

Equipos FACTS	Características y mejoras	Parámetro controlado
STATCOM (con almacenamiento)	Control de voltaje, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje.	Q
Static VAR compensator (SVC, TCR, TCS, TRS)	Control de voltaje, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria.	Q
Static sync. Series compensator (SSSC)	Control de corriente, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje.	P
Thyristor controlled series capacitor (TCSC, TSSC)	Control de corriente, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, limitador de corriente de falla.	P
Thyristor controlled series reactor (TCSR, TSSR)	Control de corriente, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, limitador de corriente de falla.	P
Interline Power Flow Controller (IPFC)	Control de potencia reactiva, Control de voltaje, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje.	P y Q
Unified Power Flow Controller (UPFC)	Control de potencia activa y reactiva, control de voltaje, compensación VAR, amortiguamiento de las oscilaciones, estabilidad transitoria	P y Q

(a) *Static Var Compensator (SVC)*. Es un equipo de compensación shunt que tiene la capacidad de introducir corrientes tanto inductivas como capacitivas, con la cual puede controlar variables eléctricas específicas del sistema de potencia (típicamente voltaje). Los principales componentes de un SVC son las capacitancias y las inductancias, con las cuales se pueden crear distintas topologías como se muestra en la figura 3.24.

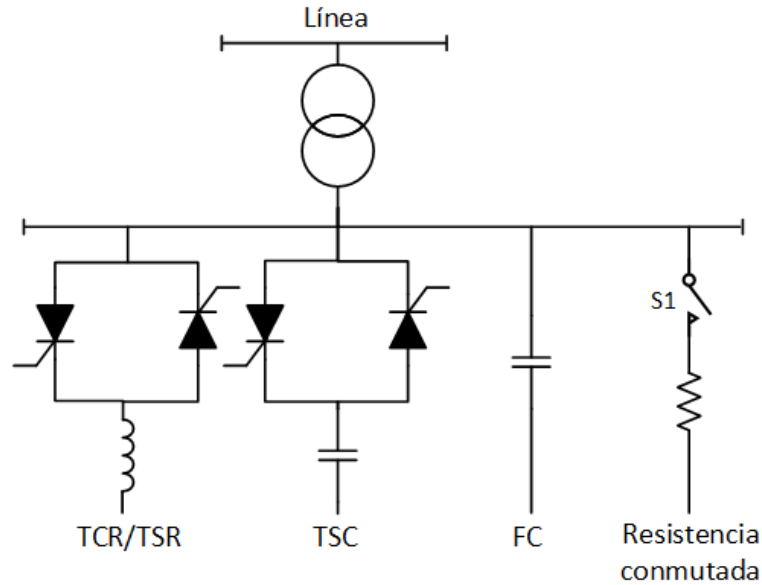


Figura 3.24: Static Var Compensator (SVC): TCR/TSR, TSC, reactancia y resistencia conmutada.

En [15] se analiza la eficiencia de un SVC para mejorar la estabilidad transitoria y regulación de voltaje. El modelo utilizado del SVC es TCR-FC, el cual es mostrado en la figura 3.25. Para el análisis se usa un single-machine-infinite-bus (SMIB) que posee un generador sincrónico en serie con un transformador, dos líneas de transmisión en serie y una red infinita. El SVC está conectado en configuración shunt en el nodo entre las líneas de transmisión. El generador sincrónico posee tanto AVR como PSS.

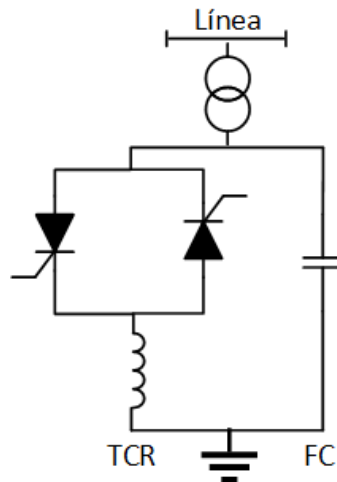


Figura 3.25: Configuración TCR-FC del SVC utilizado. Fuente: [15]

El diagrama del SVC con control PI auxiliar para reducir las oscilaciones se muestra en la figura 3.26. En dicho diagrama el control de voltaje lo realiza principalmente la función $K_s/(1 + sT_s)$ donde K_s representa la ganancia del SVC y T_s la constante de tiempo del mismo. Por otra

parte, el lazo de control auxiliar modifica la referencia de voltaje para reducir las oscilaciones mediante la medición de la variación de velocidad.

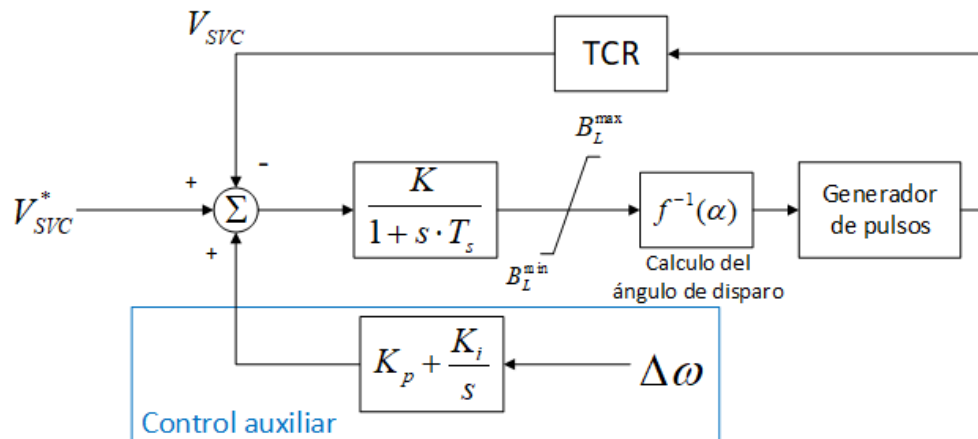


Figura 3.26: Diagrama del SVC con control PI auxiliar. Fuente: [15].

En el estudio se analiza la estabilidad del sistema realizando una falla trifásica en la línea conectada al secundario del transformador en $t=0.5$ s, la cual es despejada desconectando la línea fallada luego de 100 ms. Los resultados del ángulo del rotor y el voltaje en bornes del SVC se muestran en la figura 3.27. La figura 3.27(a) muestra que el amortiguamiento del ángulo del rotor tiene una mejora significativa cuando se utiliza el SVC. La figura 3.27(b) muestra que la regulación de voltaje también tiene mejora significativa cuando se utiliza un SVC debido a que este es capaz de volver a su valor pre-falla.

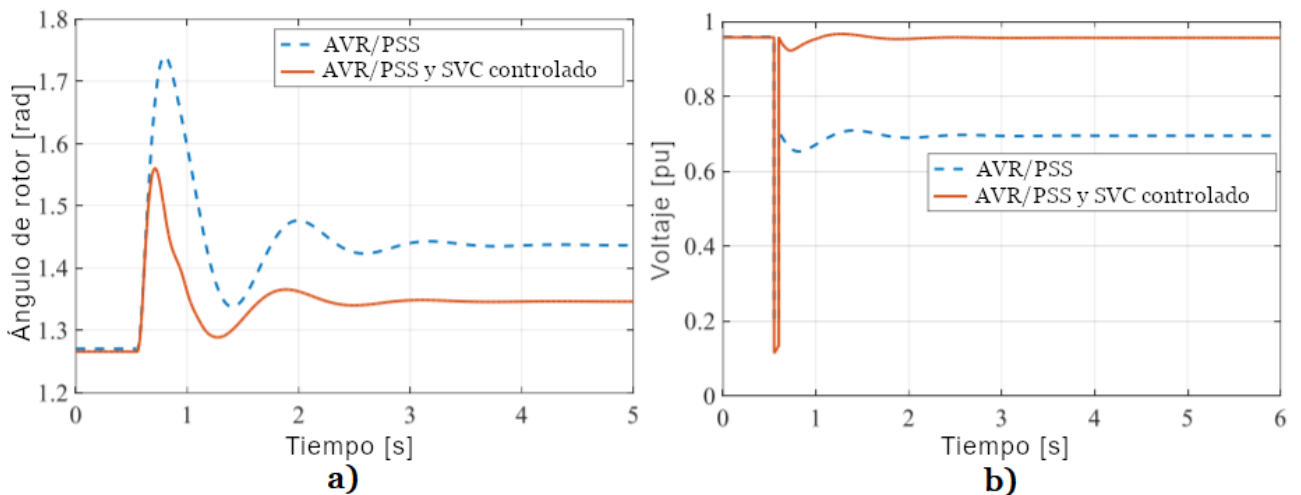


Figura 3.27: Respuesta de las variables medidas. (a) ángulo del rotor del GS (b) voltaje en bornes del SVC. Fuente: [15].

- (b) *Static Synchronuos Compensator (STATCOM)*. Es un compensador que utiliza convertidores, el cual puede estar basado en convertidores de fuentes tanto de voltaje (VSC) como de corrientes (CSI). A diferencia del SVC, el STATCOM controla la corriente entregada independiente del voltaje del sistema. De esta forma, puede controlar el voltaje en el punto de conexión tanto

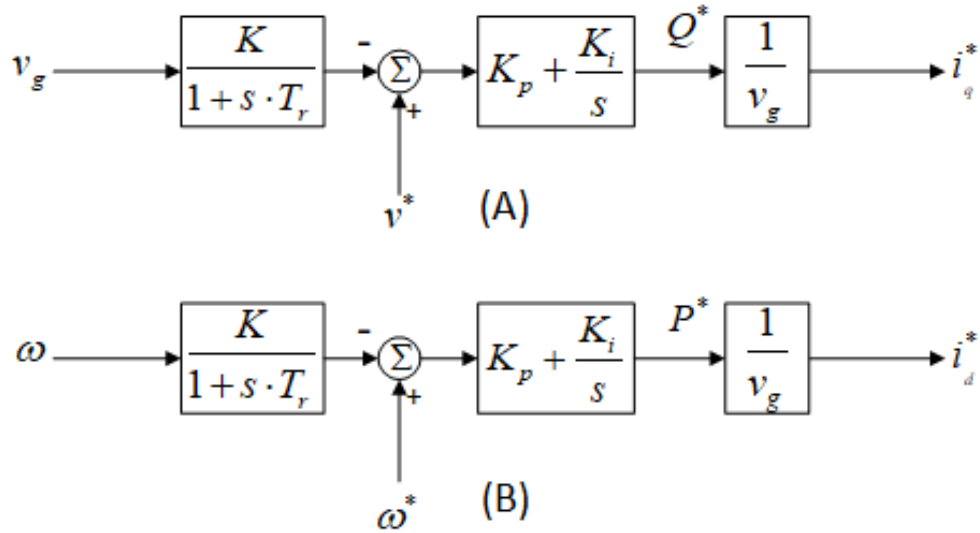


Figura 3.30: Lazos de control externos del BESS/STATCOM (a) Potencia reactiva (b) Potencia activa. Fuente: [16].

La sintonización de los lazos internos de corriente depende de la impedancia de la red. Por otra parte, la sintonización de los lazos de potencia depende de las ecuaciones de balance de potencia entre el BESS y la red. En este contexto, no existen valores típicos de control porque depende de la impedancia de cada sistema.

El sistema de prueba está basado en IEEE 3-machine 9-bus standard system [71], el BESS/STATCOM se conecta en la barra 4 del sistema. Los modelos de los generadores sincrónicos son de cuarto orden, y las cargas son modeladas como impedancias constantes. La red es descrita como una matriz de admitancias. En los casos de estudio se analiza una falla aplicada en $t=1$ s que se despeja mediante la desconexión de la línea, y luego se reconecta. Además, se evalúa la operación del sistema con y sin la inclusión del BESS/STATCOM. Los tiempos de despeje de las líneas dependen de cada caso de estudio, los cuales se presentan a continuación junto a sus resultados:

- (a) Caso 1: Prueba del sistema de control considerando el BESS como una fuente de energía en etapa de descarga. Los resultados muestran que el sistema es estable cuando se considera el uso de BESS/STATCOM, en la prueba sin usar este equipo, se produce una inestabilidad transitoria luego de la falla.
- (b) Caso 2: Influencia de la capacidad del BESS/STATCOM en el transitorio. Los resultados del ángulo del rotor de la máquina más afectada por la falla y del voltaje en bornes del BESS/STATCOM para distintas capacidades de BESS/STATCOM se muestran en las figuras 3.31 y 3.32, respectivamente. De ambas figuras, se observa una mejora substancial en el amortiguamiento de las oscilaciones durante el transitorio a medida que la capacidad del BESS/STATCOM aumenta.

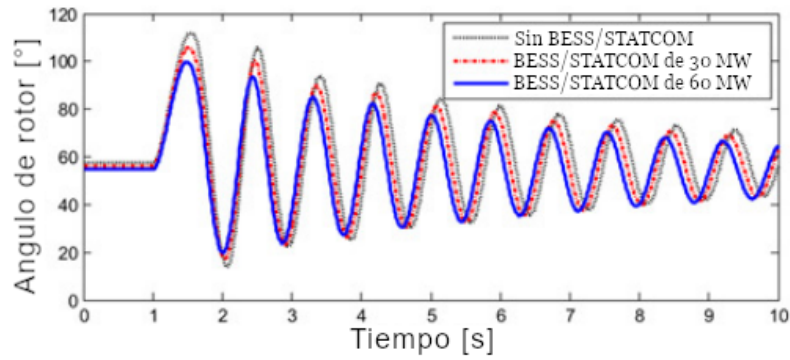


Figura 3.31: Ángulo del rotor del generador sincrónico más afectado ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 2. Fuente: [16].

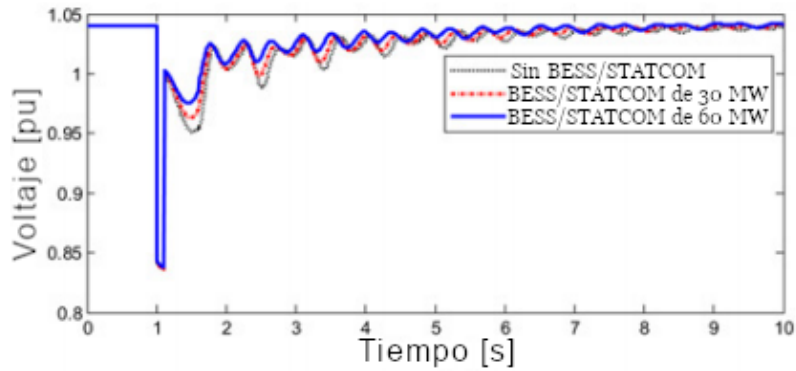


Figura 3.32: Voltaje en bornes del BESS/STATCOM ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 2. Fuente: [16].

(c) Caso 3: Prueba del sistema de control considerando el BESS como una carga, es decir en etapa de carga. Los resultados del ángulo del rotor de la máquina más afectada por la falla y del voltaje en bornes del BESS/STATCOM se muestran en las figuras 3.33 y 3.34, respectivamente. De ambas figuras, se observa un empeoramiento de la respuesta transitoria con el uso de BESS/STATCOM debido a que el BESS no aporta energía para conservar la estabilidad transitoria, sino que extrae de la red por estar en su periodo de carga.

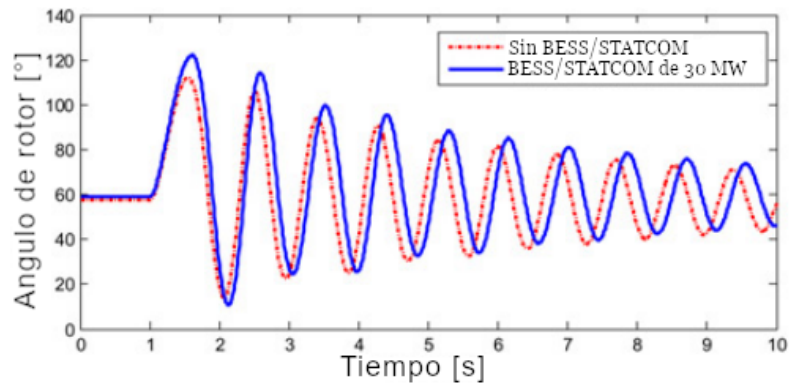


Figura 3.33: Ángulo del rotor del generador sincrónico más afectado ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 3. Fuente: [16].

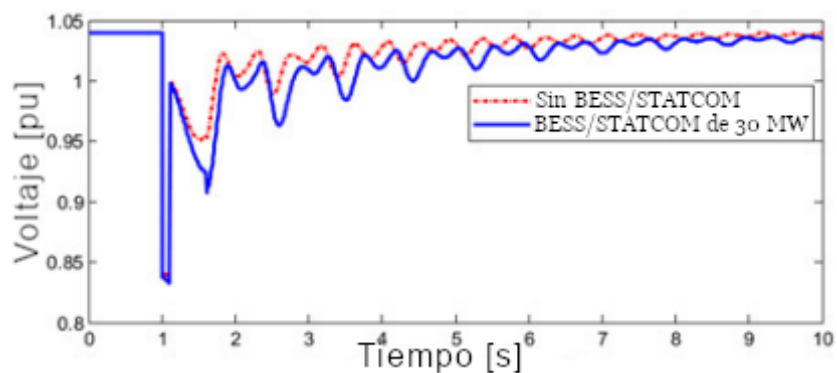


Figura 3.34: Voltaje en bornes del BESS/STATCOM ante distintas capacidades del BESS/STATCOM - Caso 3. Fuente: [16].

Se concluye que un BESS/STATCOM mejora significativamente la estabilidad de los sistemas de potencia cuando el BESS está entregando potencia activa al sistema durante contingencias. Por otra parte, si se presenta una contingencia durante su periodo de carga, el uso del BESS puede resultar en un empeoramiento de la operación del sistema.

Capítulo 4

Metodología

Para realizar el estudio de estabilidad de un escenario de interconexión regional en Latinoamérica se sigue la metodología propuesta en la figura 4.1 compuesta de 3 etapas: desarrollo del modelo dinámico, selección de escenarios y estudio de estabilidad

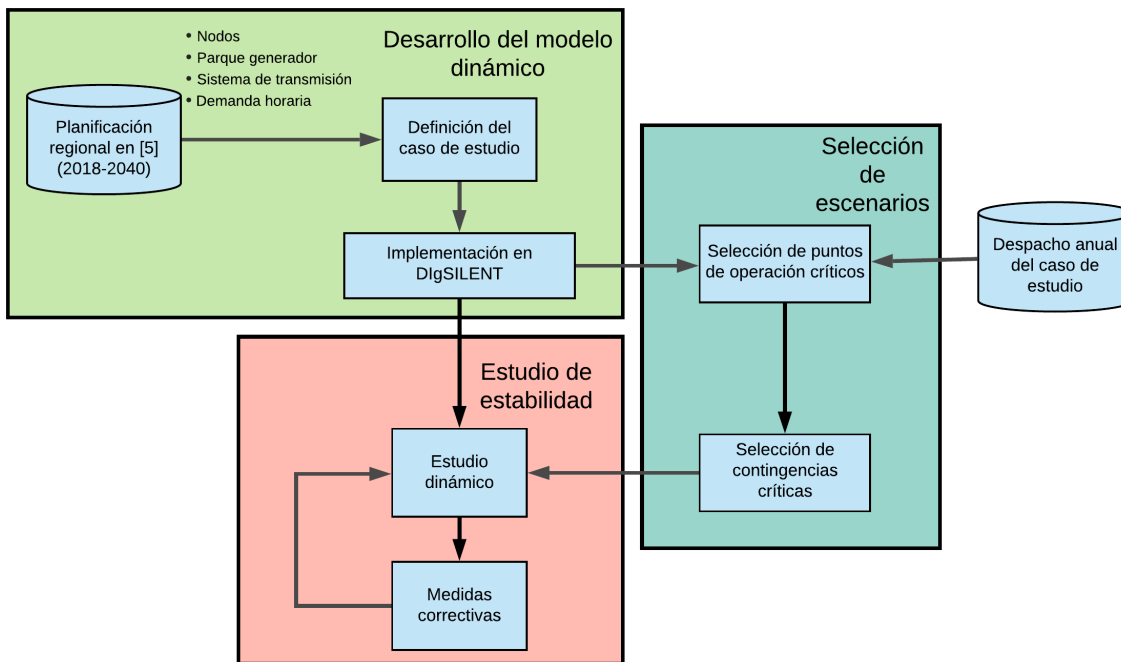


Figura 4.1: Metodología del estudio de estabilidad transitoria del mega-sistema interconectado latinoamericano proyectado para el año 2030.

En el primer paso se desarrolla el modelo del sistema interconectado en base a los datos de la planificación del sistema obtenido en el marco del estudio en [5].

El segundo paso incluye seleccionar un conjunto reducido de escenarios a analizar dinámicamente para el año 2030. En específico, se seleccionan los puntos de operación (bloques) en que el sistema sea más vulnerable a experimentar inestabilidad, y las contingencias más críticas que este pueda enfrentar en cada uno de ellos.

En el tercer paso se realiza el estudio de estabilidad frente a pequeñas y grandes perturbaciones. En caso de que ante alguna perturbación el sistema sea inestable, se deben aplicar medidas correctivas dependiendo del problema de estabilidad identificado. El procedimiento se repite de manera iterativa hasta que el sistema sea estable en todos los puntos de operación y para todas las contingencias críticas seleccionadas. En la sección 3.4.5 se presentaron un conjunto de medidas correctivas que pueden ser utilizadas. A continuación, se entregan mayores detalles de cada uno de los pasos metodológicos.

4.1. Desarrollo del modelo dinámico

El primer paso para desarrollar el modelo dinámico es obtener la planificación del sistema eléctrico latinoamericano realizada en el estudio en [5]. En dicho estudio se evalúa un total de 54 escenarios con distintos niveles de integración eléctrica regional, descarbonización, suficiencia, costos de combustibles fósiles, costos de inversión en centrales renovables y costos de inversión en sistemas de almacenamiento. El estudio analiza un horizonte de 22 años entre el 2018 y 2040, modelando las demandas y despachos en 60 bloques anuales. La planificación requiere como datos de entrada la información técnica del sistema existente, los candidatos de generación y transmisión, la proyección de la demanda, y las restricciones de seguridad asociadas a la operación. Los candidatos de generación se distinguen según tecnología incluyendo carbón, diésel, gas, ciclo combinado, hidro, biogás, biomasa, solar y eólica.

La planificación de la expansión de generación y transmisión tiene por objetivo determinar la combinación óptima de nuevas instalaciones de generación y transmisión (seleccionados de un conjunto de potenciales futuros proyectos), minimizando el valor actual neto (VAN) de los costos totales del sistema. En el estudio realizado en [5] este problema se resuelve utilizando el software PLEXOS.

En el presente trabajo se selecciona el caso de estudio TXSOLDESC+esp de [5] (ver sección 3.3.2) para el año 2030. La elección de este caso de estudio se justifica debido a que presenta un alto grado de interconexión regional y una alta penetración ERNC tanto nacional como regional, destacando en particular una alta inserción de generación solar en Chile. Es importante destacar que el caso de estudio TXSOLDESC+esp expande paulatinamente la generación solar chilena hasta una capacidad instalada de 42.929 MW para el año 2030.

Una vez obtenidos los datos de la planificación del caso de estudio seleccionado, se implementa el sistema interconectado latinoamericano en el Software DIgSILENT PowerFactory. De la planificación se obtiene la operación en régimen permanente del sistema para los puntos de operación seleccionados incluyendo flujos por las líneas de transmisión, despacho de los generadores y sistemas de baterías, demanda, entre otros. Los datos para la modelación dinámica del sistema se obtienen bajos los supuestos y simplificaciones descritas en la sección 5.5.

4.2. Selección de escenarios, contingencias y áreas eléctricas

Para evitar pérdidas de suministro e inestabilidad, los operadores de red realizan diferentes estudios de estabilidad para detectar las condiciones críticas que los sistemas de potencia pueden enfrentar. En base a estos estudios, se determinan medidas preventivas y/o correctivas que permitan mantener la seguridad de los sistemas durante contingencias y asegurar así el suministro a la población. Sin embargo, la complejidad de los sistemas de potencia reales con miles de barras y generadores ha llevado a que los estudios de estabilidad se realicen siguiendo un enfoque de “peor escenario”. Con este enfoque, las simulaciones dinámicas se realizan únicamente para un conjunto limitado de puntos de operación y contingencias críticas desde el punto de vista de la estabilidad. Lo

anterior se ha justificado, pues la evaluación de la estabilidad de sistemas reales mediante simulaciones en el dominio del tiempo, implicaría esfuerzos computacionales y humanos inadmisibles. A nivel general, los “peores escenarios” que usualmente se utilizan en estudios de estabilidad se encuentran bien definidos y son ampliamente aceptados [72].

En el contexto anterior, los puntos de operación seleccionados en el presente estudio son:

- **Escenario 1:** *Mayor generación ERNC - Menor inercia.* Este escenario combina la máxima penetración ERNC y mínima inercia del sistema debido a que el mismo punto de operación cumplía ambas condiciones. Este punto se selecciona pues cumple que la alta penetración ERNC (al desplazar máquinas sincrónicas) disminuye la inercia total del sistema y los niveles de cortocircuitos, llevando que el sistema sea débil por lo que es más probable que este sea inestable durante contingencias críticas.
- **Escenario 2:** *Demanda punta.* El punto de operación de mayor demanda se selecciona pues representa un caso en que el sistema de transmisión se encuentra estresado y los generadores sincrónicos con altos niveles de carga (con poca reserva), pudiendo perjudicar la estabilidad de voltaje, angular y/o de frecuencia.
- **Escenario 3:** *Menor demanda.* Este escenario se selecciona pues podría llevar a niveles de tensión altos debido al efecto Ferranti pudiendo causar problemas de estabilidad de voltaje.

Para la selección de las contingencias críticas que podrían llevar al sistema a una operación inestable, se consideran los criterios presentados en los trabajos [73],[74],[75]. En base a dichos criterios, se seleccionan las contingencias indicadas a continuación:

- **Contingencia 1:** Desconexión intempestiva de la unidad generación más grande en operación.
- **Contingencia 2:** Cortocircuitos trifásicos en líneas con flujos de potencia relevantes (muy cargadas), despejados mediante la desconexión del circuito de la línea pertinente.

Si bien el sistema eléctrico propuesto interconecta los países de Latinoamérica de extremo a extremo, existen áreas eléctricas entre las cuales no se propagan oscilaciones ni problemas de regulación de tensión, sino que sólo hay transferencia de potencia activa entre ellas. Dichas áreas eléctricas, se identifican porque cumplen las siguientes condiciones:

- Cada área eléctrica posee una única frecuencia y fase de operación.
- La separación entre distintas áreas eléctricas está implementada mediante enlaces HVDC o Back-to-Backs.

4.3. Estudio de estabilidad

Una vez implementado el modelo del sistema latinoamericano en DIGSILENT, se realiza el estudio de estabilidad de pequeña señal y luego uno de gran perturbación. En el estudio de pequeña señal se identifican posibles modos oscilatorios inestables o mal amortiguados, para luego corregirlos mediante el ajuste de controladores asociados a las unidades de generación, la incorporación de equipos adicionales en el sistema u otras estrategias ya discutidas en la sección 3.4.5. Este estudio inicial es realizado en el trabajo de [76], en el cual se asegura la operación estable en todos los escenarios ante pequeñas perturbaciones.

Para realizar el estudio de estabilidad de gran perturbación, se usa como base el modelo imple-

mentado en DIgSILENT incluyendo las medidas correctivas realizadas en el estudio de pequeña señal realizado en [76]. El presente estudio de estabilidad debe asegurar la operación estable del sistema latinoamericano ante grandes perturbaciones, manteniendo también las variables eléctricas dentro de los límites permitidos. Tales perturbaciones o contingencias representan las peores situaciones para el sistema en términos de estabilidad y su criterio de selección se describe en la sección 4.2 y 5.4.

Tal como muestra la figura 4.1, el estudio dinámico se basa en un proceso iterativo que, partiendo con el primer punto de operación, simula una a una las contingencias críticas seleccionadas. En caso de que surja algún problema de estabilidad, la metodología incluye la aplicación de nuevas medidas correctivas para luego simular nuevamente la falla. Por el contrario, si el sistema es estable para dicha contingencia, el proceso continúa para el mismo punto de operación y se simula la siguiente contingencia. Este proceso se repite para todos los puntos de operación en estudio y todas las contingencias críticas seleccionadas para cada uno de ellos. La simulación de las fallas se realiza utilizando simulaciones RMS a frecuencia fundamental en el software DIgSILENT.

En la etapa de la aplicación de medidas correctivas se deben aplicar estrategias para mermar o eliminar los problemas de estabilidad de acuerdo con el tipo de inestabilidad identificado. En la sección 3.4.5 se describen estrategias y equipos que tradicionalmente se utilizan para corregir diversos problemas de estabilidad. El proceso iterativo termina cuando no se detecta ningún problema de estabilidad en los puntos de operación en estudio.

Capítulo 5

Caso de estudio

El caso de estudio utilizado en el presente trabajo (TXSOLDESC+esp) considera la operación del sistema latinoamericano interconectado para el año 2030 con una alta penetración de ERNC. El escenario considera un aumento paulatino de la penetración solar fotovoltaica en el sistema eléctrico chileno para alcanzar los 42.929 MW instalados en el año 2030. En esta sección se describen brevemente los resultados de la planificación de este escenario en términos de capacidades instaladas por tecnología, sistemas de almacenamiento existentes, líneas de interconexión entre países, y los despachos de cada uno de los escenarios seleccionados. También se describen las características de los escenarios y contingencias críticas seleccionadas. Finalmente, se presentan detalles acerca de la implementación del modelo dinámico en DIgSILENT.

5.1. Descripción del sistema

El sistema en estudio consta de una capacidad instalada total de generación de 659.647 MW de los cuales el 34,7% se basa en ERNC. Adicionalmente, el sistema incluye 17 bancos de baterías con capacidad total de 36.992 MW y un total de 161 líneas de transmisión. De las 161 líneas de transmisión, 57 son líneas de conexión entre países, de las cuales 44 son en corriente alterna y 13 en corriente continua. El sistema se compone de 64 nodos que abarcan un total de 21 países tal como se muestra en las figuras 5.1 y 5.2.



Figura 5.1: Localización de los nodos centroamericanos propuestos para el año 2030.

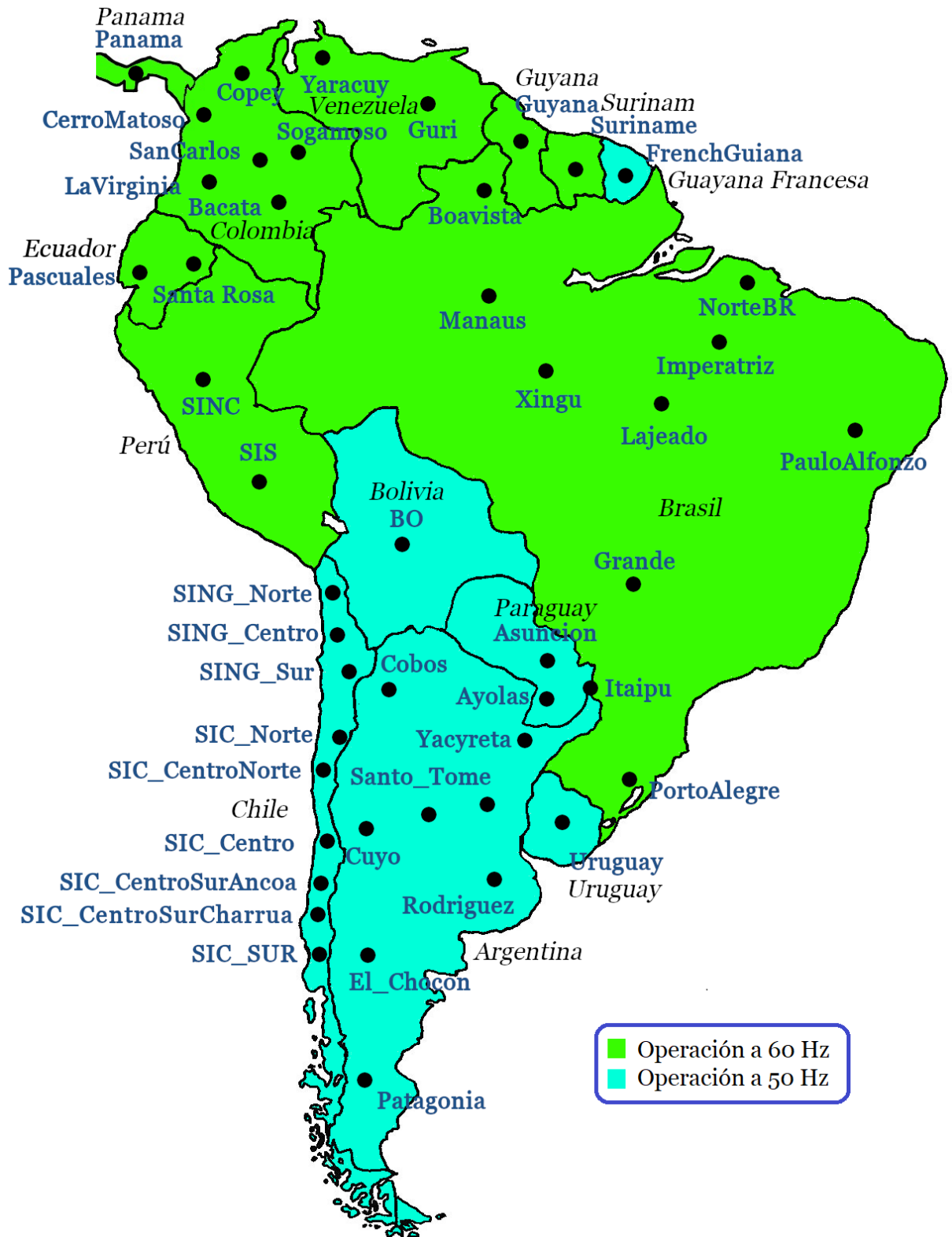


Figura 5.2: Localización de los nodos sudamericanos propuestos para el año 2030.

Más detalles acerca de la cantidad de nodos del sistema por país se encuentran en la sección 8.1

5.1.1. Capacidad instalada

En la tabla 5.1 se muestra un resumen de la capacidad instalada por país y tecnología para el escenario considerado. Se observa que el parque generador consta de un 34.7% de tecnologías ERNC y un 72.7% en base a tecnologías convencionales. Es importante destacar que países como Belice, Chile, El Salvador, Guatemala y Nicaragua, poseen una capacidad instalada de ERNC mayor al 69% de su capacidad instalada total.

Tabla 5.1: Capacidad instalada por país y tecnología para el 2030.

País	Convencionales				ERNC					
	Termo		Hidro		Solar		Eólica		Otras fuentes	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Guyana	0,0	0,0	781,5	92,6	0,0	0,0	0,0	0,0	62,0	7,4
Surinam	238,2	24,9	602,3	63,1	0,0	0,0	30,5	3,2	84,0	8,8
Guayana Francesa	50,3	13,2	257,9	67,5	34,0	8,9	0,0	0,0	39,7	10,4
Brasil	27000,5	10,2	145275,1	54,8	42981,8	16,2	32281,3	12,2	17757,3	6,7
Paraguay	0,0	0,0	5852,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Uruguay	0,0	0,0	1510,8	36,0	228,8	5,4	2046,2	48,7	413,1	9,8
Argentina	21683,5	38,7	15384,6	27,5	8900,5	15,9	9745,7	17,4	250,0	0,4
Bolivia	3459,7	34,6	2177,4	21,8	505,0	5,1	3773,7	37,8	80,5	0,8
Chile	12624,3	19,5	7071,1	10,9	42929,4	66,4	1473,2	2,3	560,1	0,9
Colombia	5063,7	24,2	14988,0	71,6	411,2	2,0	380,8	1,8	77,2	0,4
Ecuador	2747,2	21,7	5209,0	41,1	3634,8	28,6	1016,5	8,0	80,0	0,6
Perú	12753,1	49,7	5856,5	22,8	6005,7	23,4	1018,2	4,0	48,5	0,2
Venezuela	16165,8	33,6	18968,0	39,5	528,5	1,1	12380,4	25,8	0,0	0,0
México	75535,9	67,2	18176,3	16,2	5492,2	4,9	10484,3	9,3	2714,7	2,4
Belice	0,0	0,0	55,0	12,1	0,0	0,0	387,6	85,0	13,5	3,0
Guatemala	667,1	7,9	1524,3	18,0	4242,1	50,0	1074,0	12,7	970,2	11,4
El Salvador	70,0	1,0	884,3	12,7	4958,6	71,4	490,0	7,1	538,5	7,8
Honduras	0,0	0,0	962,2	43,0	519,5	23,2	469,0	21,0	285,3	12,8
Nicaragua	0,0	0,0	667,6	24,8	20,4	0,8	1641,2	60,9	367,0	13,6
Costa Rica	0,0	0,0	2452,7	60,3	985,5	24,2	404,4	9,9	226,5	5,6
Panamá	1511,3	21,9	2331,7	33,8	2214,3	32,1	831,9	12,1	0,0	0,0
Totales	179570,7	27,2	250988,3	38,0	124592,2	18,9	79928,7	12,1	24568,0	3,7
	430559,0 MW				65,3%		229088,9 MW		34,7%	
	659647,93 MW						100%			

Más detalles acerca de la generación instalada en el sistema se encuentran en el anexo 8.2.

5.1.2. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión del sistema latinoamericano está compuesto de 161 líneas, de las cuales 57 son internacionales y 104 locales. Del total de líneas de transmisión modeladas, 18 son con tecnología HVDC, mientras que las 143 restantes son AC. En las figuras 5.3 y 5.4 se representan las principales líneas de interconexión sudamericanas y centroamericanas, respectivamente. En ellas se detalla si las líneas son internacionales o locales, así como el tipo de tecnología (HVAC, HVDC o mixtas). Dadas las características del sistema de transmisión, se observan cuatro zonas que operan con distinta frecuencia (3 zonas operando a 60 Hz y 1 zona a 50 Hz).

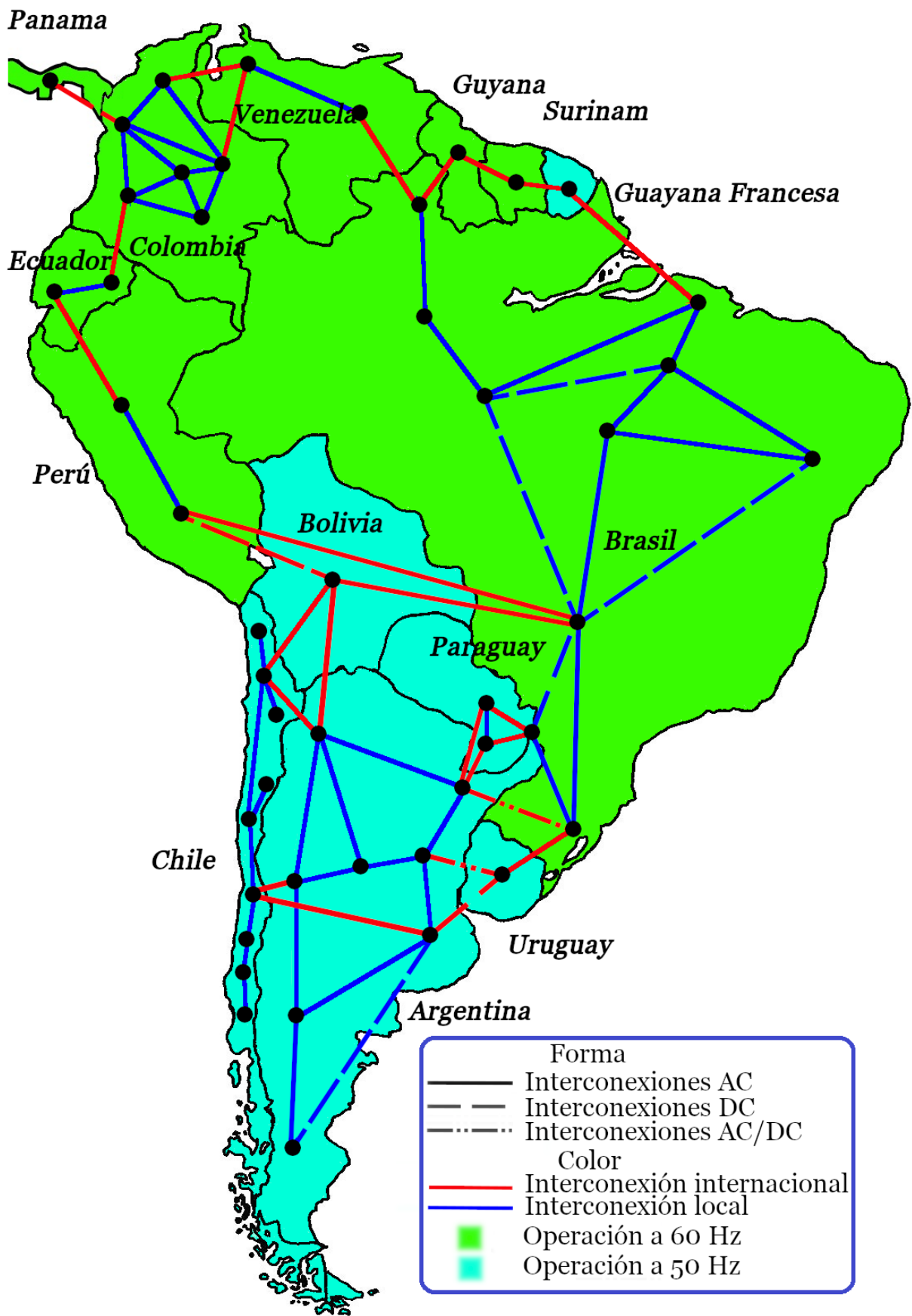


Figura 5.3: Sistema de transmisión sudamericano propuesto para el año 2030.

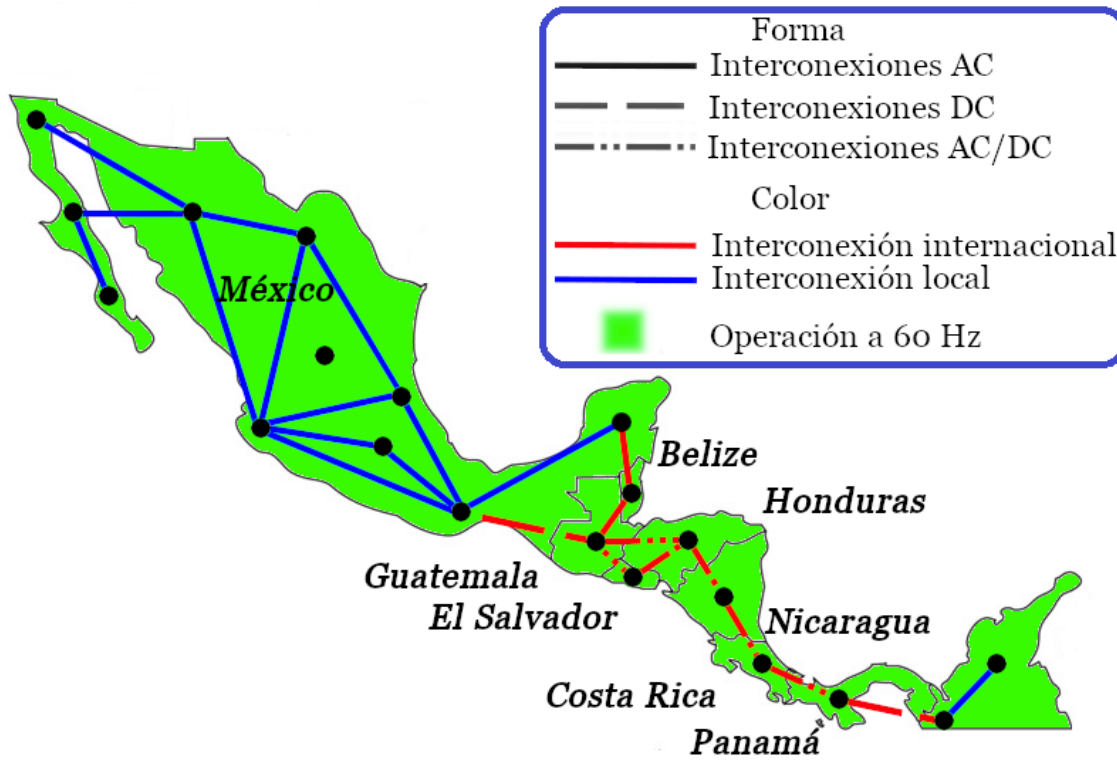


Figura 5.4: Sistema de transmisión centroamericano propuesto para el año 2030.

Más detalles acerca de las líneas de transmisión del sistema se encuentran en el anexo 8.4.

5.1.3. Sistemas de almacenamiento

Debido a que el caso de estudio TXSOLDESC+esp cuenta con altos niveles de energía solar, los resultados de la planificación entregan una cierta capacidad en sistemas de almacenamiento. En particular, el escenario en estudio cuenta con una capacidad de almacenamiento total de 36.992 MW, distribuidos en 17 sistemas de almacenamientos. La Tabla 5.2 resume la capacidad instalada por país.

Tabla 5.2: Sistemas de almacenamiento por país para el 2030.

País	Cantidad de sistemas de almacenamiento	Capacidad total [MW]
Argentina	1	1.492,0
Bolivia	1	4.220,3
Brasil	1	100,0
Chile	7	13.432,7
Colombia	1	0,3
Ecuador	2	1.444,3
El Salvador	1	3.184,4
México	1	5.111,7
Panamá	1	2.066,5
Venezuela	1	5.940,2
Total	17	36.992,5

Más detalles acerca del sistema de almacenamiento del sistema se encuentran en el anexo 8.6.

5.2. Escenarios críticos de operación

En la Tabla 5.3 se presenta un resumen de los puntos de operación seleccionados en base al criterio propuesto en la sección 4.2. Es importante destacar que, en el escenario de máxima demanda, Chile posee una penetración ERNC mayor a 85 %, mientras que en el escenario de mayor penetración ERNC, Chile, El Salvador y Uruguay poseen una penetración ERNC de 91, 97 y 99 %, respectivamente.

Tabla 5.3: Especificaciones de los escenarios de operación seleccionados

Escenario	Bloque	Horario	Demanda [GW]	Penetración renovable [%]	Penetración ERNC [%]
Máxima demanda	39	19:00-21:59	330,9	76	39
Mínima demanda	1	00:00-09:59	266,6	78	24
Máx. penetración ERNC y mín. inercia	53	15:00-18:59	321,0	79	49

5.3. Áreas eléctricas

En el presente trabajo, las áreas en que se divide el sistema se definen en base al criterio presentado en la sección 4.2. De esta forma, las áreas eléctricas son:

1. *Área 1*: Operación a 60 Hz. Los países que la conforman son Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua y Panamá.
2. *Área 2*: Operación a 60 Hz. Los países que la conforman son Brasil, Colombia, Ecuador, Guayana Francesa, Guyana, Perú, Surinam y Venezuela.
3. *Área 3*: Operación a 50 Hz. Los países que la conforman son Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay.

La definición de las áreas eléctricas es clave en estudios de estabilidad porque revelan los desacoplamientos eléctricos existentes en términos de las oscilaciones que surgen durante contingencias (que no se propagan entre diferentes zonas eléctricas). La tabla 5.4 se muestra el nivel de generación tradicional y la penetración ERNC de cada zona para los 3 escenarios en estudio.

Tabla 5.4: Capacidad instalada y despacho por zona eléctrica y escenario.

Zona eléctrica	Capacidad instalada [GW]		Despacho por escenario [GW]					
			Mínima demanda		Máxima demanda		Mín Iner. y Máx. Penetración ERNC	
	Tradicional	ERNC	Tradicional	ERNC	Tradicional	ERNC	Tradicional	ERNC
Zona 1	104,83 (73 %)	39,33 (27 %)	38,46 (75 %)	12,87 (25 %)	59,32 (75 %)	19,70 (25 %)	45,41 (67 %)	22,57 (33 %)
Zona 2	255,95 (68 %)	118,85 (32 %)	134,99 (79 %)	36,46 (21 %)	119,33 (64 %)	65,78 (36 %)	103,97 (56 %)	80,09 (44 %)
Zona 3	69,76 (50 %)	70,90 (50 %)	20,99 (66 %)	10,58 (34 %)	23,94 (35 %)	43,76 (65 %)	16,28 (22 %)	56,31 (78 %)

En la figura 5.5 se muestran las áreas eléctricas del sistema en estudio, junto a las líneas de transmisión que interconectan dichas áreas.

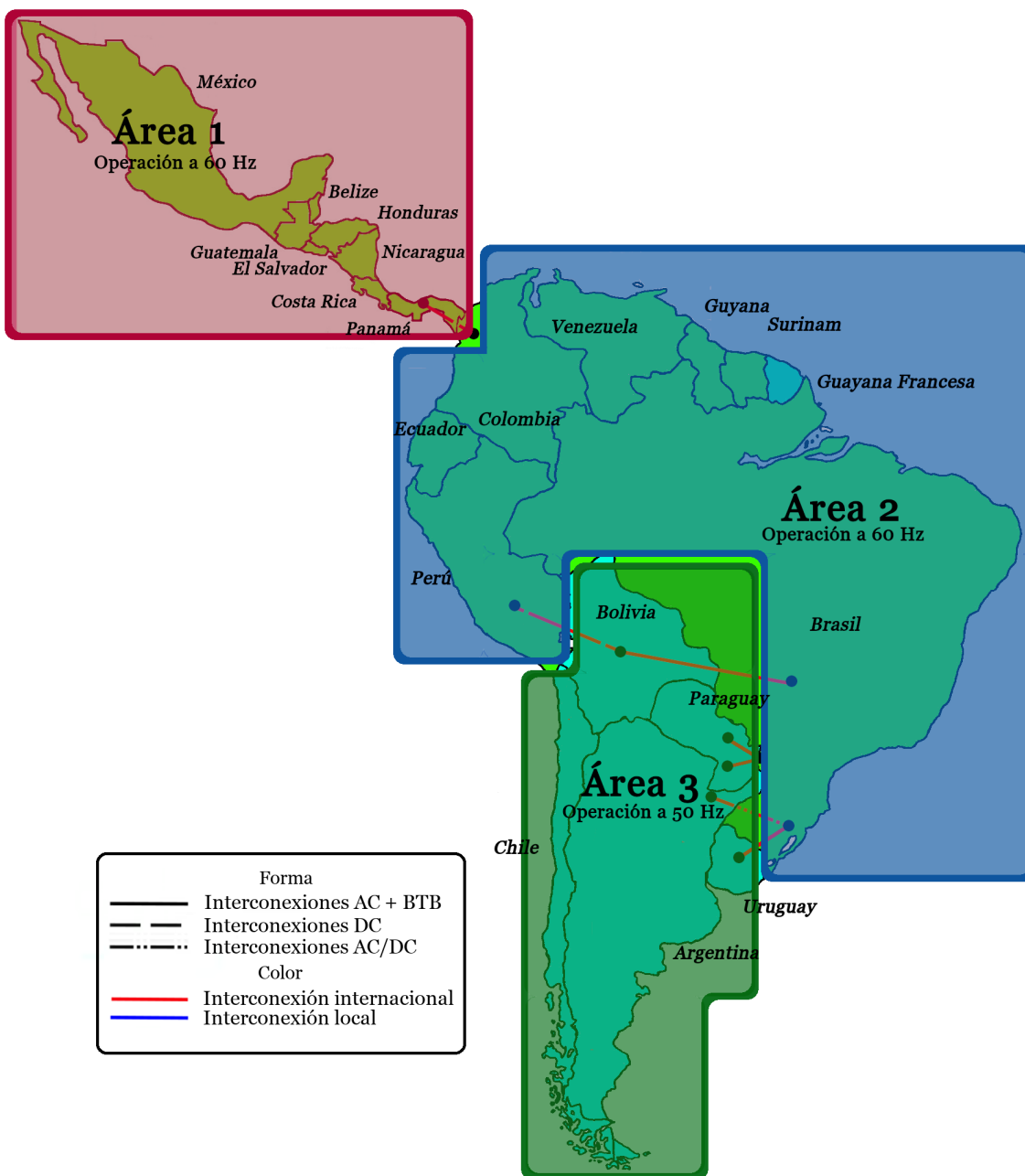


Figura 5.5: Áreas eléctricas implementadas en sistema latinoamericano.

5.4. Contingencias críticas

En la sección 4.2 se explicaron los criterios de selección de las contingencias críticas para estudios de estabilidad. En base a dichos criterios, las contingencias seleccionadas son: desconexión intempestiva de la unidad de generación más grande en operación por cada zona y cortocircuitos trifásicos en líneas sobrecargadas (con flujos de potencia altos) que interconectan áreas eléctricas. Las tablas 5.5 y 5.6 resumen las contingencias para cada área.

Tabla 5.5: Especificaciones de las desconexiones intempestivas de generación para cada área y escenario.

	Desconexión intempestiva 1	Desconexión intempestiva 2	Desconexión intempestiva 3
Zona involucrada	Área 1 (60 Hz)	Área 2 (60 Hz)	Área 3 (50 Hz)
País involucrado	México	Brasil	Argentina
Nombre generador	Central Petacalco	Central Itaipu	Central Atucha II
Nodo	Occidental	Itaipu	Rodriguez
Tecnología	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Nuclear
Capacidad de generación	680 MW	700 MW	745 MW
Escenarios de desconexión	Despacho [MW]	Despacho [MW]	Despacho [MW]
Máxima demanda	557,2	640,8	701
Mínima demanda			
Máx. penetración ERNC y mín. inercia			

Tabla 5.6: Especificaciones de las fallas trifásicas en interconexiones para cada escenario.

Zonas interconectadas	Falla trifásica 1		Falla trifásica 2		Falla trifásica 3	
	Área 1 (60 Hz)	Área 2 (60 Hz)	Área 1 (50 Hz)	Área 2 (60 Hz)	Área 1 (50 Hz)	Área 2 (60 Hz)
Países interconectados	Panamá	Colombia	Bolivia	Brasil	Argentina	Brasil
Nombre de la línea	Panama_Colombia		BR_Madeira-BO_SIN		AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC	
Tecnología	HVDC		HVAC		HVDC	
Líneas en paralelo	6		2		5	
Escenarios de falla	Flujo por línea	Capacidad por línea	Flujo por línea	Capacidad por línea	Flujo por línea	Capacidad por línea
Máxima demanda	186,6 MW	400 MW	1.000 MW	1.000 MW	104,2 MW	1.200 MW
Mínima demanda	64,9 MW		1.000 MW		407,7 MW	
Máx. penetración ERNC y mín. inercia	225,3 MW		1.000 MW		379,4 MW	

La localización de las unidades generadoras a desconectar y de las líneas en que simulan las fallas se muestran en la figura 5.6.

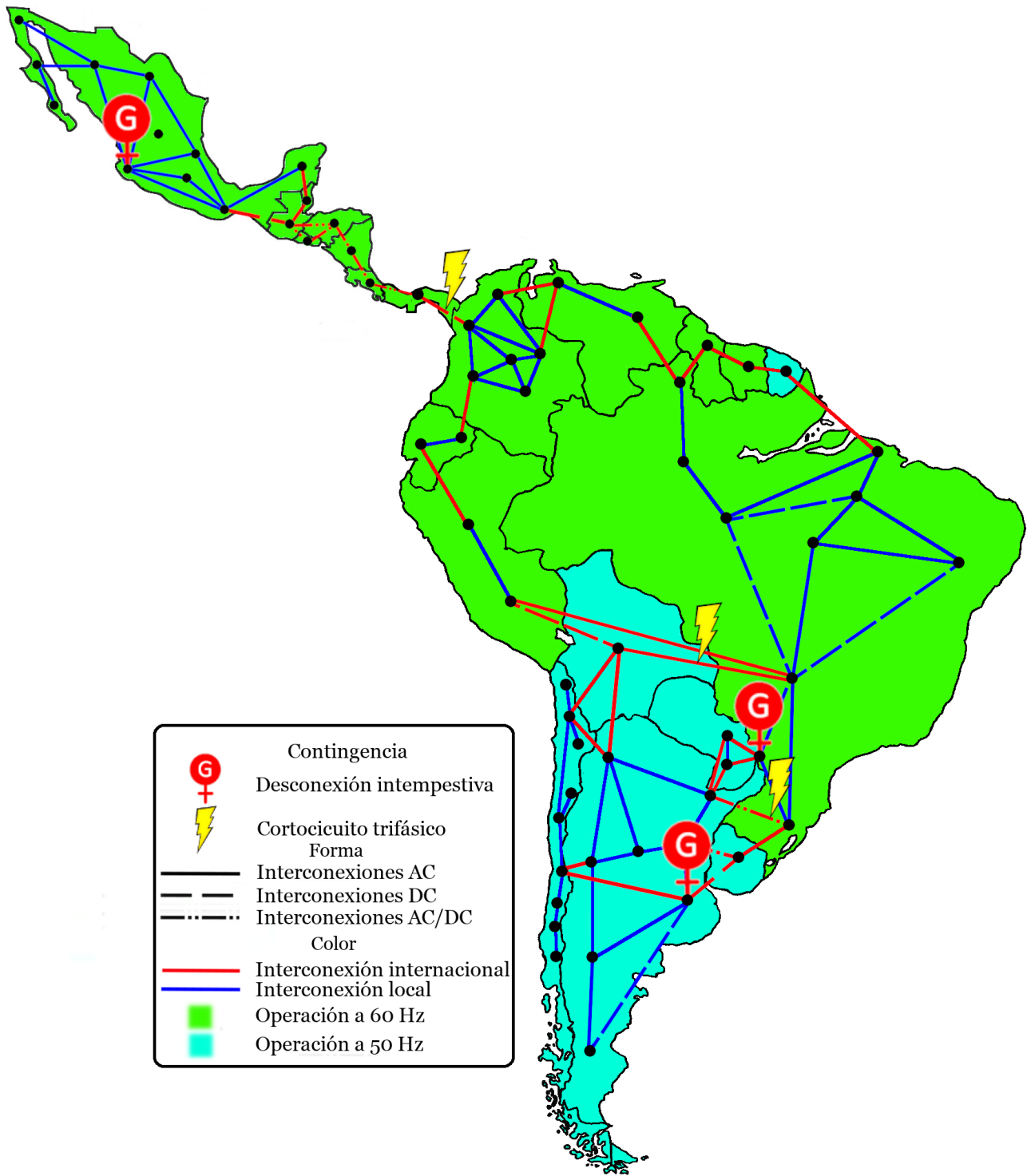


Figura 5.6: Áreas eléctricas implementadas en sistema sudamericano.

5.5. Implementación del modelo en DIGSILENT Power Factory

Para realizar el estudio de estabilidad, el sistema latinoamericano descrito se debe implementar en el software DIGSILENT Power Factory [77]. El modelo implementado consta de 64 nodos princi-

pales (1.146 nodos totales), 63 cargas de impedancia constante y factor de potencia 0.95 inductiva (ver anexo 8.3), 12.988 generadores sincrónicos con GOV, AVR y PSS, 38 plantas fotovoltaicas (equivalentes a miles de paneles), 39.982 turbinas eólicas type-4 de 2 MW, 17 sistemas de baterías (ver anexo 8.6), 143 líneas de transmisión HVAC (333 circuitos), 18 líneas de transmisión HVDC, 6 enlaces Back-to-Back y más de cien mil transformadores.

En los estudios de estabilidad de sistemas reales, los resultados de la planificación no pueden implementarse sin realizar algún tipo de simplificación debido a la complejidad del sistema a estudiar. Por este motivo, en esta subsección se presentan las simplificaciones usadas en la implementación de los modelos dinámicos usados en el sistema latinoamericano interconectado en DIGSILENT.

5.5.1. Sistemas de generación y sus controles asociados

La matriz de generación implementada consta de 619 generadores sincrónicos, 38 generadores solares y 38 eólicos. Si se consideran las máquinas en paralelo por central, se cuenta con un total de 12.988 generadores sincrónicos y 39.982 generadores eólicos. Por su parte, las 38 centrales solares son equivalentes a cientos de miles de paneles solares. El criterio base para todos los generadores definidos es que se ajusten a la capacidad instalada (por nodo y tecnología) obtenida desde la planificación en [5] y listada en el anexo 8.2.

Los modelos de los generadores sincrónicos fueron obtenidos desde los ejemplos de fábrica existentes en la librería del software DIGSILENT y del *Modelo chileno del coordinador eléctrico nacional* [78], el cual está disponible en su página web. Estos modelos fueron organizados de acuerdo con la tecnología de generación y capacidad nominal. Cada uno de los modelos dinámicos de los generadores sincrónicos poseen un controlador de voltaje (AVR), estabilizador de potencia (PSS) y regulador de velocidad (GOV).

En el caso de las centrales solares se utilizó el template *WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz*. El modelo de la planta se muestra en la figura 5.7, el cual está compuesto de medidores de voltajes *Voltage Measurement*, medidores de potencia activa y reactiva *Power Measurement*, un sistema de protección, y un controlador del lazo interno y otro de lazo externo del convertidor. El controlador del lazo externo *Electrical Control* define si se opera al convertidor controlando el voltaje en bornes, la potencia reactiva, el factor de potencia o la relación Q/V. Además, el mismo controlador añade la función Fault Ride Through (FRT) al generador. El controlador del lazo interno *Gen-Con Model* define la dinámica y los límites de las corrientes internas y voltajes en bornes del convertidor. El sistema de protección *Protection* puede desconectar la central solar ante problemas de baja y sobre tensión, baja y sobre frecuencias, y ante importantes variaciones del ROCOF.

En el caso de las centrales eólicas se utilizó el template *WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz*. El modelo de la planta que se muestra en la figura 5.8 está compuesto de medidores de voltajes *Voltage Measurement*, medidores de potencia activa y reactiva *Power Measurement*, un sistema de protección, y de los controles de lazo externo e interno del controlador. El controlador del lazo externo *Electrical Control* define si se opera al convertidor controlando el voltaje en bornes, la potencia reactiva, el factor de potencia o la relación Q/V. Además, el mismo controlador añade la función Fault Ride Through (FRT) al generador. El controlador del lazo interno *Gen-Con Model* define la dinámica y los límites de las corrientes y voltajes en la operación del convertidor. El sistema protección *Protection* puede desconectar la central eólica ante problemas de baja y sobre tensión, baja y sobre frecuencias, y ante importantes variaciones del ROCOF.

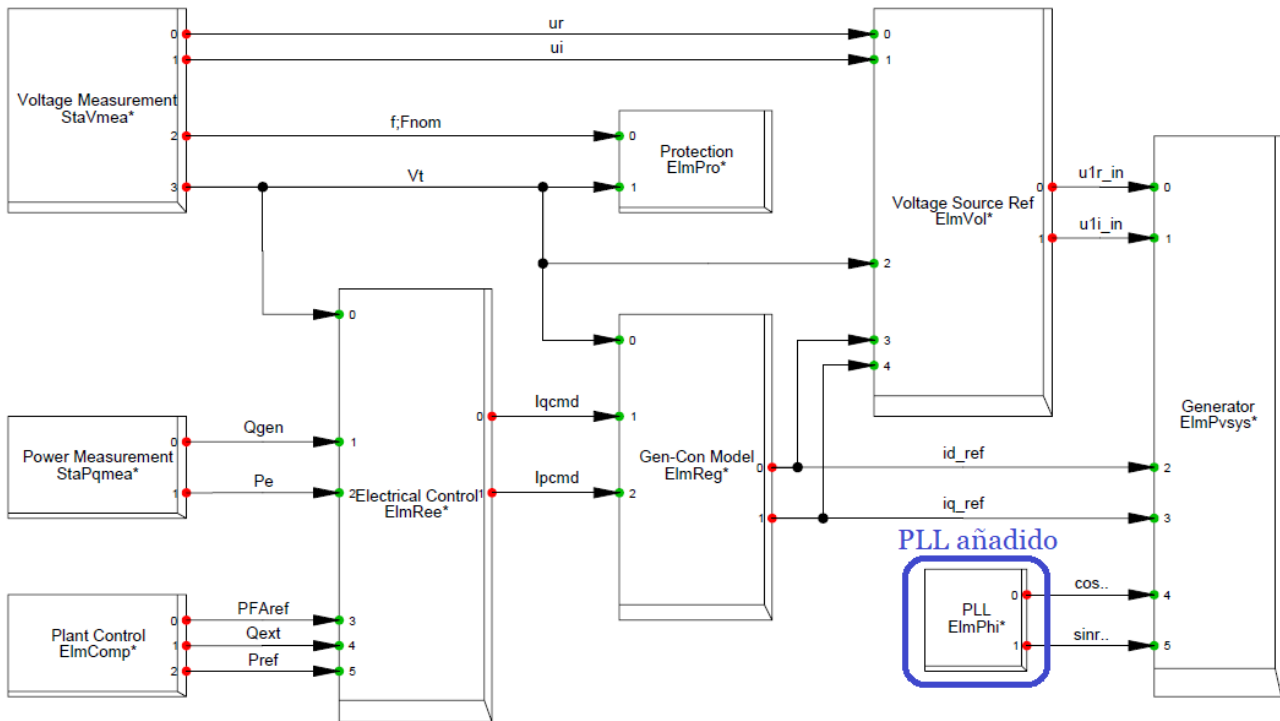


Figura 5.7: Modelo de planta de la central solar *WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz*.

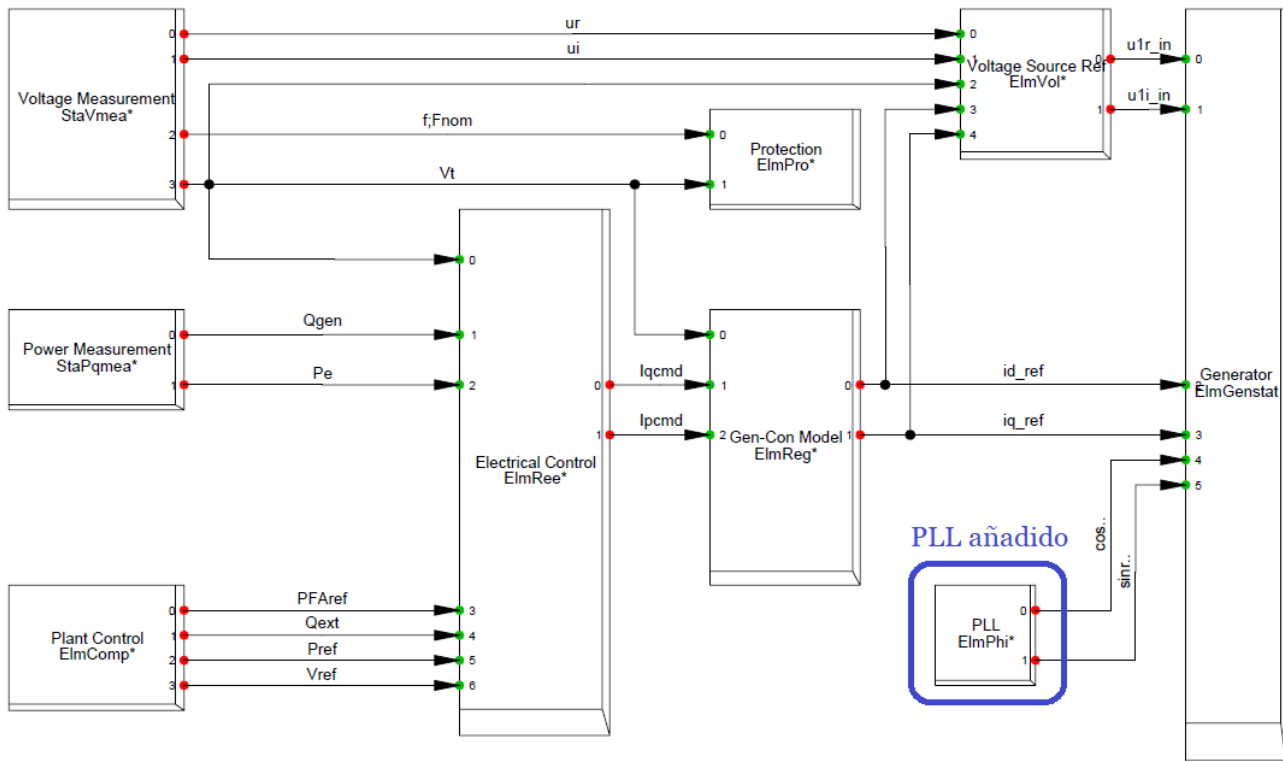


Figura 5.8: Modelo de planta de la central eólica type 4 *WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz*.

Si bien se utilizan modelos existentes en DIgSILENT para modelar la generación solar y eólica, estos no cuentan con un Phase-Locked Loop (PLL). El PLL tiene como función sincronizar inversores de manera que la señal sinusoidal que crean estos tengan la misma fase y frecuencia que la red a la cual se conectan. El PLL puede mejorar la estabilidad del sistema si la sintonización del PI se realiza correctamente. Por este motivo, se añade un PLL a los modelos WECC de generadores solares y eólicos como se muestran en los recuadros azules de las figuras 5.7 y 5.8, respectivamente.

El modelo de PLL utilizado es el elemento *Phase Measurement Device* (ElmPhi) existente en la librería de DIgSILENT. El control del PLL se muestra en la figura 5.9. Dicho modelo, cuenta con un control PI para el seguimiento de fase y un elemento que bloquea su operación ante tensiones bajas en bornes del convertidor (*blocking umin*). Las entradas de este modelo son el voltaje en bornes del inversor y la frecuencia de referencia, mientras que sus salidas son la fase y frecuencia medida. En el diseño del PI del PLL es importante definir un ancho de banda entre los 10-30 Hz. Esto es, porque a medida que el ancho de banda es más grande tiende a mejorar el comportamiento dinámico, pero se limita debido a resonancias con elementos de filtrado de armónicos, interacciones con otros controles de convertidores y redes débiles [79],[7]. Por este motivo, los parámetros de control que se usan son $K_p=100$ y $K_i=1000$ que revelan un ancho de banda aproximado de 16 Hz.

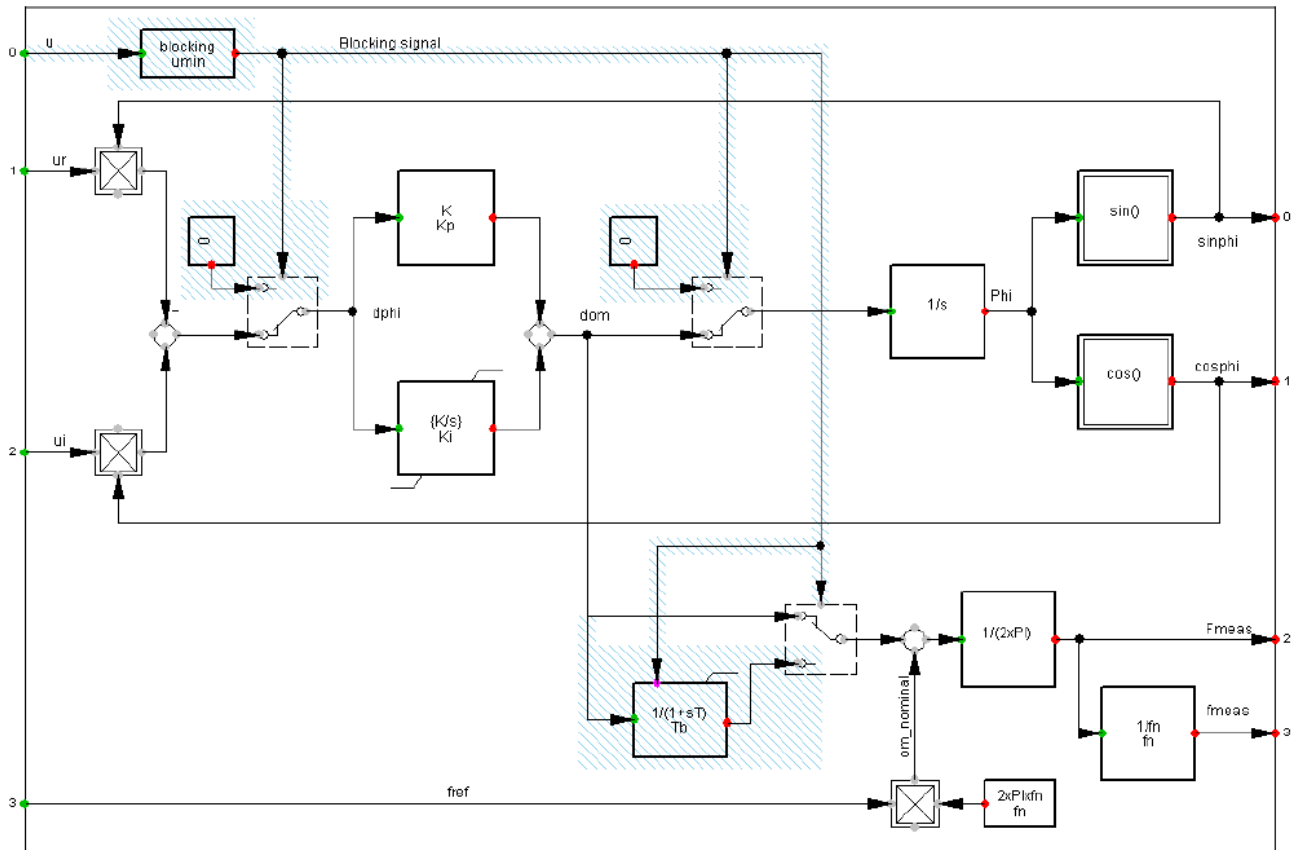


Figura 5.9: Modelo de control del Phase-locked loop (PLL) utilizado.

5.5.2. Sistema de transmisión

El sistema implementado se compone de los 64 nodos principales según lo mostrado en las figuras 5.2 y 5.1 (ver anexo 8.1 para mayores detalles).

El sistema de transmisión se compone de 161 líneas (listadas en el anexo 8.4), de las cuales 143 son de tecnología HVAC y 18 HVDC. Los datos técnicos de las líneas se obtienen del estudio en [5] incluyendo capacidad, voltaje nominal e impedancias serie en por unidad.

Las líneas de tecnologías HVDC se modelan usando el template *HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)* de DIGSILENT. Dicho template cuenta con dos convertidores estáticos que representan a los convertidores AC/DC, y un modelo dinámico de la línea DC. En la figura 5.10 se muestra el diagrama de bloques del modelo.

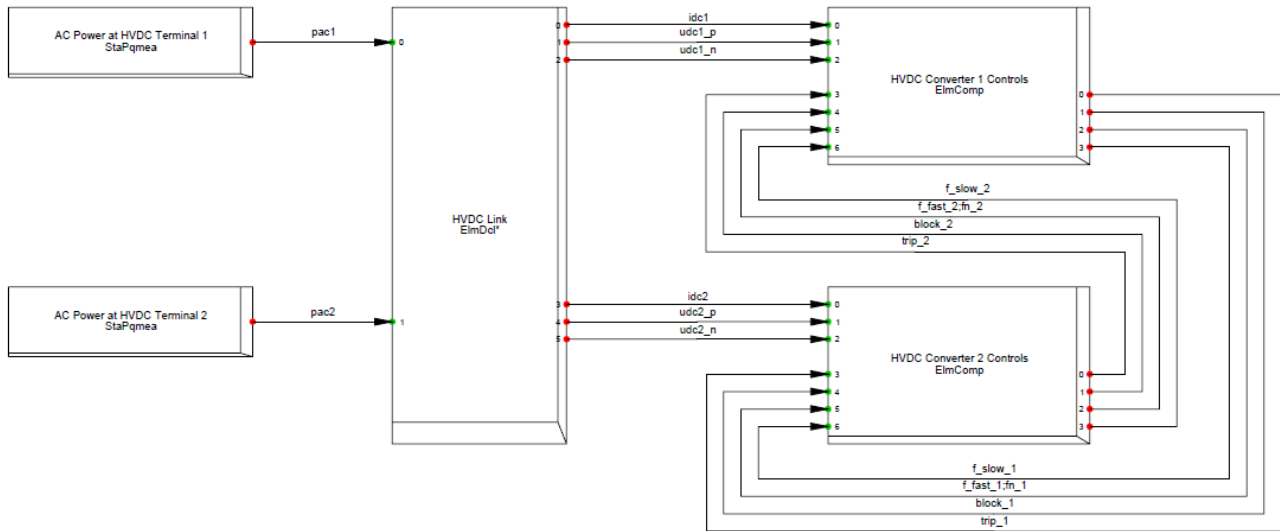


Figura 5.10: Modelo dinámico del enlace HVDC *HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)*.

El modelo de la línea HVDC posee dos convertidores AC/DC que se muestran en la figura 5.10 como bloques llamados *HVDC Converter 1 Controls* y *HVDC Converter 2 Controls*. Cada uno de estos convertidores poseen un Operation Mode, Emergency Power Control (EPC), Frecuency Sensitive Mode (FSM), Power Oscillation Damping (POD), Synthetic Inertia, Fault Ride Through (FRT), Phase-Locked Loop (PLL), sistema de protección, un control V/f, P/Vdc, Q/Vac, de corrientes internas, además de medidores de corrientes y voltaje. El Operation Mode define si se opera el convertidor en modo isla o de seguimiento de la red. En el modo isla se activa el control V/f y en el modo de seguimiento de la red se activa el control P/Vdc y Q/Vac. El control V/f regula el voltaje AC en terminales y la frecuencia del sistema. El control P/Vdc regula la potencia activa transmitida por la línea o el voltaje DC. El control Q/Vac regula el voltaje AC en los terminales o la potencia reactiva entregada. El FRT ayuda a permanecer conectada la línea HVDC a la red después de una falla o caída severa de tensión. El PLL ayuda a sincronizar el voltaje del convertidor a la red de manera amortiguada. El POD ayuda a amortiguar las oscilaciones de potencia midiendo la potencia activa, potencia reactiva, frecuencia o voltaje AC en bornes. El sistema de protección puede operar los interruptores AC/DC durante fallas en las zonas AC/DC, alzas y bajas de frecuencia y/o tensión (AC y DC).

En el caso de las líneas de tecnología AC que interconectan nodos operando a distintas frecuencias, se incluye un Back-to-Back en serie para su implementación. Estos Back-to-Backs poseen los mismos atributos de una línea DC monopolar. Por este motivo, se utiliza el mismo template *HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)* usado en las líneas HVDC. La única diferencia radica en que la resistencia de la línea se considera sumamente pequeña de manera que se reconozca como una línea

sumamente corta.

5.6. Reforzamientos y compensaciones

Una vez implementado el modelo, se realizaron varios reforzamientos para obtener un flujo de potencia que asegure que las variables eléctricas estén dentro de los márgenes permitidos en todos los escenarios en estudio. Concretamente, los márgenes definidos para una operación estable del sistema fueron:

- Voltajes entre 0.95 y 1.05 pu.
- Nivel de carga de generadores, baterías, líneas y transformadores no debe ser mayor a 100 %.

En pos de cumplir con las restricciones anteriores, se reforzaron algunas líneas de transmisión aumentando su capacidad nominal y/o incorporando reactores. Estos reforzamientos se resumen en las tablas 5.7 y 5.8.

Tabla 5.7: Líneas reforzadas para una correcta operación estática dentro de los márgenes permitidos.

Nombre de la línea	Tipo de línea	Países involucrados		Capacidad inicial [MVA]	Capacidad final [MVA]
Uruguay_Brazil	Internacional	Brasil	Uruguay	500	1000
CL_SIC_CentroNorte-SIC_Centro_500	Local	Chile		1250	3750
VE_Guri-BR_BoaVista	Internacional	Brasil	Venezuela	200	400
Hermosillo->Mulege_650	Local	México		650	1300
Hermosillo->SanLuisRioColorado_1500	Local	México		1500	3000
ITAASU	Internacional	Brasil	Paraguay	2000	4000
Mazatlan->Tepic_1380	Local	México		1380	2760
Mazatlan->Tepic_1800	Local	México		1800	3600
CL_SING-BO_SIN	Internacional	Bolivia	Chile	2400	3600
CL_SIC-AR_Rodriguez_500	Internacional	Argentina	Chile	5000	7500

Tabla 5.8: Líneas compensadas con reactores para una correcta operación estática dentro de los márgenes permitidos.

Nombre de la línea	Largo [km]	Número de reactores	Localización de los reactores	Capacidad total [MVAR]
BR_Madeira-BO_SIN	1499,94	1	Final de la línea	0,3011
COMMER_EXP	1066,02	4	Cada 213 km	1.622
CO_Copey-VE_Yaracuy	562,21	4	Cada 112 km	171
CO_Sogamoso-VE_Yaracuy	686,32	4	Cada 137 km	344
NOAYAC	979,73	4	Cada 196 km	1.744
Uruguay_Brazil	708,56	1	Final de la línea	58

Adicionalmente, para mantener los niveles de voltaje en los nodos principales dentro del rango permitido, se incorporaron condensadores y reactores en algunas barras clave del sistema según lo mostrado en la tabla 5.9.

Tabla 5.9: Compensaciones capacitivas e inductivas en los principales nodos del sistema.

Zona eléctrica	Tipo de compensador	Numero de compensadores	Capacidad total [MVAR]
Zona 1	Capacitor	17	28.024
	Reactor	1	-12
	SVC	18	± 30.915
Zona 2	Capacitor	20	98.316
	Reactor	5	-3.329
	SVC	25	± 75.303
Zona 3	Capacitor	19	21.121
	Reactor	2	-289
	SVC	21	± 37.570

El modelo dinámico utilizado para el SVC se obtiene de la librería de DIGSILENT, cuyo diagrama se muestra en la figura 5.11. Dicho modelo, se compone de un medidor de voltaje y un control de voltaje PI con parámetros K_i y K_p . En este trabajo el valor usado para dichos parámetros fue de $K_i=0.1$ y $K_p=50$.

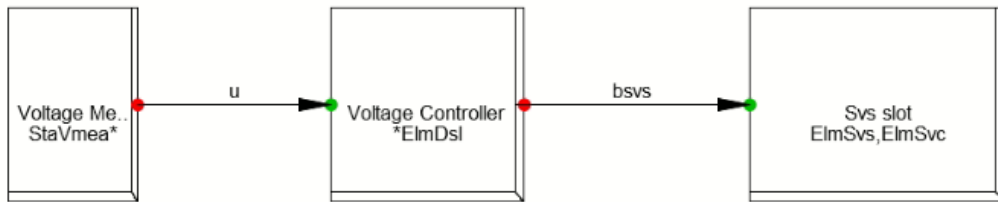


Figura 5.11: Modelo dinámico del Static VAR Compensator (SVC).

Capítulo 6

Resultados

En esta sección se presentan los resultados del estudio dinámico del sistema latinoamericano interconectado. En particular, se muestran los resultados de cada una de las contingencias críticas en los tres escenarios: mínima demanda, máxima demanda y mínima inercia (máxima penetración ERNC). Un resumen de las compensaciones y reforzamientos implementados se muestra en el anexo 8.7.

6.1. Escenario de mínima demanda

La inicialización del escenario de mínima demanda en DIGSILENT entrega el Verification Report que se muestra en el anexo 8.5. Dicho reporte muestra la cargas y niveles de voltajes críticos del flujo de potencia. A continuación, se muestran los resultados de cada una de las contingencias simuladas en el escenario de mínima demanda.

6.1.1. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 1 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Petacalco (Termoeléctrica) de capacidad de 680 MW conectada al nodo *Occidental* localizado en México.

La figura 6.1 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas del sistema. La frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 1) tiene un valor de 0,9992 pu (59,952 Hz) mientras que la frecuencia en las otras 2 zonas se mantiene sin mayores variaciones. La frecuencia de la zona 1 se recupera 20 segundos después de la contingencia. La frecuencia no se recupera a su valor nominal porque no se encuentra modelado el control secundario de frecuencia (AGC). Debido a que las líneas HVDC que interconectan distintas zonas mantienen su flujo constante, esta contingencia sólo afecta a la frecuencia de operación de la zona donde ocurre la falla. Solo la zona dos tiene una variación de un 0.02 % producto de su largo tiempo para alcanzar el régimen permanente sin contingencias.

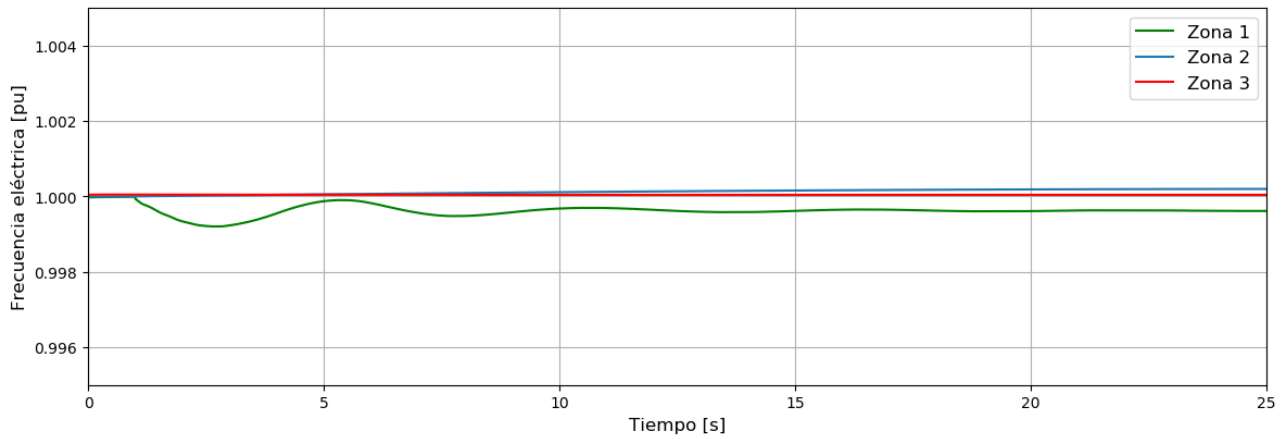


Figura 6.1: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.2 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Las variaciones de voltaje que ocurren en las diferentes zonas son mínimas o nulas, demostrando la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 1. Dado que las zonas están conectadas por líneas HVDC, no se propagan oscilaciones ni problemas de regulación de tensión entre zonas. Por lo tanto, las variaciones de voltaje en las zonas 2 y 3 son nulas.

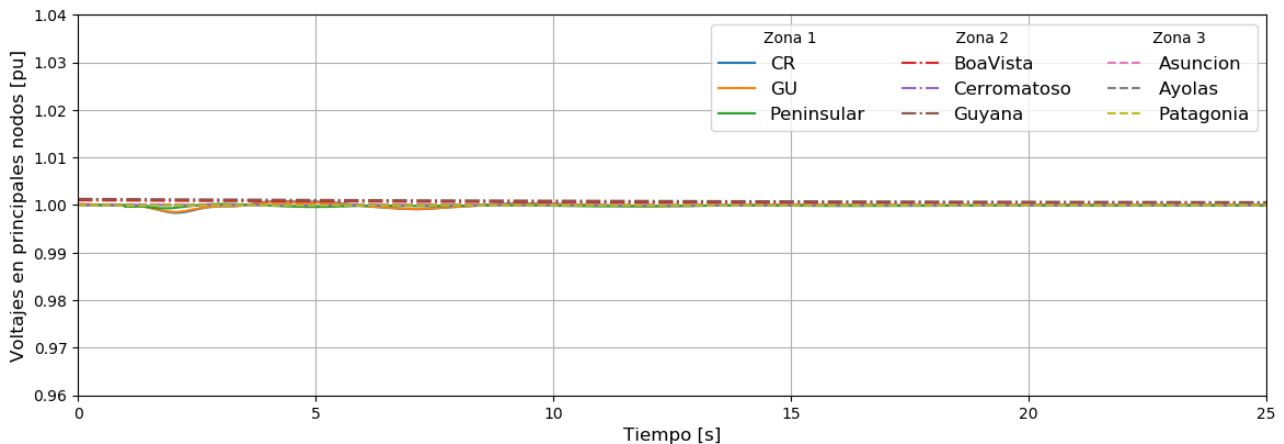


Figura 6.2: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.1.2. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 2 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Itaipu (Hidroeléctrica) de capacidad de 700 MW conectada al nodo *Itaipu* localizado en Brasil.

Las figuras 6.3 y 6.4 muestran la frecuencia eléctrica de las 3 zonas y los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. La figura 6.3 muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 2) tiene un valor de 0,9989 pu (59,934 Hz) y se recupera parcialmente después del transitorio, estabilizándose 40 segundos luego de la contingencia. Las frecuencias de las demás zonas permanecen sin variaciones. Por su parte, la figura 6.4 muestra que las variaciones de

voltajes que ocurren en las diferentes zonas no son significativas. De este modo, se comprueba que la robustez del sistema de la zona 2 en este escenario es significativa, dado que es capaz de tolerar sin problemas el peor caso de desbalance de carga en la zona 2.

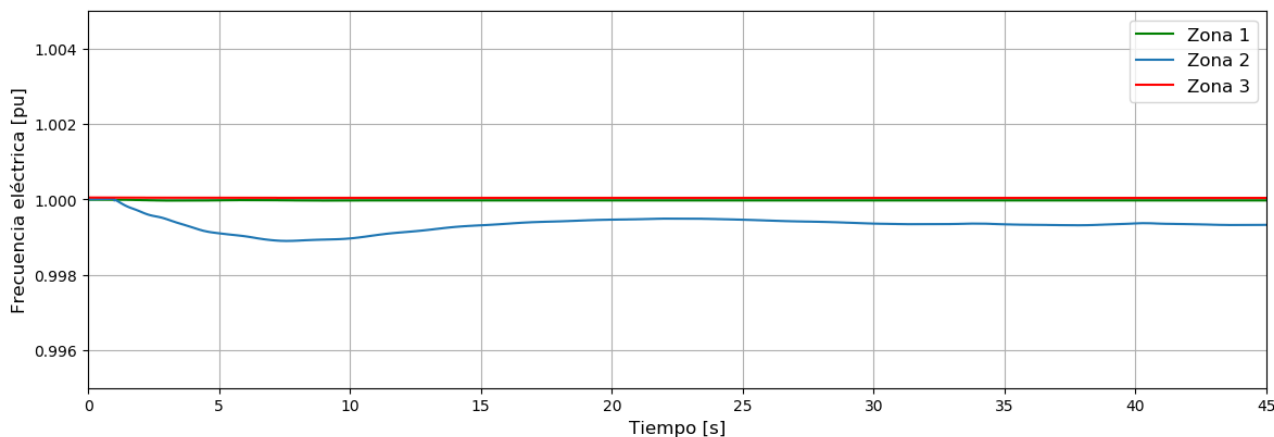


Figura 6.3: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima demanda.

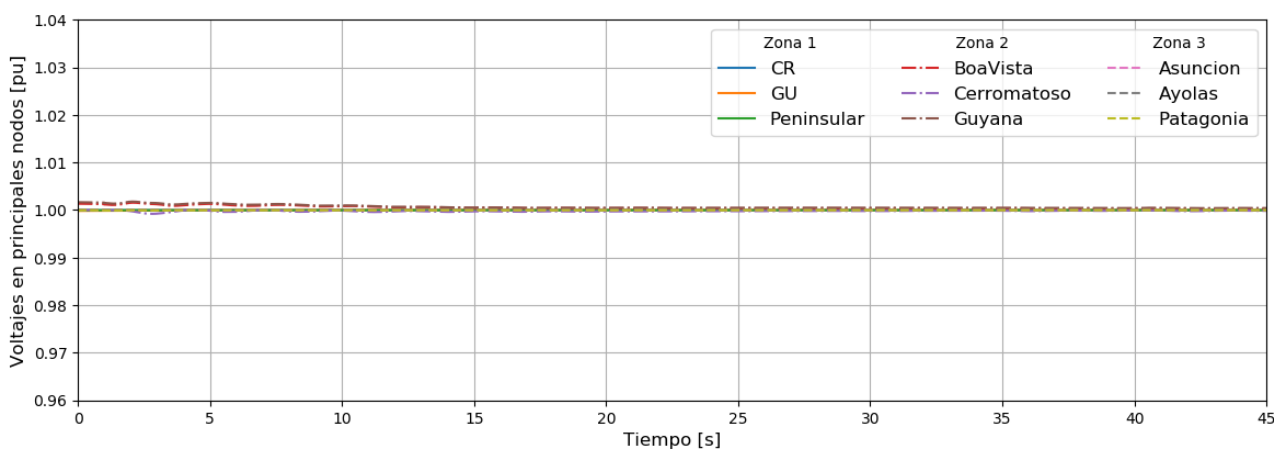


Figura 6.4: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.1.3. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 3 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Atucha II (Nuclear) de capacidad de 745 MW conectada al nodo *Rodriguez* localizado en Argentina.

Las figuras 6.5 y 6.6 muestran la frecuencia eléctrica de las 3 zonas y los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. La figura 6.5 muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 3) tiene un valor de 0,9978 pu (49,890 Hz) y se recupera parcialmente hasta estabilizarse 55 segundos luego de la contingencia. Por su parte, la figura 6.6 muestra que las variaciones de voltajes son significativas en un número importante de nodos de la zona 3, alcanzando el valor mínimo de 0,9776 pu en los nodos *Ayolas* y *Asuncion*. Los voltajes se establecen luego de 55 segundos de la desconexión. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario

frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 3.

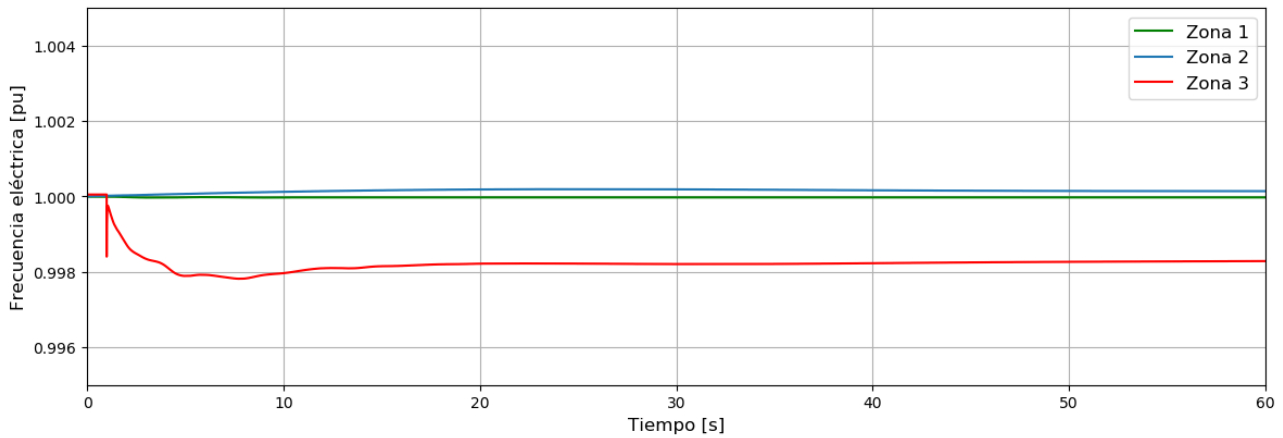


Figura 6.5: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima demanda.

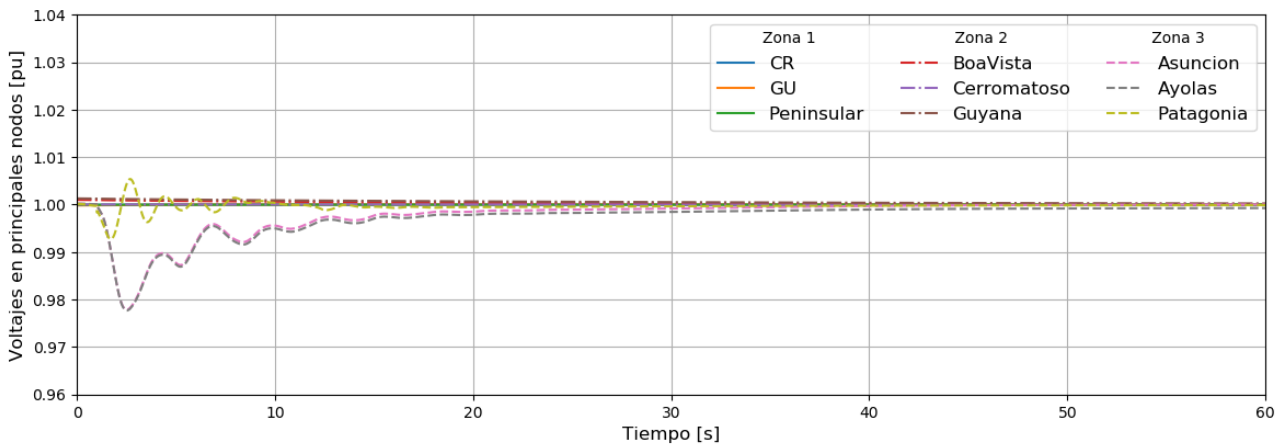


Figura 6.6: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.1.4. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2

Inicialmente, esta contingencia es una falla en la línea HVDC *Panama_Colombia* de capacidad total de 2400 MW (10 circuitos) que interconecta las zonas eléctricas 1 y 2. Al ser una línea de tecnología DC la falla no se propaga por la red AC, sino que en el peor de los casos los convertidores en cada extremo se abren. Por este motivo, se simula un severo caso de una falla DC donde se desconectan la mitad de los circuitos de la línea (5 circuitos). Esta contingencia se simula en $t=1$ segundo y desconecta 195 MW en este escenario.

La figura 6.7 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La zona eléctrica 1 disminuye su frecuencia alcanzando un valor mínimo de 0,9997 pu (59,983 Hz). La zona eléctrica 2 aumenta su frecuencia alcanzando un valor máximo de 1,0005 pu (60,032 Hz). Ambas frecuencias se establecen luego de 25 segundos después de la desconexión de los circuitos del enlace HVDC. Por otro lado, la frecuencia de la zona 3 se mantiene sin variaciones.

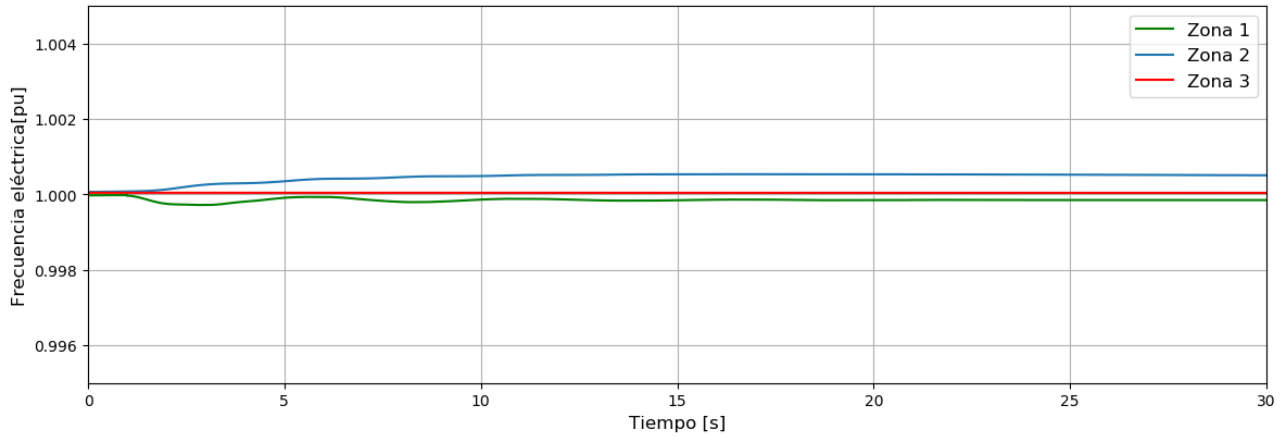


Figura 6.7: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (195 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.8 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de las zonas que interconecta la línea desconectada no tienen variaciones significativas, mientras que los voltajes de la zona 3 se mantienen sin cambios. De esta forma, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa de desconexión de una línea HVDC.

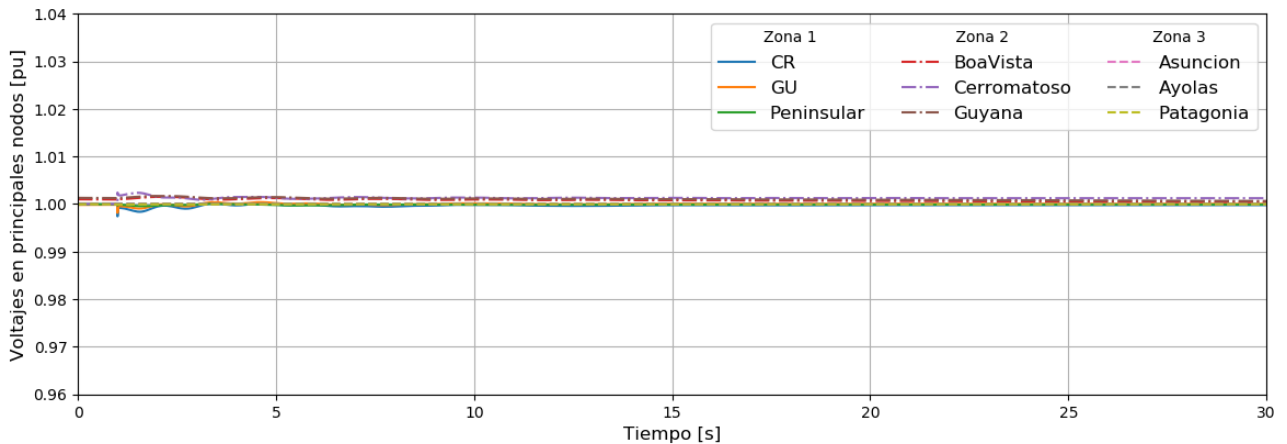


Figura 6.8: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (195 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.1.5. Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* de capacidad total de 2.000 MW localizada en la zona eléctrica 3 y que se interconecta con la zona 2 mediante un Back-to-Back. Dicha línea se compone de dos circuitos de 1.000 MW operando a su máxima capacidad. Sin embargo, debido a que el back-to-back demanda la máxima capacidad (2.000 MW), se requiere aplicar el criterio de seguridad N-1 y añadir un tercer circuito. De esta manera, en caso de falla en un circuito, se puede mantener el flujo de 2000 MW en el back-to-back luego de desconectar la línea sin afectar al suministro de la zona eléctrica 2 ni generando una contingencia en dicha zona. Esta contingencia simula una falla trifásica en $t=1$ segundos seguida de la desconexión del circuito fallado 120 ms después. La falla se localiza a 300 km del nodo *BO* de la zona eléctrica 3. El flujo de potencia por el circuito en el momento de la falla es de 667 MW. La figura 6.9 muestra la localización de la

falla HVAC en el sistema latinoamericano.

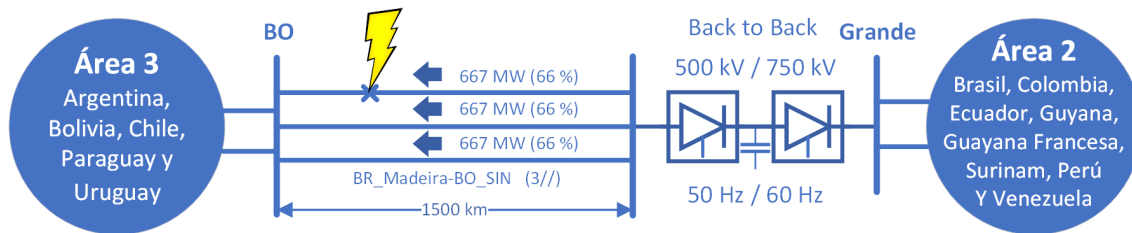


Figura 6.9: Localización de la falla trifásica en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.10 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia máxima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla AC (zona 3) tiene un valor de 1,0093 (50,465 Hz) y su tiempo de establecimiento es de 10 segundos. Esta alza de frecuencia es significativa pero no lo suficiente para activar los elementos de protección de los generadores y convertidores. En este caso, la frecuencia se restablece completamente a su valor pre-falla de 1,0000 pu (50 Hz) dado que el flujo por las líneas del sistema se conserva íntegramente. Solo hay una reducción de frecuencia instantánea durante un breve instante de tiempo debido a la acción de los convertidores del Back-to-Back mas cercano en el momento de la falla. En particular, se debe a una absorción de potencia en el convertidor durante pocos milisegundos.

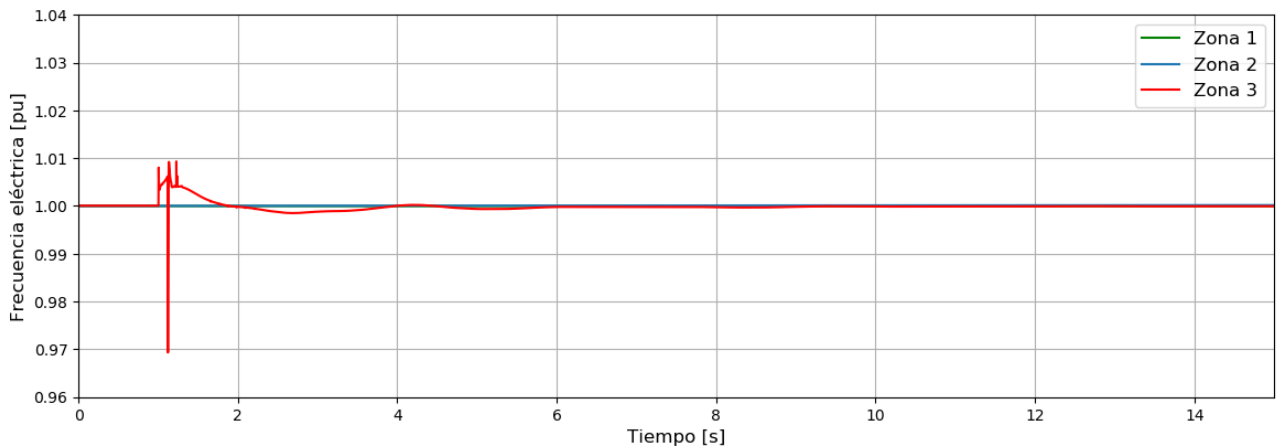


Figura 6.10: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.11 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de esta zona 3 recuperan su valor pre-falla 10 segundos después de despejada la falla al igual que el comportamiento dinámico de la frecuencia. Además, las oscilaciones de voltajes no son significativas en magnitud y están bien amortiguadas. Los voltajes en las demás zonas permanecen sin variaciones.

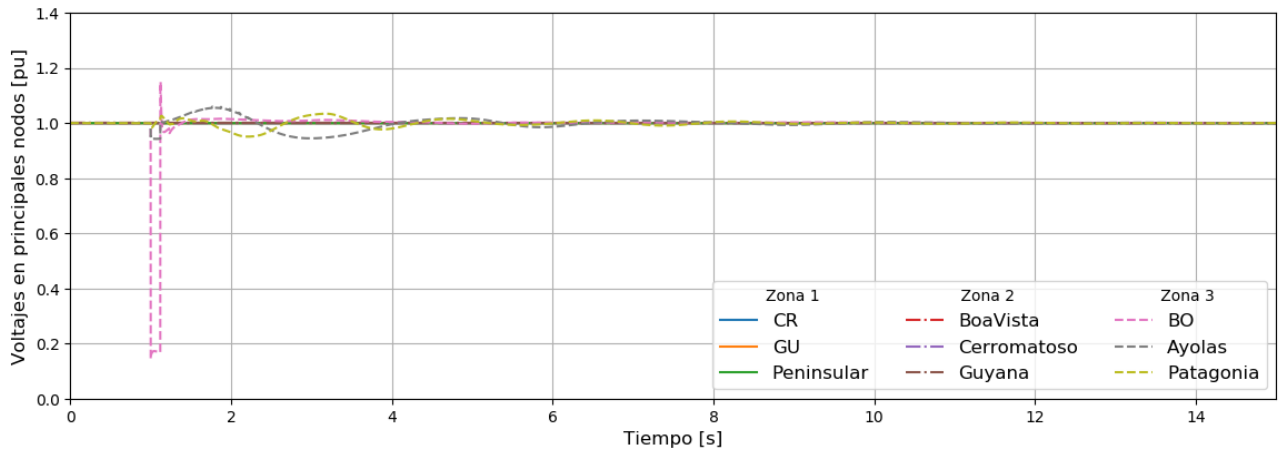


Figura 6.11: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.12 muestra la velocidad de los principales generadores sincrónicos cercanos al punto de la falla trifásica localizados dentro de la zona 3. El comportamiento de la velocidad de los generadores es estable porque se amortigua rápidamente la velocidad de las máquinas para finalmente volver a su velocidad pre-falla 10 segundos después de despejada la falla. De este modo, todas las variables principales del sistema se amortiguan en segundos y vuelven a su valor pre-falla, asegurando un correcto comportamiento dinámico y manteniendo la estabilidad del sistema en este escenario frente al peor caso de falla trifásica en una interconexión entre zonas.

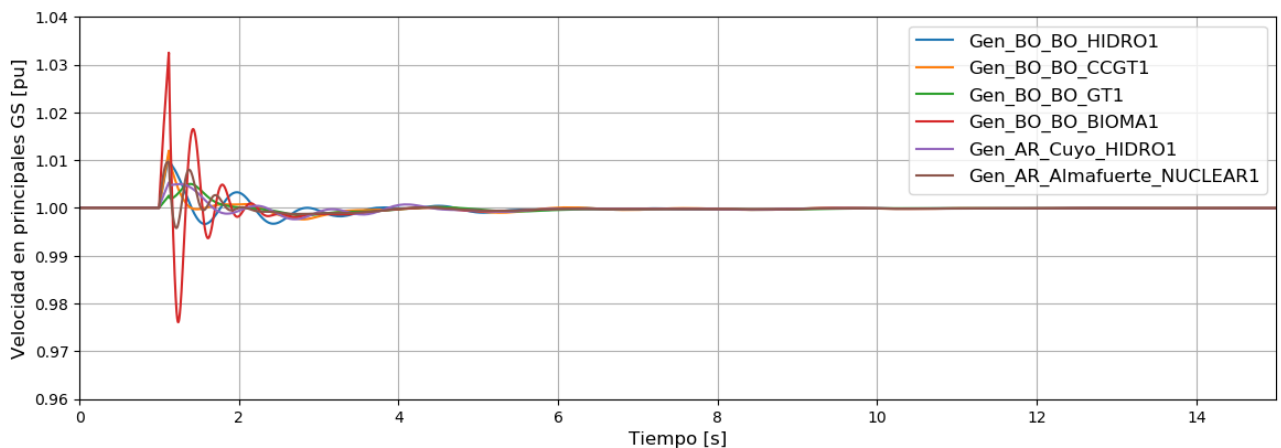


Figura 6.12: Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.13 muestra la topología y los flujos por los circuitos de la línea *BR_Madeira-BO_SIN* en su operación pre y post-falla. El Back-to-back alimenta con 2000 MW a la zona eléctrica 3 para la condición tanto pre-falla como post falla. De este modo, no se modifica el flujo por las demás líneas del sistema debido a la falla. Sin embargo, solo las líneas en paralelo a la falla modifican su flujo para operar a su máxima capacidad.

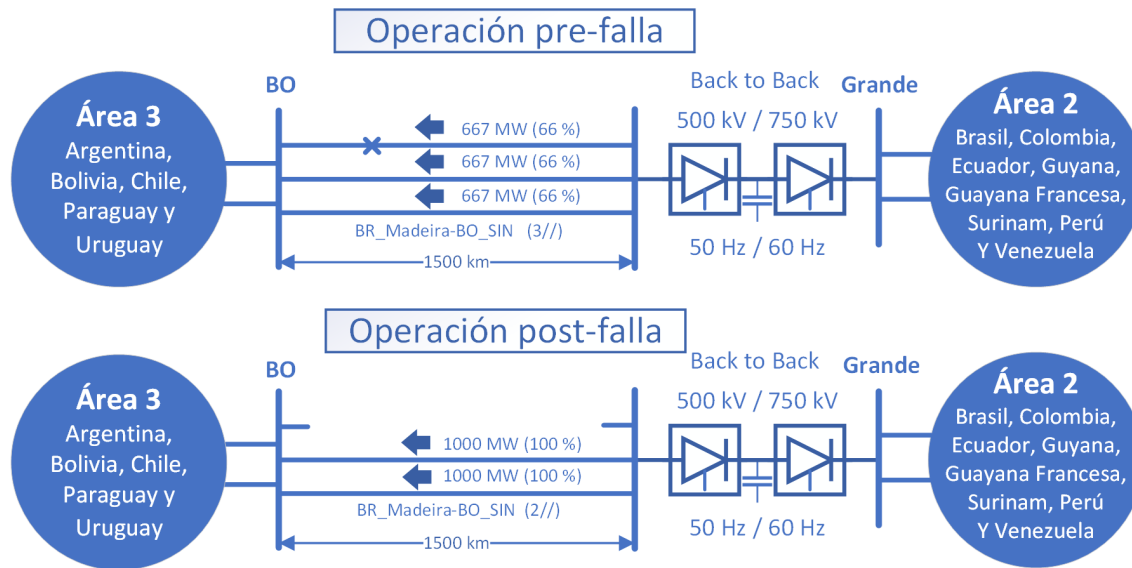


Figura 6.13: Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVDC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.1.6. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una desconexión de dos circuitos de la línea HVDC *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* con capacidad de 2.400 MW que interconecta las zonas eléctricas 1 y 2. Esta línea está compuesta de 5 circuitos de capacidad que tienen una capacidad total de 6.000 MW. La desconexión se simula en dos de estos circuitos en $t=1$ segundos. En este escenario de mínima demanda, el flujo por los dos circuitos DC en el momento de la desconexión es de 816 MW.

La figura 6.14 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La zona eléctrica 2 disminuye su frecuencia alcanzando un valor mínimo de 0,9987 pu (59,927 Hz). La zona eléctrica 3 aumenta su frecuencia alcanzando un valor máximo de 1,0028 pu (50,140 Hz). Ambas frecuencias, luego de 100 segundos, alcanzan su régimen permanente con un valor distinto al de pre-falla. Por otro lado, la frecuencia de la zona 1 se mantiene sin variaciones.

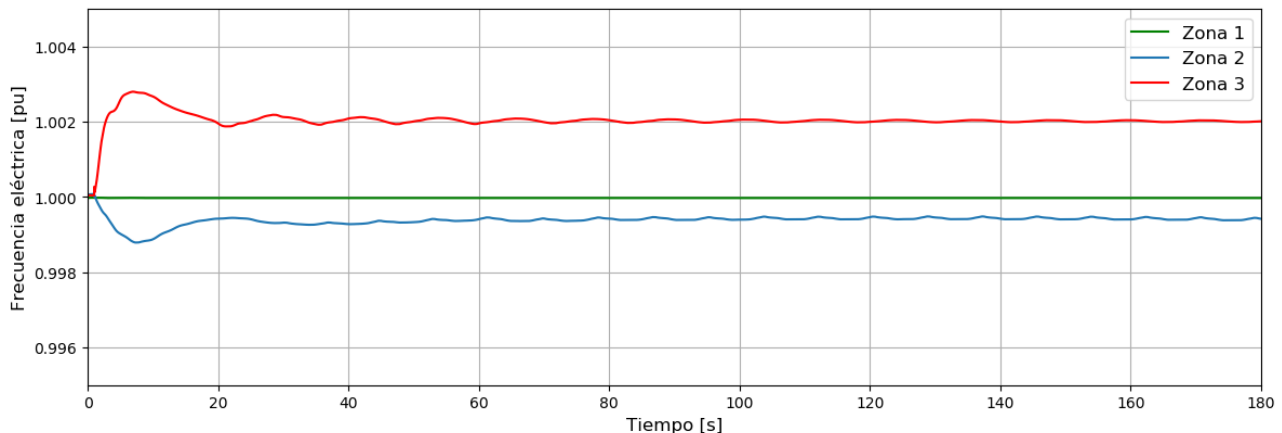


Figura 6.14: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (816 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.15 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de las zonas 1 y 2 no presentan variaciones notables, sin embargo, los voltajes de los nodos de la zona 3 presentan oscilaciones visibles y un gran tiempo de establecimiento para ciertos nodos. En particular, los nodos *Ayolas*, *Asunción* y *Yacyreta* tienen un tiempo de establecimiento de 200 segundos. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa de desconexión de una línea HVDC que interconecta distintas zonas.

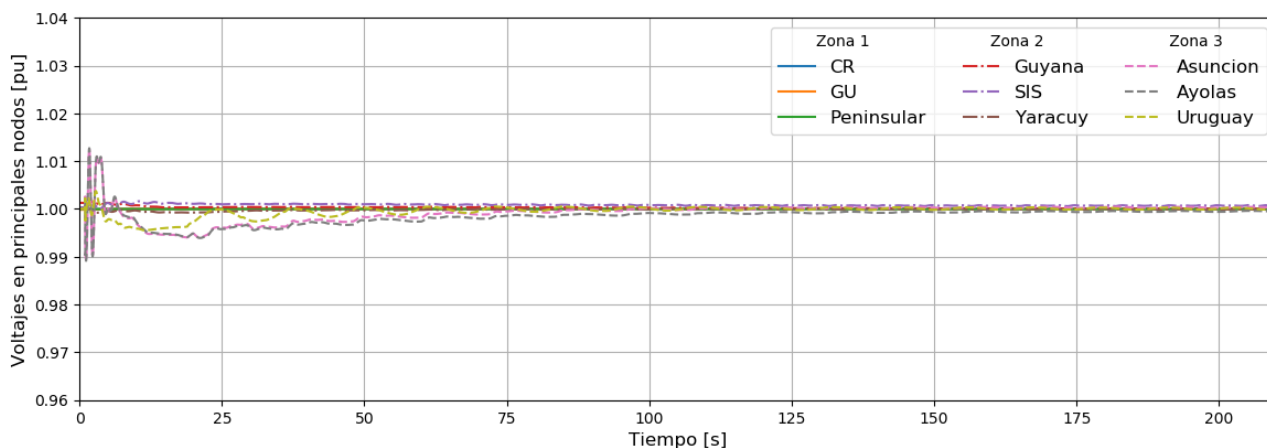


Figura 6.15: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (816 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.2. Escenario de máxima demanda

La inicialización del escenario de máxima demanda en DIGSILENT, entrega el Verification Report que se muestra en el anexo 8.5. Dicho reporte muestra las cargas y niveles de voltajes críticos del flujo de potencia. A continuación, se muestran los resultados de cada una de las contingencias simuladas en el escenario de máxima demanda.

6.2.1. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 1 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Petacalco (Termoeléctrica) de capacidad de 680 MW conectada al nodo *Occidental* localizado en México.

Las figuras 6.16 y 6.17 muestran la frecuencia eléctrica de las 3 zonas y los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. La figura 6.16 muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 1) tiene un valor de 0,9993 pu (59,958 Hz), el cual es levemente mayor al del escenario de mínima demanda, pero cuenta con el mismo tiempo de estabilización de 20 segundos. Las frecuencias de las otras zonas no presentan variaciones significativas. Por otra parte, la figura 6.17 muestra que las variaciones de voltaje que ocurren en las diferentes zonas son mínimas, demostrando la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 1.

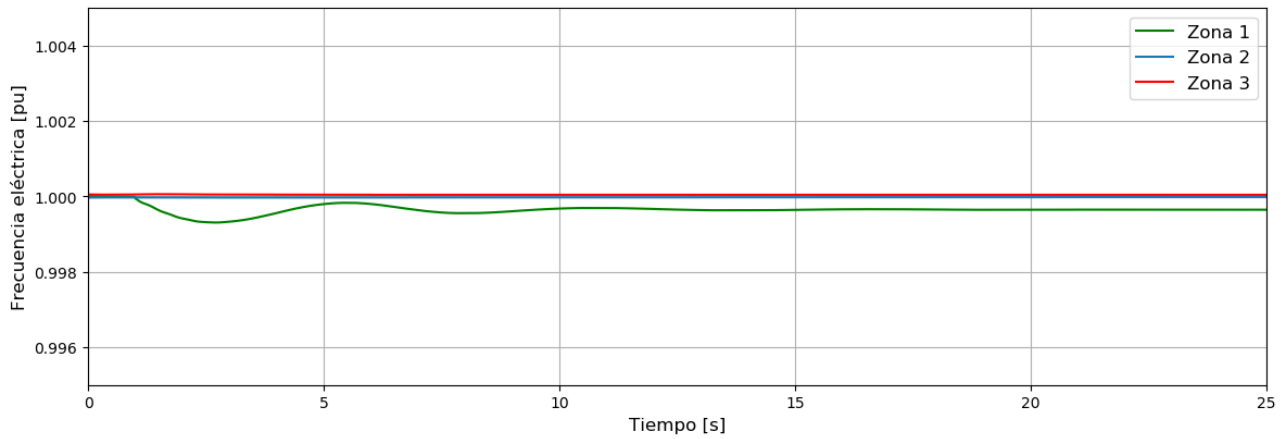


Figura 6.16: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de máxima demanda.

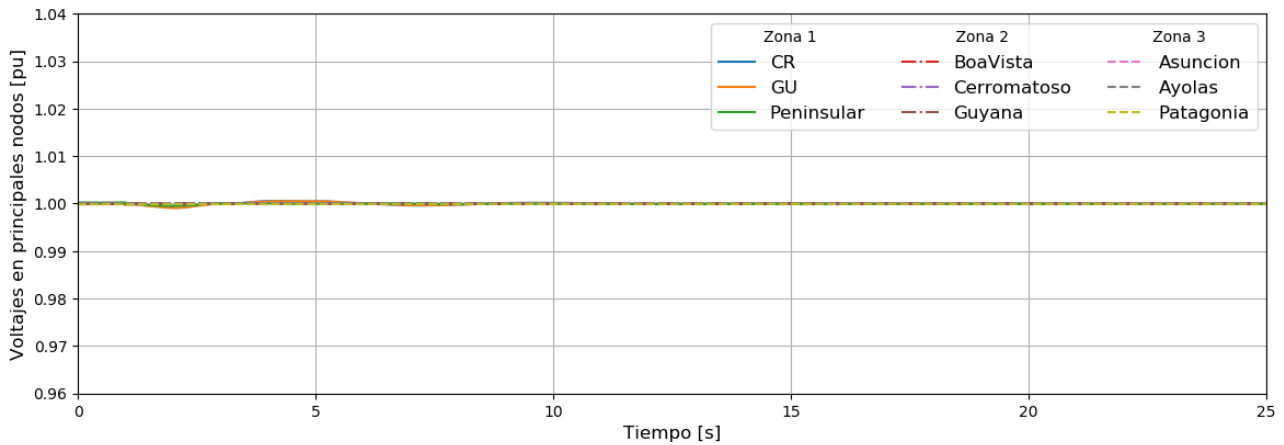


Figura 6.17: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de máxima demanda.

6.2.2. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 2 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Itaipu (Hidroeléctrica) de capacidad de 700 MW conectada al nodo *Itaipu* localizado en Brasil.

Las figuras 6.18 y 6.19 muestran la frecuencia eléctrica de las 3 zonas y los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. La figura 6.18 muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 2) tiene un valor de 0,9989 pu (59,934 Hz). El tiempo de estabilización de esta frecuencia es de 40 segundos. Las frecuencias de las demás zonas no presentan variaciones. Por otro lado, la figura 6.19 muestra que las variaciones de voltajes no son significativas, incluso en la zona donde se produce la contingencia. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 2.

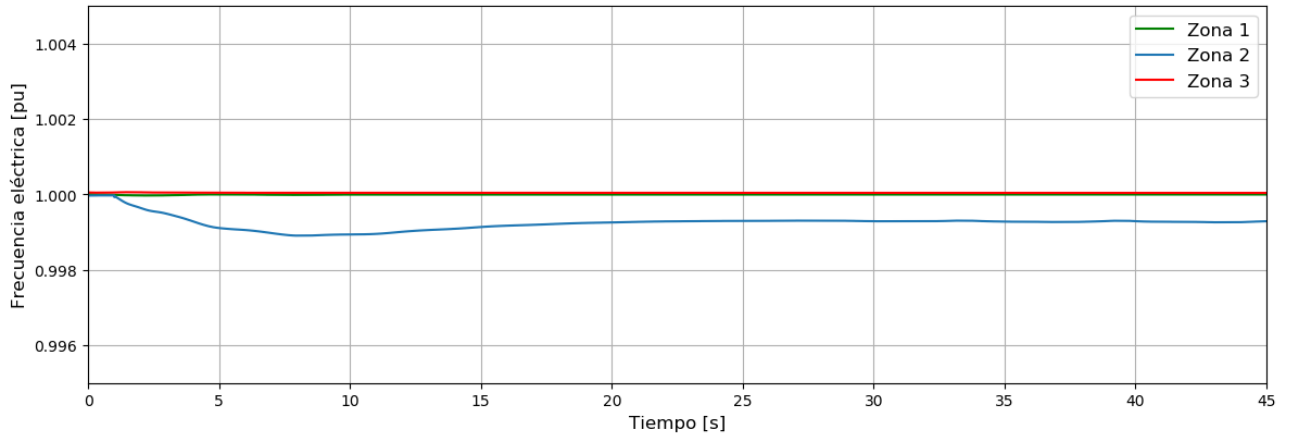


Figura 6.18: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de máxima demanda.

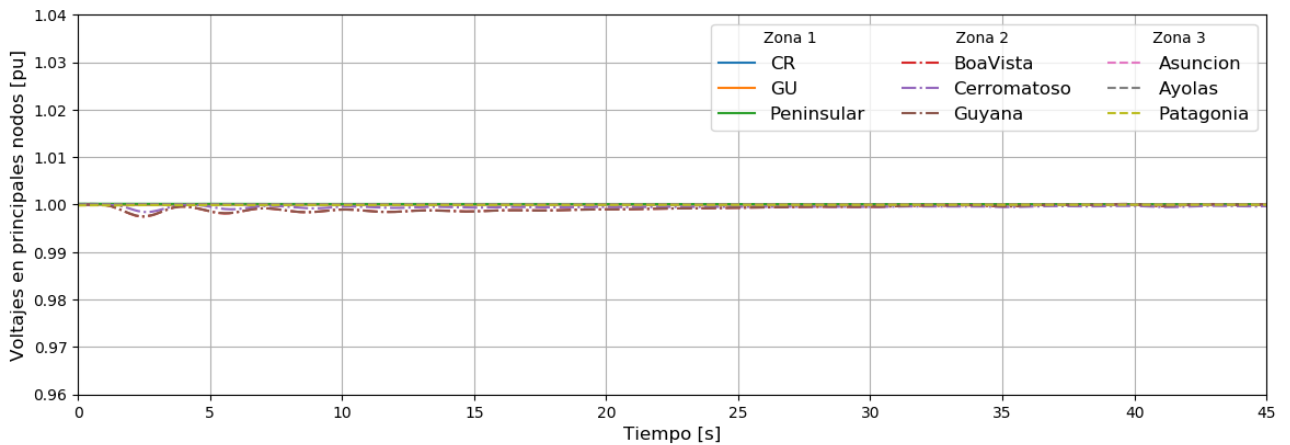


Figura 6.19: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de máxima demanda.

6.2.3. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 3 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Atucha II (Nuclear) de capacidad de 745 MW conectada al nodo *Rodriguez* localizado en Argentina.

La figura 6.20 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. En ella se observa que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 3) tiene un valor de 0,9978 pu (49,890 Hz) y su tiempo de estabilización es de 55 segundos. Las frecuencias de las demás zonas no presentan variaciones. La figura 6.21 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Desde dicha figura se observa que las variaciones de voltajes son significativas en los nodos de la zona 3, alcanzando el valor mínimo de 0,9834 pu en los nodos *Ayolas* y *Asuncion*. Los voltajes se establecen luego de 50 segundos de la desconexión, demostrando la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 3.

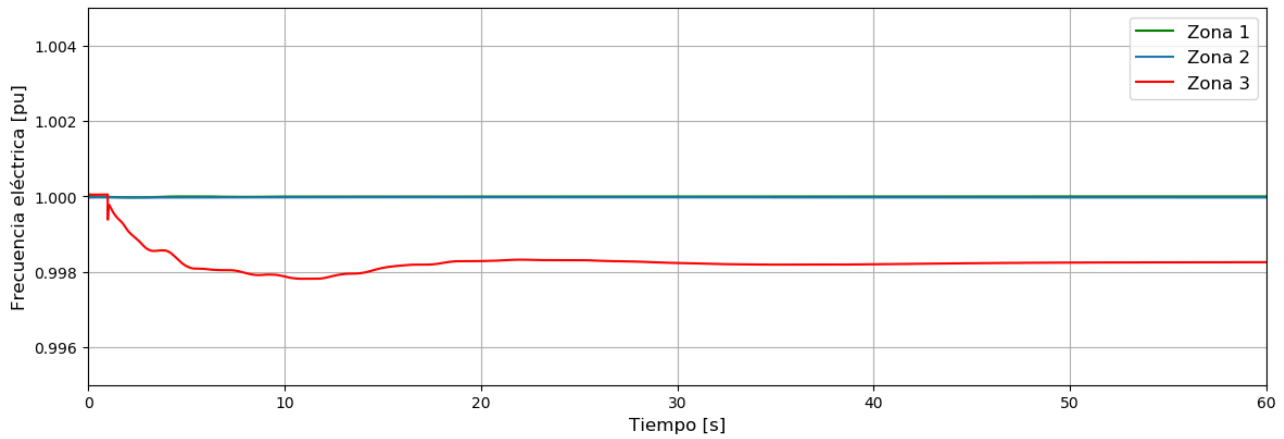


Figura 6.20: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de máxima demanda.

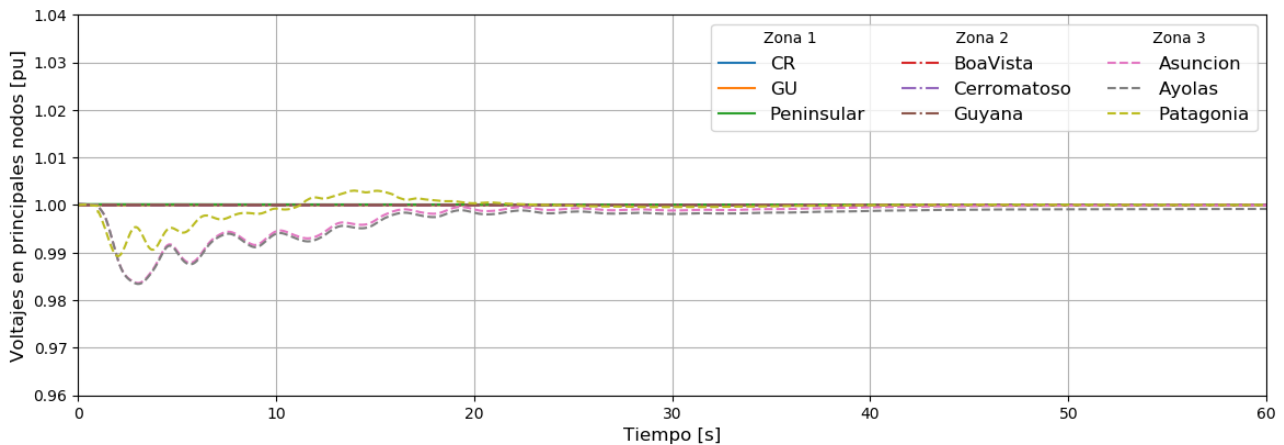


Figura 6.21: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de máxima demanda.

6.2.4. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2

Esta contingencia es una desconexión intempestiva de 5 circuitos de la línea HVDC *Panama_Colombia* de capacidad total de 1.200 MW que interconecta las zonas eléctricas 1 y 2. Esta desconexión intempestiva se considera una severa consecuencia de una falla en la línea DC. Dicha contingencia se simula en $t=1$ segundo y desconecta 560 MW en este escenario.

La figura 6.22 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La zona eléctrica 1 disminuye su frecuencia alcanzando un valor mínimo de 0,9993 pu (59,960 Hz) y la zona eléctrica 2 aumenta su frecuencia alcanzando un valor máximo de 1,0009 pu (60,059 Hz). Ambas frecuencias alcanzan su régimen permanente luego de 30 segundos. Por otro lado, la frecuencia de la zona 3 se mantiene sin variaciones.

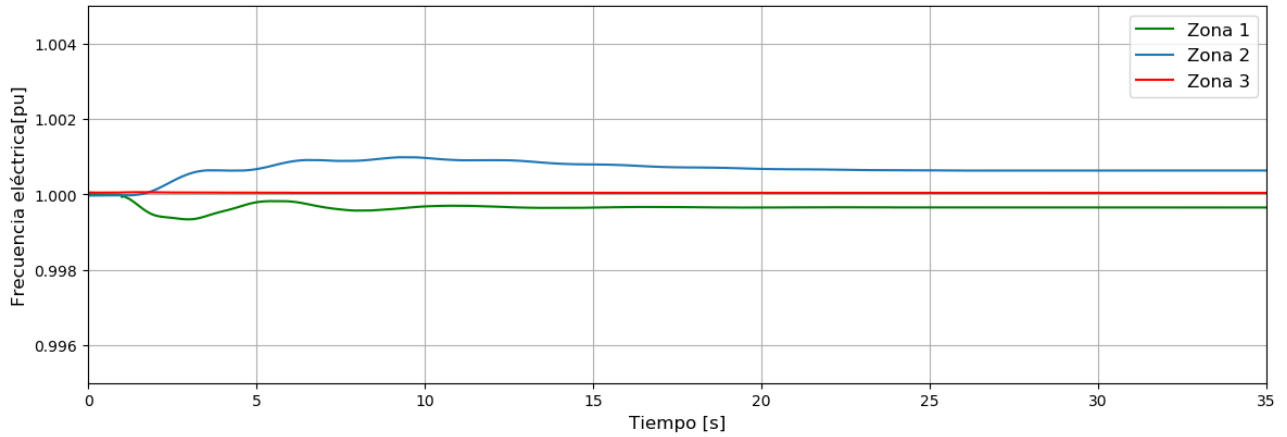


Figura 6.22: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (560 MW) - Escenario de máxima demanda.

La figura 6.23 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. De la figura, se observa que los voltajes de la zona 1 presentan oscilaciones que se amortiguan durante los primeros 10 segundos. Los voltajes de la zona 2 presentan significativas oscilaciones que se amortiguan durante los primeros 25 segundos. Solo el nodo de *Cerromatoso* presenta un valor post-falla superior a la operación pre-falla. Mientras que los voltajes de la zona 3 se mantienen sin cambios. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa desconexión de línea HVDC.

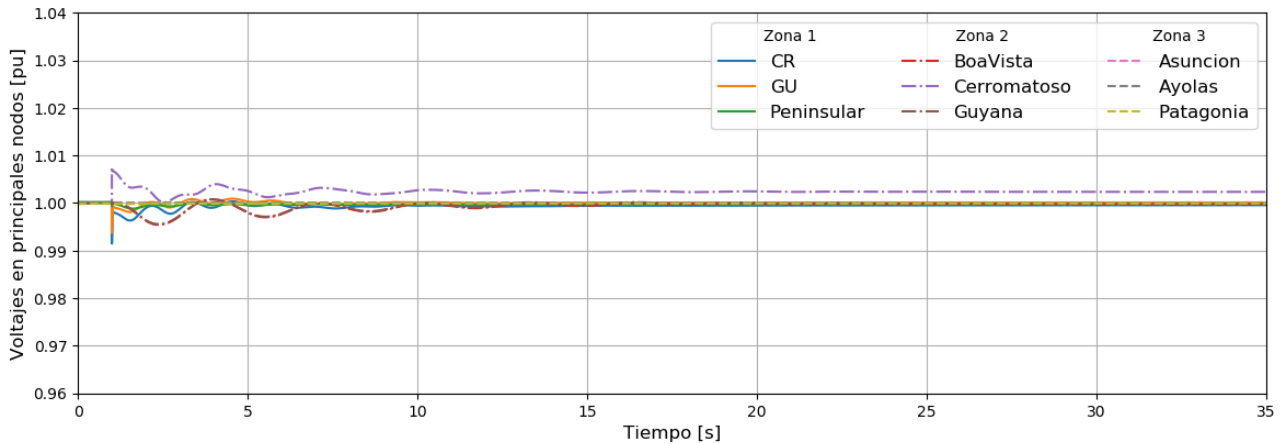


Figura 6.23: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (560 MW) - Escenario de máxima demanda.

6.2.5. Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una falla en un circuito de la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* de capacidad de 1.000 MW. Dicho evento simula una falla trifásica en $t=1$ segundos seguida de la desconexión del circuito fallado 120 ms después. La falla se localiza a 300 km del nodo *BO* de la zona eléctrica 3. El flujo de potencia por la línea en el momento de la falla es de 667 MW en dirección hacia la zona eléctrica 2. La figura 6.24 muestra la localización de la falla HVAC en el sistema latinoamericano.

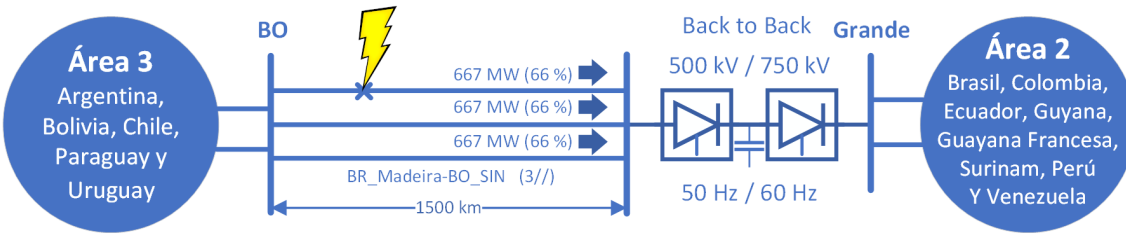


Figura 6.24: Localización de la falla trifásica en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de máxima demanda.

La figura 6.25 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia de la zona 3 recupera su valor pre-falla en su régimen permanente post-falla, luego de 15 segundos de disparada la falla. La frecuencia máxima que alcanza la zona 3 es de 1,0145 pu (50,723 Hz) y la mínima es de 0,9833 pu (49,163 Hz). Estos valores extremos duran milisegundos y son producto de la acción del convertidor del Back-to-back más cercano. Por otra parte, las frecuencias de las demás zonas no presentan variaciones. La figura 6.26 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de la zona 3 recuperan su valor pre-falla 10 segundos después de despejada la falla. El valor mínimo de tensión lo posee la barra más cercana a la falla (BO). Por otro lado, los voltajes de las demás zonas eléctricas no tienen variaciones significativas.

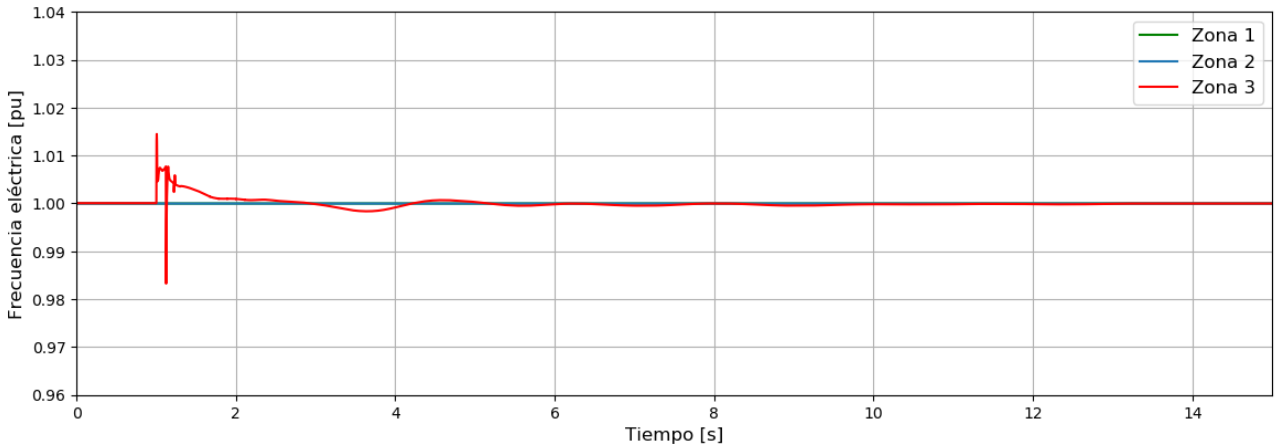


Figura 6.25: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de máxima demanda.

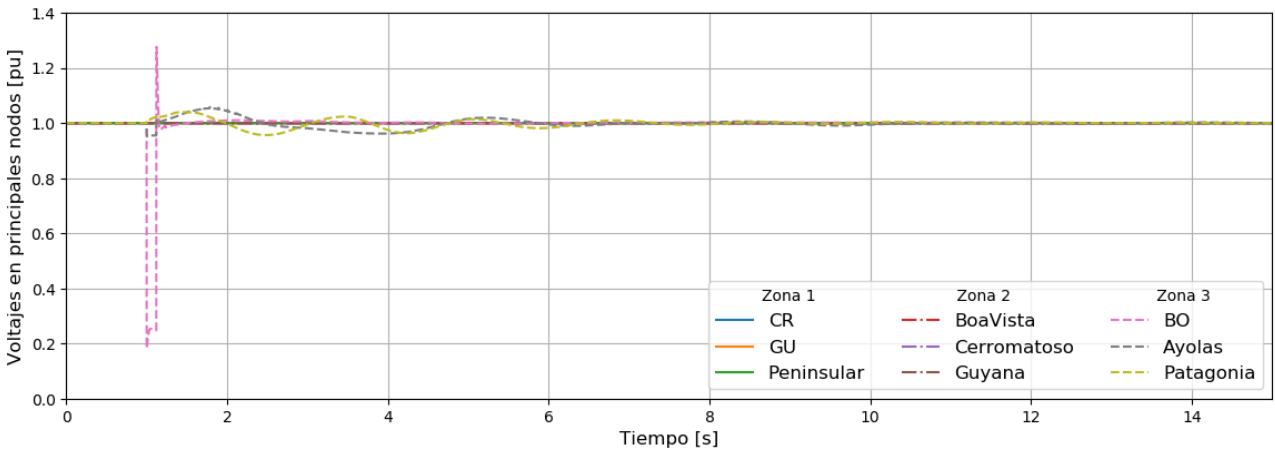


Figura 6.26: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de máxima demanda.

La figura 6.27 muestra la velocidad de los principales generadores sincrónicos cercanos al punto de la falla trifásica. Del mismo modo que el voltaje y la frecuencia, la velocidad de los generadores se estabiliza en un régimen permanente y vuelve a alcanzar su valor pre-falla luego de 10 segundos del disparo de la contingencia. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de falla trifásica en una interconexión AC.

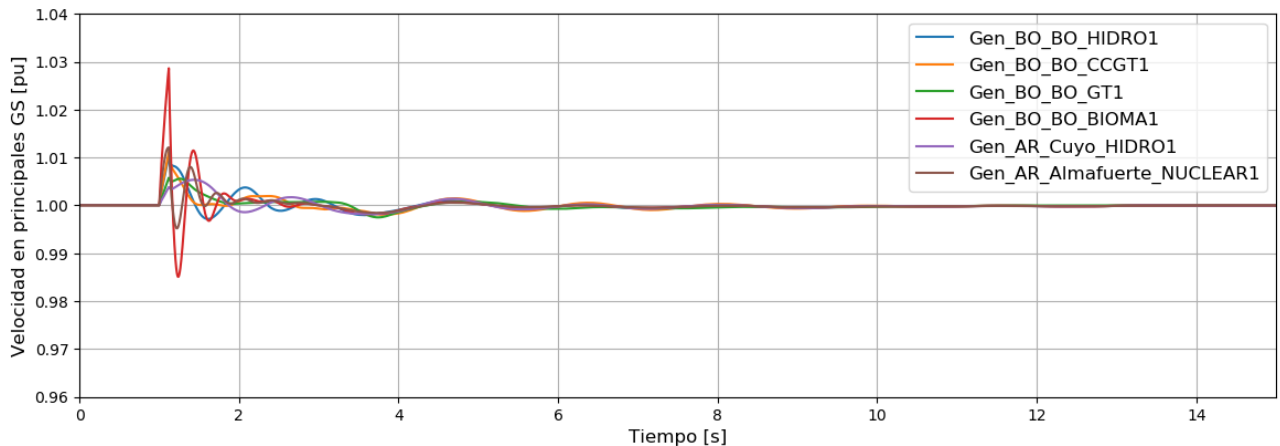


Figura 6.27: Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de máxima demanda.

La figura 6.28 muestra la topología y los flujos por los circuitos de la línea *BR_Madeira-BO_SIN* en su operación pre y post-falla. El Back-to-back alimenta con 2000 MW a la zona eléctrica 2 para su condición tanto pre-falla como post-falla. De esta forma, se mantiene el suministro hacia la zona 2 sin afectar su operación planificada.

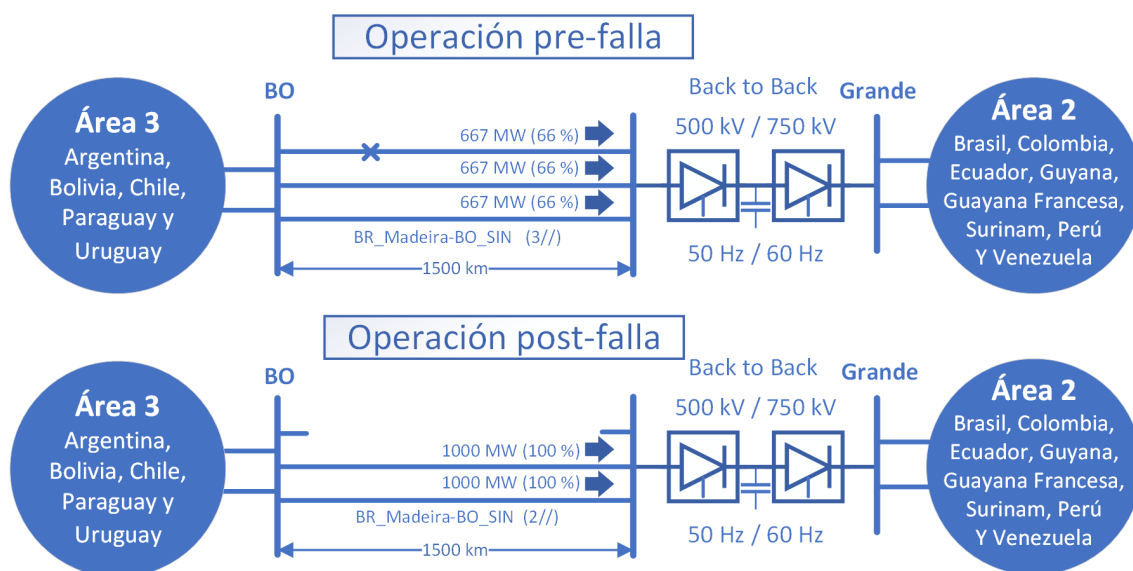


Figura 6.28: Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de máxima demanda.

6.2.6. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una desconexión de dos circuitos de la línea HVDC *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* de capacidad de 2.400 MW. Dicha desconexión es una consecuencia severa de una falla en el enlace DC y se simula en $t=1$ segundos. En este escenario de máxima demanda, el flujo por el circuito DC en el momento de la desconexión es de 208 MW. La figura 6.29 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia de la zona 2 se reduce mínimamente, mientras que la frecuencia de la zona 3 alcanza un valor máximo de 1,0005 pu (50,028 Hz). Ambas frecuencias alcanzan su régimen permanente 80 segundos después de la falla. Por otra parte, la frecuencia de la zona 1 no tiene variaciones.

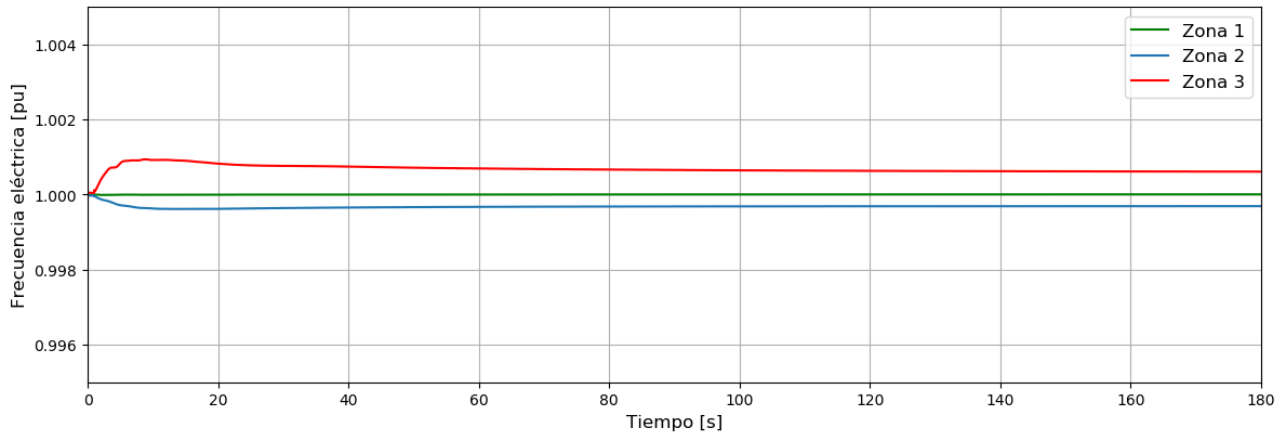


Figura 6.29: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (208 MW) - Escenario de mínima demanda.

La figura 6.30 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de la zona 2 presentan oscilaciones insignificantes, mientras que los voltajes de la zona 1 no presenta variaciones. En cambio, los voltajes de la zona 3 presentan una caída de tensión en los nodos más sensibles (*Ayolas* y *Asuncion*) junto con un lento restablecimiento de su voltaje de referencia que demora 200 segundos. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa de desconexión de línea HVDC.

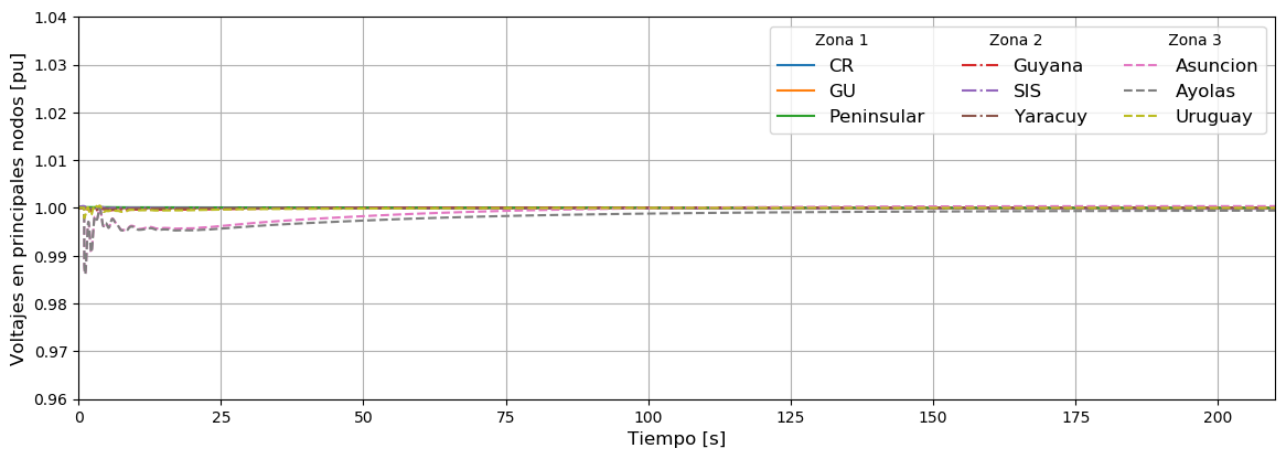


Figura 6.30: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (208 MW) - Escenario de mínima demanda.

6.3. Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC

La inicialización del escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC en DIgSILENT entrega el Verification Report que se muestra en el anexo 8.5. Dicho reporte muestra las cargas y niveles de voltajes críticos del flujo de potencia. A continuación, se muestran los resultados de cada una de las contingencias simuladas en el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.1. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 1

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 1 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Petacalco (Termoeléctrica) de capacidad de 680 MW conectada al nodo *Occidental* localizado en México.

La figura 6.31 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 1) tiene un valor de 0,9992 pu (59,954 Hz), mientras que la frecuencia de las demás zonas se mantiene sin variaciones. Del mismo modo que los escenarios anteriores, el tiempo de estabilización por las acciones de controles primarios de frecuencia es de 20 segundos, llevando la frecuencia a un valor menor que el nominal.

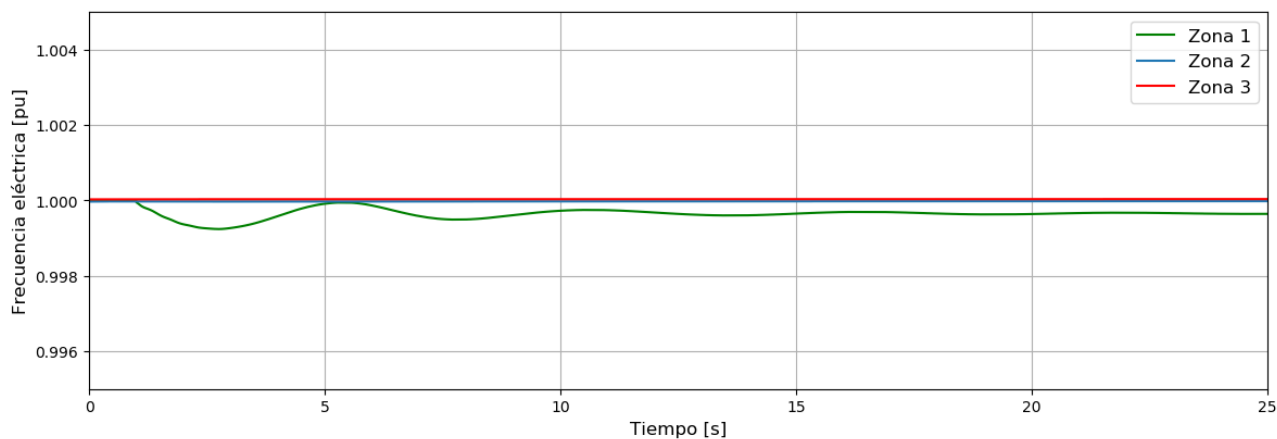


Figura 6.31: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.32 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. En dicha figura, se muestra que las variaciones de voltaje que ocurren en las diferentes zonas son mínimas, demostrando la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 1.

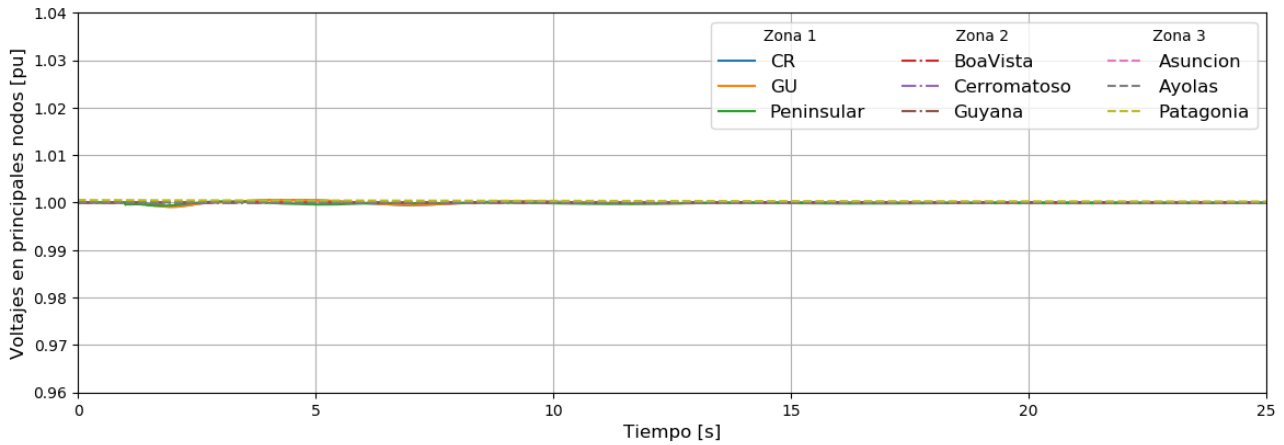


Figura 6.32: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Petacalco (680 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.2. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 2

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 2 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Itaipu (Hidroeléctrica) de capacidad de 700 MW conectada al nodo *Itaipu* localizado en Brasil.

Las figuras 6.33 y 6.34 muestran la frecuencia eléctrica de las 3 zonas y los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. La figura 6.33 muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 2) tiene un valor de 0,9988 pu (59,933 Hz) levemente menor que en los demás escenarios. El tiempo de estabilización es de 40 segundos. Mientras que las frecuencias en las demás zonas no presentan variaciones. Por otro lado, la figura 6.34 muestra nuevamente que las variaciones de voltajes no son significativas, demostrando la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 2.

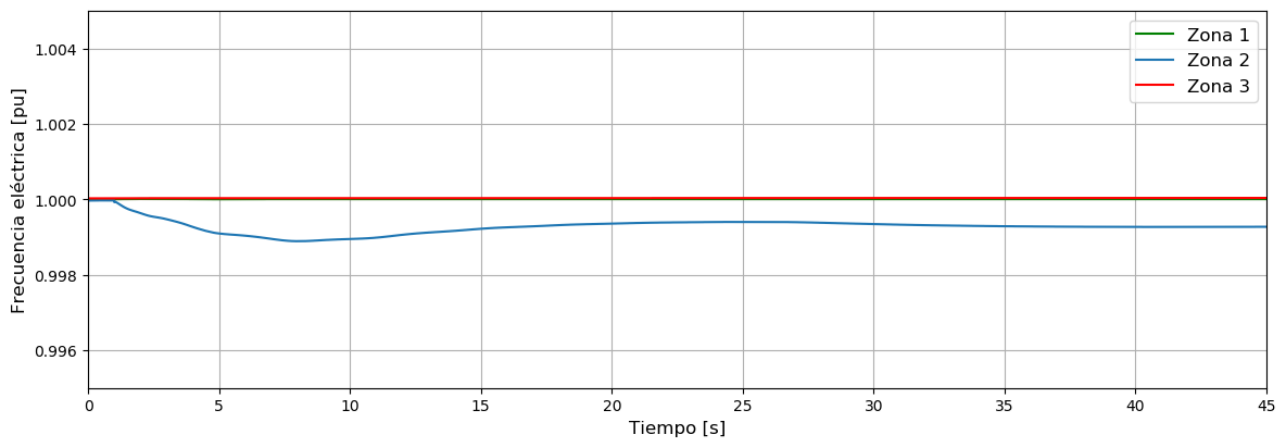


Figura 6.33: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

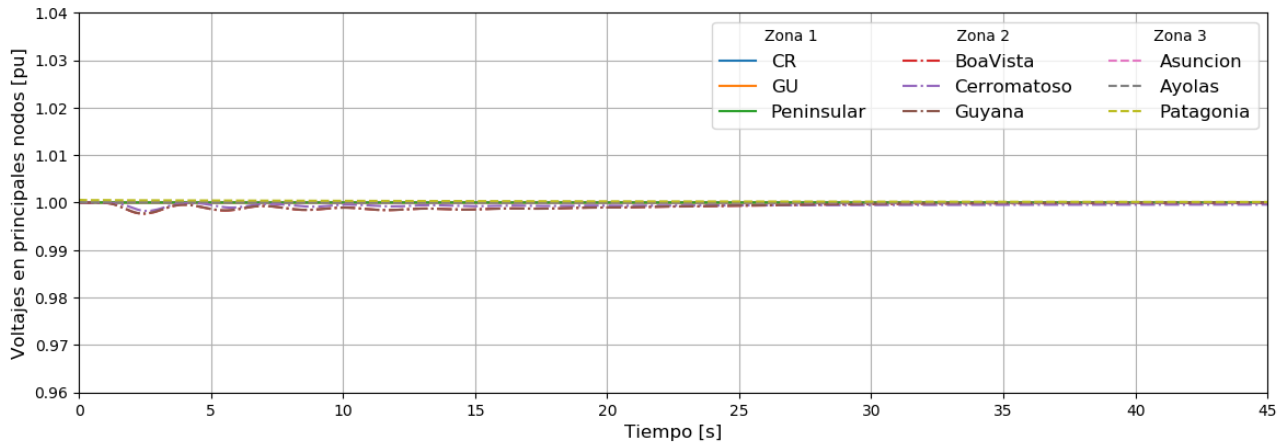


Figura 6.34: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Itaipu (700 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.3. Desconexión intempestiva de la mayor unidad de generación de la zona eléctrica 3

Esta contingencia desconecta intempestivamente la máquina sincrónica más grande de la zona eléctrica 3 en $t=1$ segundo. Dicha central, es la Central Atucha II (Nuclear) de capacidad de 745 MW conectada al nodo *Rodriguez* localizado en Argentina.

La figura 6.35 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. Dicha figura, muestra que la frecuencia mínima que se alcanza en la zona donde ocurre la falla (zona 3) tiene un valor de 0,9975 pu (49,879 Hz), levemente menor que en los escenarios anteriores y el mismo tiempo de estabilización (55 segundos). Sin embargo, la mayor diferencia radica en las notorias oscilaciones de la frecuencia superpuestas que revelan problemas de amortiguamiento.

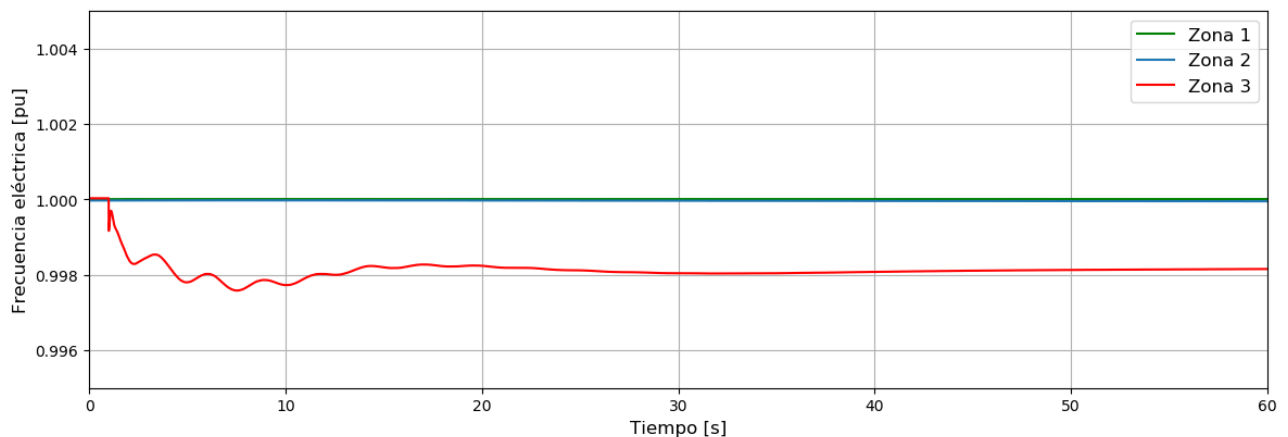


Figura 6.35: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante la desconexión intempestiva de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.36 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Como muestra la figura 6.36, el principal problema de estabilidad es de tensión, dado que los voltajes en los nodos *Ayolas* y *Asuncion* alcanzan un valor de 0.9685 pu y presentan un lento amortiguamiento. Durante esta contingencia resulta imprescindible, para la estabilidad del sistema, la activación y/o sintonización de los elementos amortiguantes (AVR, PSS y el control de los SVC) en los nodos con menor

capacidad de control de tensión y frecuencia (*Ayolas* y *Asuncion*). Realizando esta compensación, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de desbalance de carga en la zona 3.

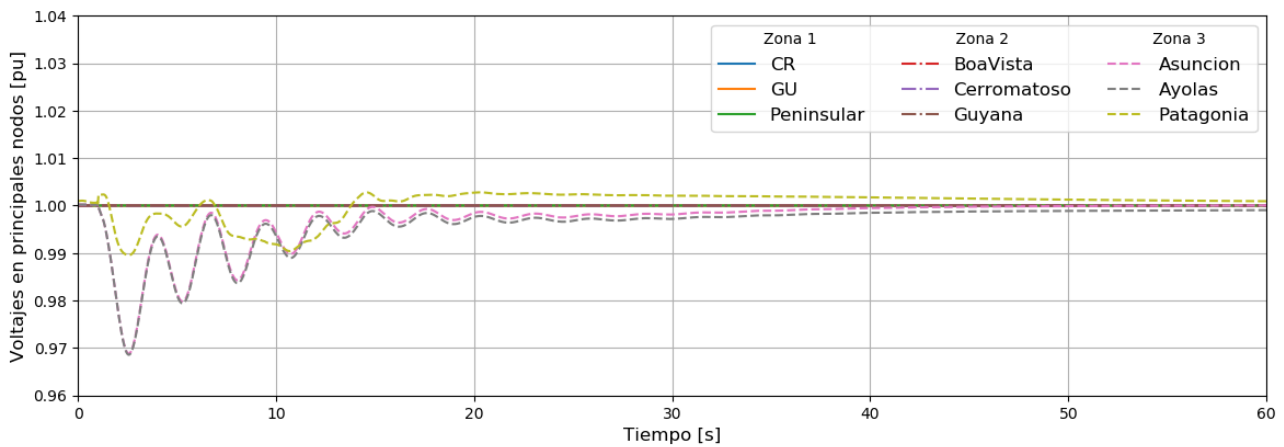


Figura 6.36: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante la desconexión de la Central Atucha II (745 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.4. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 1 y 2

Esta contingencia es una desconexión intempestiva de 5 circuitos de la línea HVDC *Panama_Colombia* de capacidad total de 1.200 MW que interconecta las zonas eléctricas 1 y 2. Esta desconexión intempestiva se considera una severa consecuencia de una falla en la línea DC. Dicha contingencia se simula en $t = 1$ segundo y desconecta 676 MW en este escenario.

La figura 6.37 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La zona eléctrica 1 disminuye su frecuencia alcanzando un valor mínimo de 0,9991 pu (59,947 Hz). La zona eléctrica 2 aumenta su frecuencia alcanzando un valor máximo de 1,0011 pu (60,067 Hz). Ambas frecuencias alcanzan su régimen permanente luego de 35 segundos. Mientras que la frecuencia de la zona 3 permanece sin cambios.

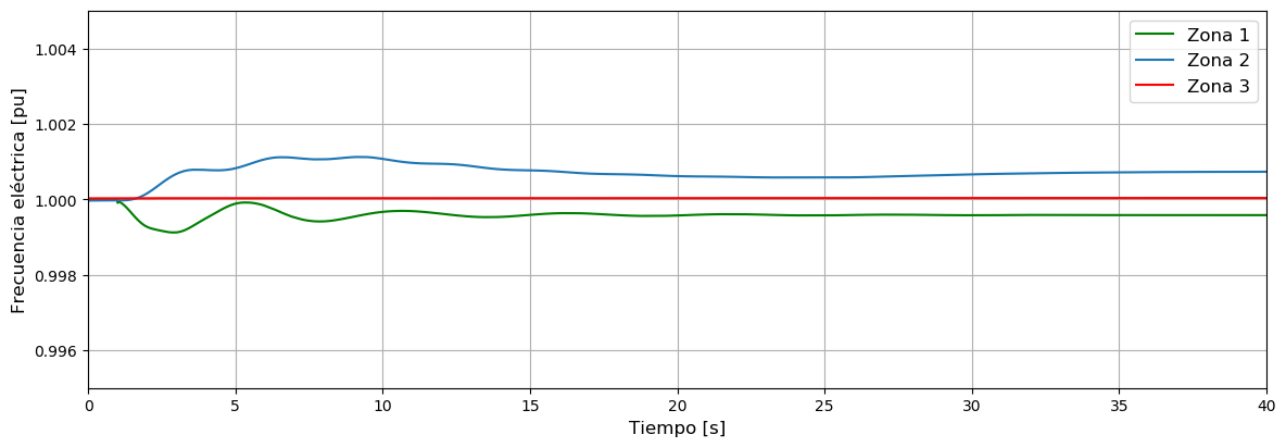


Figura 6.37: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (676 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.38 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de la zona 1 presentan oscilaciones que se amortiguan durante los primeros 10 segundos. Los voltajes de la zona 2 presentan importantes oscilaciones que se amortiguan durante los primeros 35 segundos. Sin embargo, no todos los voltajes recuperan su valor de operación pre-falla como en el nodo *Cerromatoso*. En este escenario se presenta el valor mínimo de voltaje (0,9828 pu) en comparación a los demás. Por otro lado, los voltajes de la zona 3 no presentan variaciones. De esta forma, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa de desconexión de línea HVDC que interconecta zonas.

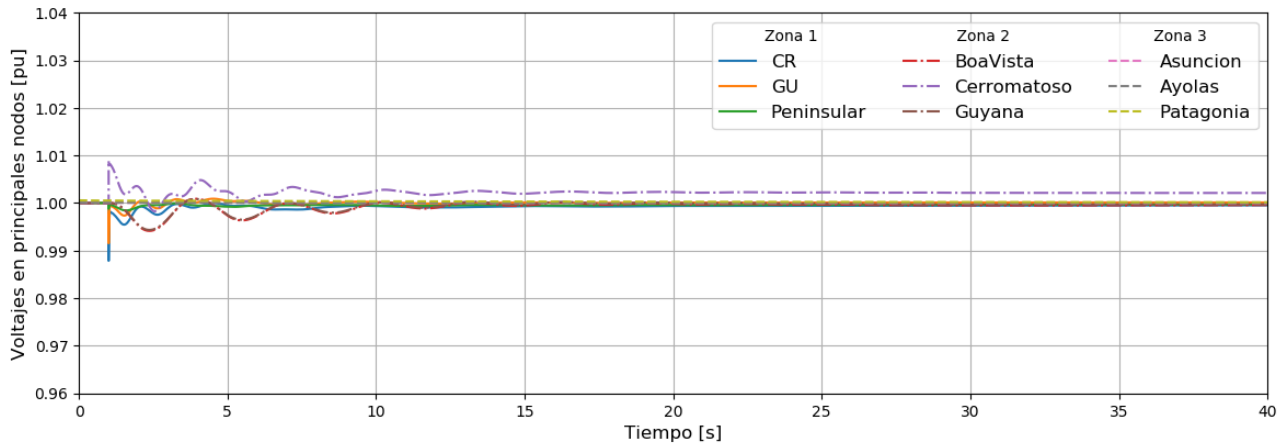


Figura 6.38: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *Panama_Colombia* (676 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.5. Cortocircuito trifásico ($CC3\phi$) en la línea AC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una falla en un circuito de la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* de capacidad de 1.000 MW. Esta contingencia simula una falla trifásica en $t=1$ segundos seguida de la desconexión del circuito fallado 120 ms después. El flujo de potencia por la línea en el momento de la falla es de 667 MW en dirección hacia la zona eléctrica 2. La figura 6.39 muestra la localización de la falla HVAC en el sistema latinoamericano.

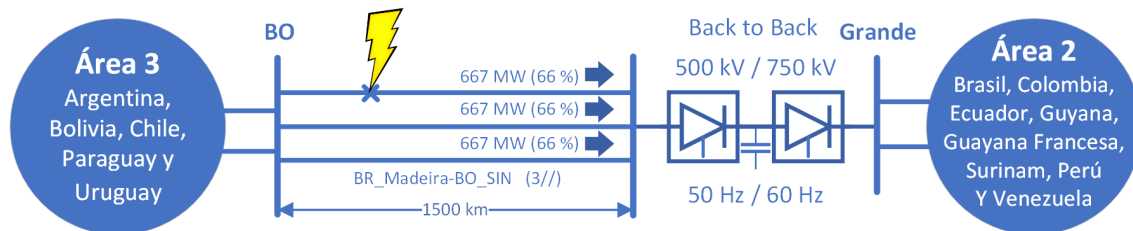


Figura 6.39: Localización de la falla trifásica en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.40 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia en la zona donde ocurre la falla (zona 3) recupera su valor pre-falla en su régimen permanente post falla que ocurre luego de 15 segundos de disparada la falla. La frecuencia máxima alcanzada en la zona 3 es de 1,0308 pu

(51,544 Hz) y la mínima es de 0,9637 pu (48,188 Hz). Nuevamente, estos valores extremos duran milisegundos y son producto de la acción del convertidor del Back-to-back más cercano a la falla. Sin embargo, debido a la corta duración del sistema operando a estas frecuencias, los convertidores de la zona 3 no activan sus equipos de protección. De este modo, la generación solar, eólicas y enlaces HVDC no se desconectan, manteniendo íntegramente la estabilidad del sistema. En este escenario se obtiene el valor mínimo y máximo de frecuencia en comparación a los demás. Por otro lado, las frecuencias en las demás zonas permanecen sin variaciones.

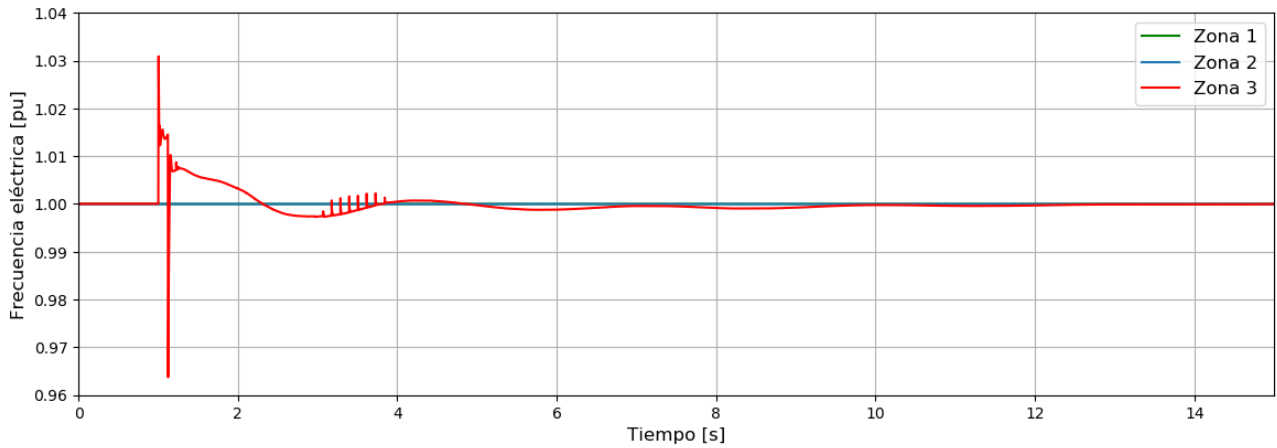


Figura 6.40: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.41 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona. Los voltajes de la zona donde ocurre la falla (zona 3) recuperan su valor pre-falla 14 segundos después de despejada la falla. El valor mínimo de tensión durante la falla lo posee la barra más cercana a la falla (*BO*). El voltaje del nodo que más demora en llegar a su régimen permanente está en *Ayolas* dado el reducido control de voltaje y la baja generación sincrónica conectada en cercanías de dicho nodo. Por otra parte, los voltajes en las demás zonas no poseen variaciones significativas.

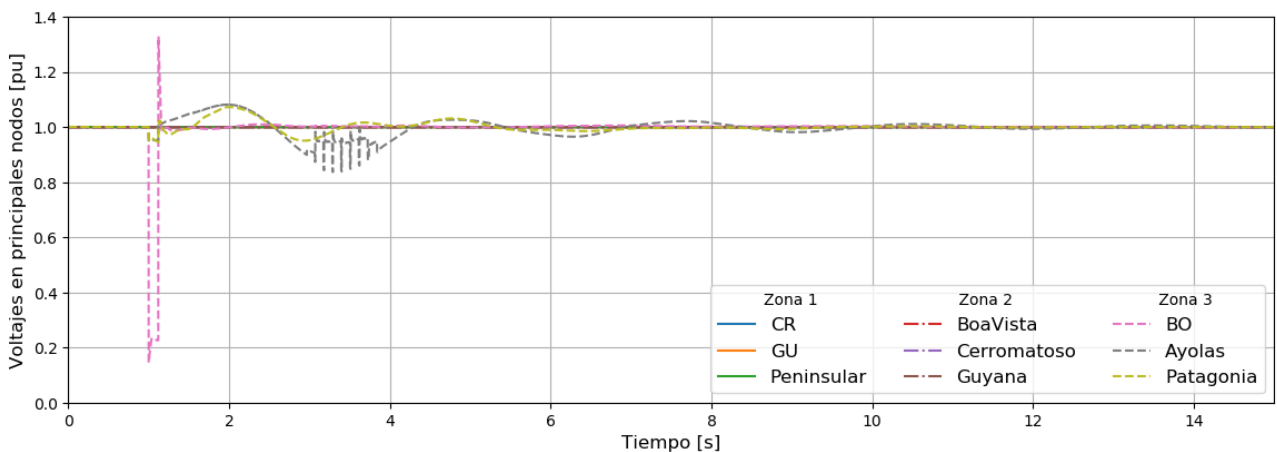


Figura 6.41: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.42 muestra la velocidad de los principales generadores sincrónicos cercanos al punto

de la falla trifásica. Del mismo modo que el voltaje y la frecuencia, la velocidad de los generadores se estabiliza en un régimen permanente recuperando su valor de 1,0000 pu luego de 14 segundos del disparo de la contingencia. Este es el escenario en el cual sus variables eléctricas demoran más en estabilizarse a su valor de régimen permanente. De este modo, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente al peor caso de falla trifásica en una interconexión AC.

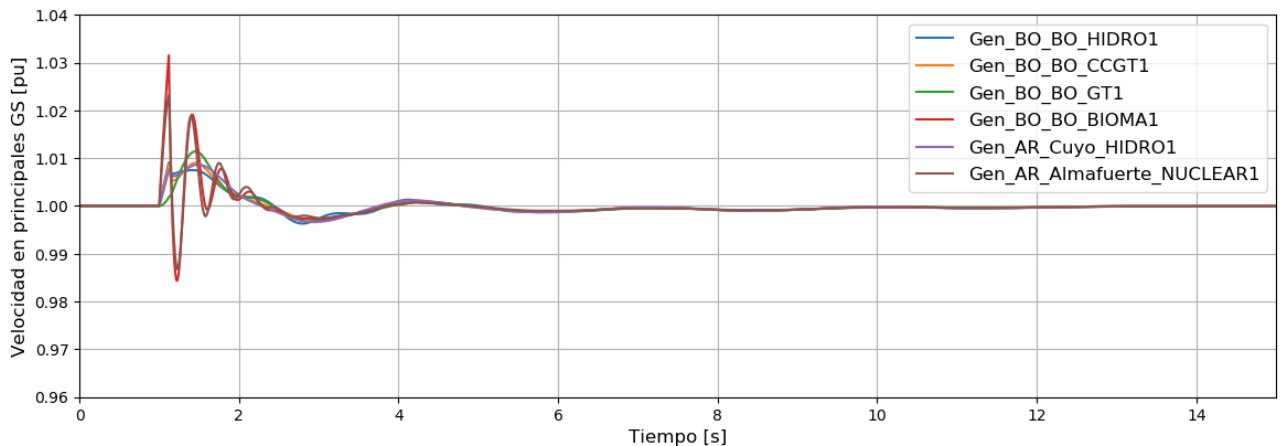


Figura 6.42: Velocidades en los principales GS afectados durante una falla en la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.43 muestra la topología y los flujos por los circuitos de la línea *BR_Madeira-BO_SIN* en su operación pre y post-falla. El Back-to-back alimenta con 2000 MW a la zona eléctrica 2 para su condición tanto pre-falla como post-falla. De este modo, se mantiene el suministro hacia la zona 2 sin afectar su operación planificada.

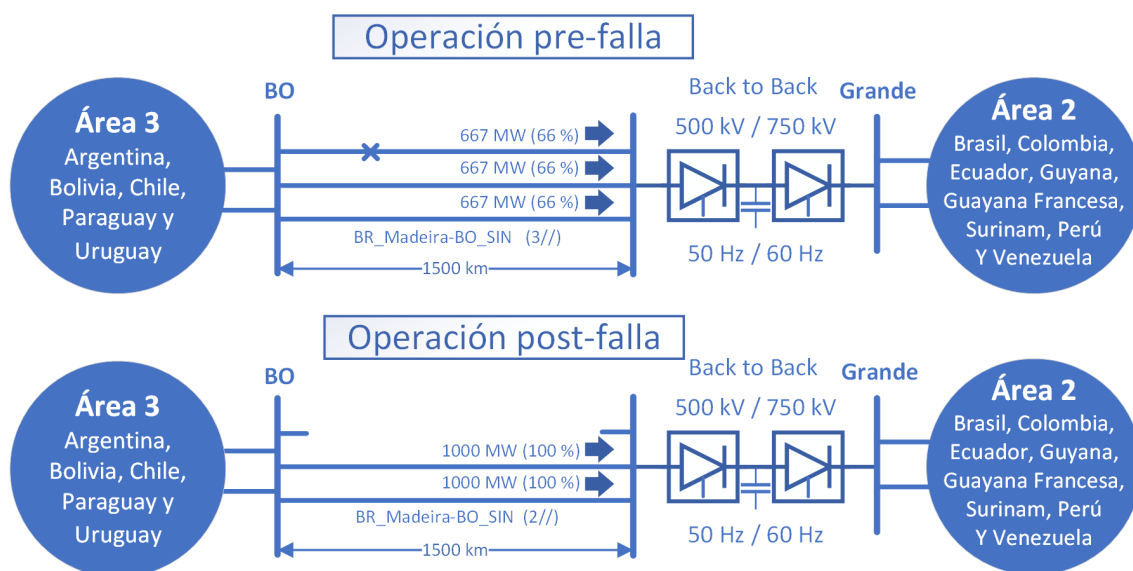


Figura 6.43: Flujos en el periodo pre y post-falla de la línea HVAC *BR_Madeira-BO_SIN* (667 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

6.3.6. Desconexión intempestiva de la línea HVDC más grande que interconecta la zona eléctrica 2 y 3

Esta contingencia es una desconexión de dos circuitos de la línea HVDC *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* de capacidad de 2.400 MW. Dicha desconexión es una consecuencia severa de una falla en el enlace DC y se simula en $t=1$ segundos. En este escenario, el flujo por el circuito DC en el momento de la desconexión es de 758 MW.

La figura 6.44 muestra la frecuencia eléctrica de las 3 zonas. La frecuencia de la zona 2 disminuye su frecuencia alcanzando un valor mínimo de 0,9988 pu (59,930 Hz), mientras que la frecuencia de la zona 3 aumenta su frecuencia alcanzando un valor máximo de 1,0029 pu (50,149 Hz). Ambas frecuencias alcanzan su régimen permanente durante los 100 segundos después de la falla. Por otro lado, la frecuencia de la zona 1 se mantiene sin variaciones.

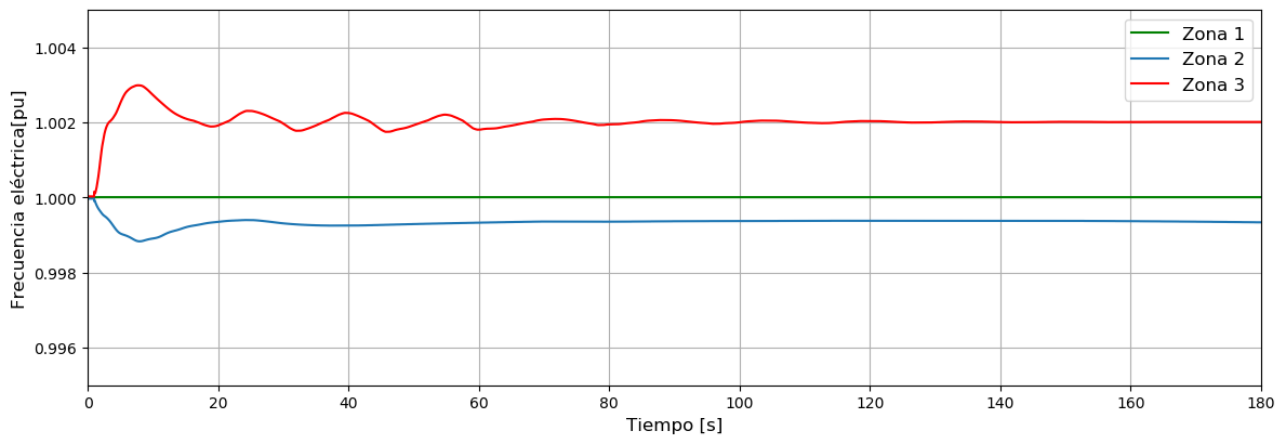


Figura 6.44: Frecuencias de las 3 zonas eléctricas durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (758 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura 6.45 muestra los voltajes de los principales nodos eléctricos de cada zona.

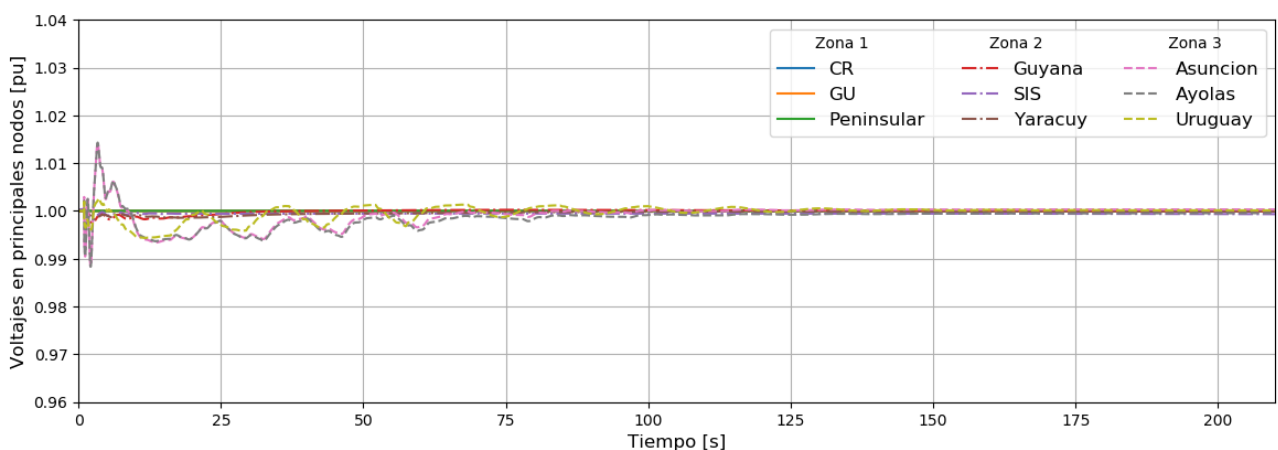


Figura 6.45: Voltajes de los principales nodos de cada zona más afectados durante el peor caso de falla DC en la línea *AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC* (758 MW) - Escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

Como muestra la figura 6.45, los voltajes de la zona 2 presentan oscilaciones despreciables y los de

la zona 1 no presentan variaciones en el tiempo. A diferencia de las zonas anteriores, los voltajes de la zona 3 presentan una pequeña caída de tensión en los nodos más sensibles (*Ayolas* y *Asuncion*) y logran alcanzar el régimen permanente luego 200 segundos. De esta manera, se demuestra la robustez del sistema en este escenario frente a una severa de desconexión de una interconexión HVDC.

Capítulo 7

Conclusión

El objetivo general del presente estudio fue **analizar la estabilidad de un futuro escenario de interconexión regional en Latinoamérica, considerando el máximo aprovechamiento del potencial solar nacional y de las ERNC a nivel regional**. Los resultados obtenidos en esta investigación revelaron que el modelo del sistema latinoamericano interconectado del año 2030 es, en sus escenarios de operación más críticos, técnicamente factible desde el punto de vista de estabilidad del sistema. Esto es debido a que el sistema logra mantener la estabilidad frente al conjunto de contingencias extremas seleccionadas en los escenarios propuestos.

Esta operación, satisfactoria frente a todas las contingencias severas y escenarios críticos en el sistema latinoamericano interconectado con alta penetración ERNC, requiere de una serie de medidas para asegurarla y consideraciones que tener en cuenta:

1. La alta penetración ERNC de la zona eléctrica 3, la cual alcanza el 78 % en el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC, lleva a una disminución general de la robustez de la zona. Uno de los principales problemas del decrecimiento de la robustez es la disminución de los niveles de cortocircuito. Los bajos niveles de cortocircuito, aumentan la probabilidad de inestabilidad de tensión ante condiciones de operación críticas (congestiones y alta demanda). Por este motivo, en la zona eléctrica 3 resulta crítico compensar la capacidad de la zona para regular tensión y mantener los elementos conectados ante contingencias. Para combatir los problemas dinámicos de regulación de tensión, se recomienda introducir elementos FACTS en nodos sensibles donde no se encuentren conectados significativos centros de generación sincrónica. Asimismo, en los grandes generadores sincrónicos que si están conectados es importante activar y sintonizar sus PSS de manera de amortiguar potenciales problemas de tensión. Debido a que los problemas de estabilidad de tensión pueden resultar en la desconexión de equipos con convertidor (generación solar, eólica, líneas HVDC y Back-to-backs), se podrían producir problemas de estabilidad de frecuencia. Para este problema, se recomienda indispensablemente implementar controles *Fault Ride Through* en los principales equipos de generación e interconexión que utilizan convertidores.

Las localizaciones particulares de la zona eléctrica 3 donde se recomienda indispensablemente mejorar la estabilidad de tensión mediante la implementación elementos FACTS, activación de FRT de convertidores y activación de los PSS de máquinas sincrónicas relevantes son: los nodos *SING_Centro*, *SING_Sur*, *SIC_Norte* y *SIC_CentroNorte* (Chile); los nodos *Ayolas* y *Asuncion* (Paraguay). En los nodos de Chile se concentra una generación solar de 37.964 MW y una casi nula generación sincrónica en el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC.

En los nodos de Paraguay se concentran centros de demandas, casi nula generación sincrónica y varias líneas de interconexión HVDC o HVAC que requieren Back-to-Back. En esta última localización, resultan claves estas compensaciones para evitar problemas de inestabilidad de tensión no oscilatorias en una de las contingencias críticas seleccionadas.

2. El sistema latinoamericano al interconectarse posee mayores niveles de inercia en sus 3 áreas eléctricas, en comparación al caso de que cada país opere su sistema aisladamente. A esto se le atribuye que cada una de las desconexiones intempestivas no desactive ningún elemento de generación o interconexión, incluso en el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC. Aunque no se descartan otras condiciones de operación en el año donde se puedan desconectar algunos elementos de generación o interconexión.

A pesar de la positiva operación del sistema implementado, se recomienda que una vez que la penetración ERNC aumente significativamente, se podrían incorporar controles primarios de frecuencias en la generación solar y eólica. Además, se podrían incluir *Esquema de desconexión automática de carga* (EDAC) y *Esquema de reducción automática de generación* (ERAG), a modo de evitar severas caídas y alzas de frecuencias en zonas con altos niveles de penetración ERNC.

La operación de las líneas de interconexión conectadas a Back-to-Back y con grandes flujos de potencia resultan críticas. En particular, en el momento que ocurra una falla en un circuito de esta línea, este circuito deberá desconectarse y, la generación/demanda exigida por los convertidores tendrá que disminuir drásticamente o, en el peor caso, dichos convertidores tendrán que desconectarse de la red. De esta manera, no sólo se produciría una contingencia en la zona eléctrica donde se produce la falla, sino que también la zona eléctrica que está tras el Back-to-Back tendrá que enfrentar una contingencia de desbalance de carga/generación. Por este motivo, se recomienda añadir un circuito extra a las líneas que representan un riesgo de esta índole (criterio N-1). Este es el caso de las líneas *BR_Madeira-BO_SIN* y *AYOITA*, en especial la línea *BR_Madeira-BO_SIN* que opera a máxima capacidad sus circuitos en todos los escenarios (2.000 MW).

3. La modelación dinámica del sistema latinoamericano interconectado tiene distintas aristas que deben ser estudiadas con el objetivo de obtener un modelo más realista. Una de ellas es la distribución y cuantificación de los nodos. Esto se observa en la cantidad de nodos modelados en cada país, los cuales han sido reducidos para ocupar la menor cantidad de nodos posibles. Sin embargo, con esta reducción no se distinguen claramente las sub-áreas débiles/robustas, la longitudinalidad, distribución generación/demanda y otras características esenciales de los sistemas de potencia para determinar su estabilidad. Una ventaja del presente estudio fue la transformación del sistema chileno de 2 a 9 nodos que entregó más realismo a la operación del sistema chileno con alta penetración de generación solar. Otra de las aristas, es el desafío de determinar las necesidades futuras de reactivos en los centros de demanda, a modo de que las compensaciones implementadas en este estudio de estabilidad tengan coherencia con la futura demanda de reactivos. Para determinar dichas necesidades de reactivos se requieren estudios adicionales que están fuera del alcance de este estudio. Finalmente, otra de las aristas propuestas, es la coherencia de los modelos de control de los generadores usados con respecto a los modelos existentes y los que se esperan utilizar a futuro en cada país. A medida que los modelos del estudio tengan mayor semejanza con los que se esperan utilizar a futuro, se le otorga mayor validez y precisión a los resultados del presente estudio de estabilidad.

Bibliografía

- [1] BID. *La Red del Futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo, 2017.
- [2] Estudios Energéticos Limitada (Colombia), S.A.C. (Perú), and KAS Ingeniería S.A. (Chile). *Estudio para análisis de predictibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*. Programa de las naciones unidas para el desarrollo (PNUD), 2009.
- [3] S. Larrea, S. Binato, D. Provenzano, and Jeifetz C. *Arco Norte Electrical Interconnection Component I: baseline study*. Wagner Consulting LLC, 2016.
- [4] CIERT & CAF. *Nuevas oportunidades de Interconexión eléctrica en américa latina*. Corporación Andina de Fomento, 2012.
- [5] Blanco Contreras B. *Expansión generación - transmisión a largo plazo en latinoamérica: Horizonte 2040 con escenarios de energía solar en chile y descarbonización*, 2021.
- [6] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3):1387–1401, 2004.
- [7] Nikos Hatziargyriou, Jovica Milanovic, Claudia Rahmann, Venkat Ajjarapu, C.A. Canizares, Istvan Erlich, David Hill, Ian Hiskens, Innocent Kamwa, B.C. Pal, Pouyan Pourbeik, Juan Sanchez-Gasca, A.M. Stankovic, Thierry Van Cutsem, and Vittal. *Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies*. IEEE, 2020.
- [8] A. Mendonca and J. A. P. Lopes. Impact of large scale wind power integration on small signal stability. In *2005 International Conference on Future Power Systems*, pages 5 pp.–5, 2005.
- [9] D. Gautam, V. Vittal, and T. Harbour. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1426–1434, 2009.
- [10] Pouyan Pourbeik and Jeffrey Petter. Modeling and validation of battery energy storage systems using simple generic models for power system stability studies. *CIGRE Science and Engineering*, 9:63–72, 10 2017.
- [11] J. Dajun, Z. Lei, Z. Dawei, C. Ning, and Q. Minhui. Research on pv generation participating

- in power grid frequency regulation. In *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pages 1713–1717, 2018.
- [12] Z. Zhang, Y. Sun, J. Lin, and G. Li. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants. *IET Renewable Power Generation*, 6(1):38–47, 2012.
- [13] A. Dysko, W. E. Leithead, and J. O’Reilly. Enhanced power system stability by coordinated pss design. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):413–422, 2010.
- [14] R. Saluja and M. H. Ali. Novel braking resistor models for transient stability enhancement in power grid system. In *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–6, 2013.
- [15] S. Keskes, N. Bouchiba, S. Sallem, L. Chrifi-Alaoui, and M. Kammoun. Transient stability enhancement and voltage regulation in smib power system using svc with pi controller. In *2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pages 115–120, 2017.
- [16] J. Liu, C. Su, X. Wang, W. Fang, S. Niu, and L. Cheng. Abnormality in power system transient stability control of bess/statcom. *The Journal of Engineering*, 2017(13):1040–1044, 2017.
- [17] GIZ. *Energías renovables en Chile: el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de arica a chiloé*. Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ), 2014.
- [18] Ministerio de energía. *Energía 2050 - Política Energética de Chile*. Santiago, Chile.
- [19] Asociación de generadoras de Chile. Boletín mercado eléctrico sector generación - mayo 2020. <http://generadoras.cl/documentos/boletines/>, 2020, pp.7. [Online].
- [20] OLADE. *Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con generación renovable*. Ecuador, 2013.
- [21] J. Machowski, J. W. Bialek, and Dr. Jim Bumby. *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2nd Edition, ISBN: 978-1-119-96505-3, 658 Pages, August 2011.
- [22] Neumann T. and Erlich I. *Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant*. 2012.
- [23] Rahmann C. and Castillo A. *Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions*. *Energies*, vol. 7, n^o 10, p. 6306–6322, 2014.
- [24] Jundi Jia, Guangya Yang, Arne Nielsen, and Peter Rønne-Hansen. Impact of vsc control strategies and incorporation of synchronous condensers on distance protection under unbalanced faults. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, PP, 2018.
- [25] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge, and B. Hannegan. Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2):61–73, 2017.
- [26] Imdadullah Imdadullah, Mohammad Irshad, M. Asghar, and S. Arif. Flexible asynchronous ac link for power system network interconnection. pages 1–6, 2012.

- [27] Hualei Wang and Miles Redfern. The advantages and disadvantages of using hvdc to interconnect ac networks. pages 1 – 5, 2010.
- [28] T. Van Cutsem and R. Mailhot. Validation of a fast voltage stability analysis method on the hydro-quebec system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):282–292, 1997.
- [29] S. Larrea, A. Bonzi, B. Cova, S. Binato, and Parodi A. *Arco Norte Electrical Interconnection Component II: pre-feasibility study*. Wagner Consulting LLC, 2017.
- [30] Hoogwijk M. and Graus W. *Global potential of renewable energy sources: a literature assessment*. Background Report by order of REN21 and Ecofys, 2008.
- [31] International Copper Association (ICA). *Renewable Energy for Electricity Generation in Latin America: the Market, Technologies and Outlook*. Chile, 2010.
- [32] IRENA. Investment opportunities in latin america. suitability maps for grid-connected and off-grid solar and wind projects. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Atlas_investment_Latin_America_2016.pdf, Abu Dhabi, 2016. [Online].
- [33] IRENA. Renewable energy in latin america 2015: An overview of policies. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015.pdf/, Abu Dhabi, 2015. [Online].
- [34] Catullo M.R. and Brites W. Represas y transformación socio-urbana. un análisis comparativo de los proyectos hidroeléctricos de salto grande y yacretá. <http://journals.openedition.org/cidades/352>, 2016. [Online].
- [35] GIZ & CEPAL. *Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2013.
- [36] OLADE. *Proyecto: Fortalecimiento de la integración energética subregional y mejora del acceso a los mercados de energía*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2016.
- [37] Deloitte Financial Advisory Services LLP. *Interconector entre Perú y Chile: Estudio del análisis técnico*. 2015.
- [38] Deloitte Financial Advisory Services LLP. *Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis para la planificación*. 2015.
- [39] Ministerio de Energía y Minas Viceministerio de Energía. *Resolución 071-2011-MEM/VME*. Lima, 2011.
- [40] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). Final report stability study, complementary technical studies for the synchronization of the turkish power system with the ucte power system, 2007.
- [41] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). Preventive measures for effective damping of inter-area oscillations after the synchronous interconnection of the turkish power system with the ucte power system, Mayo de 2009.
- [42] O. B. Tor, C. Gencoglu, O. Yilmaz, E. Cebeci, and A. N. Guven. Damping measures against prospective oscillations between turkish grid and entso-e system. In *2010 International Confe-*

rence on Power System Technology, pages 1–7, Oct 2010.

- [43] Ibrahim A. Nassar and H. Weber. System analysis of the turkish power system for interconnection with continental europe. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(21):168 – 173, 2012. 8th Power Plant and Power System Control Symposium.
- [44] M. Karystianos, Y. Kabouris, T. Koronides, and S. Sofroniou. Operation of the electrical system of crete in interconnection with the mainland grid: A stability study. In *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, pages 1–8, Aug 2013.
- [45] D. Petropoulos, E. M. Voumvoulakis, and N. D. Hatziaargyriou. Dynamic stability analysis of hvdc interconnection of autonomous power system of crete island. In *MedPower 2014*, pages 1–8, Nov 2014.
- [46] Omar H., Rashid A., Hilal S., Hisham A., and Ahmed A. *Interconnection of Oman and UAE Electric Power Systems*. OETC, GGG Power 2011 Conference Exhibition, 2011.
- [47] T. G. Magallones, J. G. Singh, and W. Pinthurat. Small signal stability and transient stability analysis on the philippine-sabah power interconnection. In *2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy (ICUE)*, pages 1–4, Sep. 2016.
- [48] E. B. Cano and F. A. Shaikh. Reduced and approximate models of philippine major island power grids. In *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, pages 733–739, Feb 2013.
- [49] M. Jebali, R. Ben Salah, O. Kahouli, C. Bouchoucha, and H. H. Abdallah. Stability analysis for large power system interconnections (tunisia-libya). In *2015 4th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pages 161–168, April 2015.
- [50] ISA, REP, COES, CENACE, and TRANSELECTRIC. *Informe de Estudios Interconexión Colombia – Ecuador – Perú*. Medellín, Colombia, Octubre 22 de 2003.
- [51] Muñoz Muñoz J. Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de chile con un enfoque en alta penetración de energía solar. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/152502>, 2018. [Online].
- [52] Santibáñez Gálvez C. Co-optimización del recurso agua y de los sistemas eléctricos: análisis en el contexto de la integración regional. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/172691>, 2019. [Online].
- [53] P. Kundur and N.J. Balu. *Power System Stability and Control*. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill, 1994.
- [54] F. P. Demello and C. Concordia. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88(4):316–329, 1969.
- [55] T. Van Cutsem and R. Mailhot. Validation of a fast voltage stability analysis method on the hydro-quebec system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):282–292, 1997.
- [56] Q. B. Chou, P. Kundur, P. N. Acchione, and B. Lautsch. Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 4(3):406–413,

1989.

- [57] X. Wang and F. Blaabjerg. Harmonic stability in power electronic-based power systems: Concept, modeling, and analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3):2858–2870, 2019.
- [58] Pieter Tielens and Dirk Van Hertem. The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:999 – 1009, 2016.
- [59] G. Tsourakis, B.M. Nomikos, and C.D. Vournas. Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability. *Electric Power Systems Research*, 79(1):190 – 200, 2009.
- [60] Espen Hagstrøm, Ian Norheim, and Kjetil Uhlen. Large-scale wind power integration in norway and impact on damping in the nordic grid. *Wind Energy*, 8:375 – 384, 2005.
- [61] Wagdy Mansour, Mohamed Mandour, Mohamed EL-Shimy, and Fahmi Bendary. Damping of power systems oscillations using facts power oscillation damper – design and performance analysis. 2014.
- [62] M. Edrah, X. Zhao, W. Hung, P. Qi, B. Marshall, A. Karcianas, and S. Baloch. Effects of pod control on a dfig wind turbine structural system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 35(2):765–774, 2020.
- [63] Pieter Tielens and Dirk Van Hertem. The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:999 – 1009, 2016.
- [64] S. Eftekharnejad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr. Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: A case study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(4):960–967, 2013.
- [65] Pouyan Pourbeik, Sachin Soni, Anish Gaikwad, and Vladimir Chadliev. Providing primary frequency response from photovoltaic power plants. 2017.
- [66] Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pages 1–207, 2016.
- [67] G. E. Boukarim, Shaopeng Wang, J. H. Chow, G. N. Taranto, and N. Martins. A comparison of classical, robust, and decentralized control designs for multiple power system stabilizers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4):1287–1292, 2000.
- [68] G. J. W. Dudgeon, W. E. Leithead, A. Dysko, J. O’Reilly, and J. R. McDonald. The effective role of avr and pss in power systems: Frequency response analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):1986–1994, 2007.
- [69] A. N. Belyaev, K. A. Izotova, and I. V. Kashin. Stability of ultra long distance ac power transmission lines with controlled shunt compensation devices. In *2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*, pages 572–576, 2018.
- [70] Imran Khan, M.A. Mallick, Malik Rafi, and Mohammad Shadab Mirza. Optimal placement of facts controller scheme for enhancement of power system security in indian scenario. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 2(2):161 – 171, 2015.

- [71] K. Ding, J. Liu, X. Wang, X. Zhang, and N. Wang. Research of an active and reactive power coordinated control method for photovoltaic inverters to improve power system transient stability. In *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pages 1–5, 2016.
- [72] Diego Ortiz Villalba, Claudia Rahmann, Ricardo Alvarez, Claudio Canizares, and Christoph Strunck. Practical framework for frequency stability studies in power systems with renewable energy sources, 2020.
- [73] A. L. Bettiol, L. Wehenkel, and M. Pavella. Transient stability-constrained maximum allowable transfer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2):654–659, May 1999.
- [74] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P. M. Hirsch, and D. Sobajic. A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3):435–443, 2001.
- [75] Northeast Power Coordinating Council. *Basic Criteria for Design and Operation Of Interconnected Power Systems*. McGraw-hill, October 26, 1990 revisión.
- [76] Zúñiga Gajardo R. Análisis técnico de interconexiones regionales desde una perspectiva de estabilidad, 2021.
- [77] DIgSILENT. *DIgSILENT PowerFactory 2017, User Manual*. DIgSILENT GmbH. Gomaringen, Germany. March 2017.
- [78] Coordinador Eléctrico Nacional. Base de datos del sen en formato powerfactory digsilent. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-digsilent/base-de-datos-digsilent/>, 2020. [Online].
- [79] Lingling Fan. Modeling type-4 wind in weak grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(2):853–864, 2019.

Capítulo 8

Anexo

8.1. Descripción de Nodos

Tabla 8.1: Cantidad de nodos representativos de cada país en el sistema latinoamericano implementado.

País	Cantidad de nodos
AR	8
BO	1
BR	10
BZ	1
CL	9
CO	6
CR	1
EC	2
ES	1
FG	1
GU	1
GY	1
HO	1
MX	11
NI	1
PA	1
PE	2
PY	2
SU	1
UY	1
VE	2
TOTAL	64

Tabla 8.2: Descripción de los 64 nodos del sistema latinoamericano implementado.

Nodo	País	Frecuencia [Hz]	Voltaje [kV]	Nodo	País	Frecuencia [Hz]	Voltaje [kV]
Almafuerte	AR	50	500	LaVirginia	CO	60	500
Cobos	AR	50	500	SanCarlos	CO	60	500
Cuyo	AR	50	500	Sogamoso	CO	60	500
El_Chocon	AR	50	500	CR	CR	60	230
Patagonia	AR	50	500	Pascuales	EC	60	220
Rodriguez	AR	50	500	Santa Rosa	EC	60	220
Santo_Tome	AR	50	500	ES	ES	60	230
Yacyreta	AR	50	500	FrenchGuiana	FG	60	230
BO	BO	50	220	GU	GU	60	230
BoaVista	BR	60	230	Guyana	GY	60	69
Grande	BR	60	800	HO	HO	60	230
Imperatriz	BR	60	500	Autoabasto	MX	60	400
Itaipu	BR	60	750	BajaCalifornia	MX	60	230
Lajeado	BR	60	500	BajaCaliforniaSur	MX	60	230
Manaus	BR	60	500	Central	MX	60	400
NorteBR	BR	60	500	Mulege	MX	60	230
PauloAlfonzo	BR	60	500	Noreste	MX	60	400
PortoAlegre	BR	60	500	Noroeste	MX	60	400
Xingu	BR	60	800	Norte	MX	60	400
Belize	BZ	60	115	Occidental	MX	60	400
SIC_Centro	CL	50	500	Oriental	MX	60	400
SIC_CentroNorte	CL	50	500	Peninsular	MX	60	400
SIC_CentroSurAncoa	CL	50	500	NI	NI	60	230
SIC_CentroSurCharrua	CL	50	500	PA	PA	60	230
SIC_Norte	CL	50	230	SINC	PE	60	500
SIC_Sur	CL	50	230	SIS	PE	60	500
SING_Centro	CL	50	500	Asuncion	PY	50	500
SING_Norte	CL	50	230	Ayolas	PY	50	500
SING_Sur	CL	50	230	Suriname	SU	60	230
Bacata	CO	60	500	Uruguay	UY	50	500
Cerromatoso	CO	60	500	Guri	VE	60	800
Copey	CO	60	500	Yaracuy	VE	60	800

8.2. Capacidad instalada de generación en el sistema latinoamericano implementado.

Tabla 8.3: Capacidad instalada de generación por nodo y tecnología en el sistema latinoamericano implementado

Nodo	Termo [MW]	Hidro [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	Otros [MW]
Guyana	0,0	781,5	0,0	0,0	0,0
Suriname	238,2	602,3	0,0	30,5	0,0
FrenchGuiana	50,3	257,9	34,0	0,0	0,0
Grande	16489,7	73323,9	35523,3	10330,0	0,0
BoaVista	0,0	708,5	0,0	0,0	0,0
Imperatriz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Itaipu	0,0	8400,0	0,0	0,0	0,0
Lajeado	0,0	0,0	4347,1	0,0	0,0
Manaus	591,0	1409,2	0,0	0,0	0,0
NorteBR	1274,0	14221,0	0,0	0,0	0,0
PauloAlfonzo	3668,0	16746,8	3111,4	17131,3	0,0
PortoAlegre	4977,8	19466,6	0,0	4820,0	0,0
Xingu	0,0	10999,1	0,0	0,0	0,0
Asuncion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ayolas	0,0	5852,0	0,0	0,0	0,0
Uruguay	0,0	1510,8	228,8	2046,2	0,0
Almafuerte	5104,5	918,0	0,0	0,0	0,0
Cobos	1315,0	193,6	4324,9	152,4	0,0
Cuyo	89,6	1869,1	4200,7	0,0	0,0
El Chocon	2818,3	5197,1	375,0	200,0	0,0
Patagonia	328,0	1467,7	0,0	2622,7	0,0
Rodriguez	9604,1	528,0	0,0	3814,0	0,0
Santo Tome	2391,0	504,3	0,0	2956,5	0,0
Yacyreta	33,0	4706,7	0,0	0,0	0,0
BO	3459,7	2177,4	505,0	3773,7	50,0
SIC_Centro	3735,5	2346,8	23794,9	187,4	0,0
SIC_CentroNorte	1105,0	90,4	7585,7	615,0	0,0
SIC_CentroSurAncoa	655,0	1741,7	0,0	0,0	0,0
SIC_CentroSurCharrua	1439,9	2275,6	0,0	155,2	0,0
SIC_Norte	398,3	0,0	1400,9	99,0	0,0
SIC_Sur	534,6	601,6	0,0	327,7	0,0
SING_Centro	2529,1	0,0	8876,4	88,9	48,0
SING_Norte	222,2	14,9	723,5	0,0	0,0
SING_Sur	2004,8	0,0	548,0	0,0	0,0
Bacata	3,8	685,9	0,0	0,0	0,0
Cerromatoso	0,0	4823,0	36,2	0,0	0,0
Copey	2050,3	0,0	0,0	380,8	0,0
LaVirginia	426,0	2752,1	0,0	0,0	0,0
SanCarlos	1567,6	6726,9	0,0	0,0	77,2
Sogamoso	1016,0	0,0	375,0	0,0	0,0
Pascuales	2197,9	2728,5	3256,0	1016,5	0,0

Santa Rosa	549,3	2480,5	378,8	0,0	80,0
SINC	9122,1	5262,5	3620,5	818,2	48,5
SIS	3631,0	594,1	2385,2	200,0	0,0
Guri	0,0	16137,0	0,0	0,0	0,0
Yaracuy	16165,8	2831,0	528,5	12380,4	0,0
Autoabasto	1312,5	14,4	0,0	156,0	0,0
BajaCalifornia	3903,2	27,6	381,0	10,0	567,0
BajaCaliforniaSur	478,3	0,0	83,0	425,0	0,0
Central	7791,2	123,1	20,9	0,0	225,7
Mulege	33,9	0,0	5,0	0,6	12,0
Noreste	20264,9	127,9	464,4	2690,3	0,0
Noroeste	8074,7	1097,4	830,8	2,0	0,0
Norte	7243,4	390,0	1490,5	0,0	0,0
Occidental	13925,4	5191,2	1145,6	1230,4	811,6
Oriental	9503,5	11204,7	375,0	5337,5	394,6
Peninsular	3004,9	0,0	696,0	632,5	0,0
Belize	0,0	55,0	0,0	387,6	0,0
GU	667,1	1524,3	4242,1	1074,0	34,0
ES	70,0	884,3	4958,6	490,0	307,0
HO	0,0	962,2	519,5	469,0	0,0
NI	0,0	667,6	20,4	1641,2	168,0
CR	0,0	2452,7	985,5	404,4	226,5
PA	1511,3	2331,7	2214,3	831,9	0,0

8.3. Demanda en el sistema latinoamericano implementado.

Tabla 8.4: Demanda nodal por escenario en el sistema latinoamericano implementado

Nodo	Mínima demanda [MW]	Máxima demanda [MW]	Mín. Inercia y Máx. Penetración ERNC [MW]
Guyana	99,3	200,1	172,3
Suriname	495,1	529,4	527,0
FrenchGuiana	153,0	187,4	179,7
BoaVista	534,8	467,0	517,5
Grande	65221,0	69234,5	68166,8
Imperatriz	0,0	0,0	0,0
Itaipu	3965,6	3303,0	3693,6
Lajeado	0,0	0,0	0,0
Manaus	2139,4	1868,0	2070,1
NorteBR	8337,6	7280,1	8067,6
PauloAlfonzo	18484,7	19163,4	19911,0
PortoAlegre	22595,6	18820,1	21046,0
Xingu	0,0	0,0	0,0
Asuncion	1849,1	3599,4	2747,6
Ayolas	205,5	399,9	305,3
Uruguay	1523,0	1858,9	1585,1
Almafuerte	2081,2	2160,8	2078,2
Cobos	2308,9	2038,1	2312,5
Cuyo	1651,4	3047,4	3203,1
El_Chocon	1017,4	1002,7	983,0
Patagonia	1016,7	963,4	1181,0
Rodriguez	11988,2	12931,3	12550,9
Santo_Tome	4526,9	4237,5	4444,8
Yacyreta	417,4	362,0	392,1
BO	2185,4	6732,0	6812,2
SIC_Centro	5567,7	13260,2	13545,5
SIC_CentroNorte	1947,1	5498,3	5598,1
SIC_CentroSurAncoa	444,7	511,7	534,5
SIC_CentroSurCharrua	1090,5	1254,6	1310,5
SIC_Norte	193,0	770,6	976,4
SIC_Sur	707,4	813,9	904,7
SING_Centro	3228,6	5048,4	5134,3
SING_Norte	451,2	787,0	840,5
SING_Sur	370,6	573,5	692,7
Bacata	525,7	606,0	605,7
Cerromatoso	1472,0	1696,8	1695,9
Copey	2523,4	2908,8	2907,2
LaVirginia	1366,8	1575,6	1574,7
SanCarlos	3469,6	3999,6	3997,4
Sogamoso	1156,5	1333,2	1332,5
Pascuales	3177,6	3864,1	3658,0

Santa Rosa	2332,6	2300,1	2163,5
SINC	9580,1	10255,4	10458,8
SIS	1431,5	1532,4	1562,8
Guri	3833,2	9944,0	7568,1
Yaracuy	15332,8	22206,3	22012,8
Autoabasto	37,6	44,1	39,1
BajaCalifornia	1870,3	3653,3	2282,1
BajaCaliforniaSur	382,9	839,8	621,7
Central	7844,8	10738,0	10198,8
Mulege	23,3	57,5	37,0
Noreste	8114,0	12799,1	9215,0
Noroeste	2709,3	6083,1	3875,4
Norte	3329,0	5105,0	3770,2
Occidental	10218,5	13093,8	12704,6
Oriental	6988,0	10305,7	8632,2
Peninsular	1514,8	2937,6	2246,3
Belize	111,2	133,2	122,1
GU	1756,7	2072,3	2074,4
ES	1380,9	3649,2	4789,0
HO	1859,8	2171,2	2165,7
NI	830,0	981,3	977,0
CR	2115,8	2351,4	2363,3
PA	2040,1	2756,0	2918,4

8.4. Líneas de transmisión

Tabla 8.5: Líneas de transmisión en el sistema latinoamericano implementado.

Nombre	Capacidad por circuito [MVA]	Circuitos en paralelo	Tipo	Interconexión
CL_SING-BO_SIN	150	16	AC	Internacional
BO_SIN-AR_Cobos	440	12	AC	Internacional
BR_PortoAlegre-SaoPaulo_500	500	10	AC	Local
CL_SIC-AR_Cuyo_500	580	10	AC	Internacional
CL_SIC-AR_Rodriguez_500	500	10	AC	Internacional
CO_Copey-VE_Yaracuy_500	500	10	AC	Internacional
CO_Sogamoso-VE_Yaracuy_500	500	10	AC	Internacional
ES_ES-HO_HO_500	500	10	AC	Internacional
GU-BZ	100	10	AC	Internacional
MX-BZ_2	100	10	AC	Internacional
PauloAlfonzo_Lajeado	798	10	AC	Local
SIEPAC3_CR-PA	300	10	AC	Internacional
SIEPAC3_GU-ES	300	10	AC	Internacional
SIEPAC3_HO-NI	300	10	AC	Internacional
SIEPAC3_NI-CR	300	10	AC	Internacional
BO_SIN-PE_SIS	150	10	DC	Internacional
MX-GU_2	200	10	DC	Internacional
Panama_Colombia	400	6	DC	Internacional
AR_Rodriguez-UY_Uruguay_500DC	1000	5	DC	Internacional
AR_Yacyreta-BR_PortoAlegre_500DC	1200	5	DC	Internacional
AR_Yacyreta-PY_Asuncion_500	500	5	AC	Internacional
BR_Grande-Lajeado_500	584	3	AC	Local
AR_SantoTome-UY_Uruguay_500DC	1275	2	DC	Internacional
BR_Madeira-BO_SIN	1000	2	AC	Internacional
Grande_PortoAlegre	4859	2	AC	Local
Norte_Imperatriz	5509	2	AC	Local
CR-PA	270	1	DC	Internacional
ES-HO	300	1	DC	Internacional
AR_Yacyreta-PY_Ayolas_500	500	1	AC	Internacional
ASUAYO	2215	1	AC	Local
ASUAYO_220	700	1	AC	Local
ASUAYO_220c2	750	1	AC	Local
AYOITA	2000	1	AC	Internacional
AYOITA_220	550	1	AC	Internacional
Bacata - Sogamoso	1648	1	AC	Local
Bacata - Sogamoso_2	2162,5	1	AC	Local
CL_SIC_Centro-SIC_CentroSurAncoa	2806	1	AC	Local
Cananea->Moctezuma_370	370	1	AC	Local
Cananea->Moctezuma_569	568,96	1	AC	Local
CENCUY	800	1	AC	Local
CENCUY_EXP	1000	1	AC	Local
CENLIT	1000	1	AC	Local
CENNOA	700	1	AC	Local
Cerromatoso - LaVirginia	2162,5	1	AC	Local
Cerromatoso - SanCarlos	1648	1	AC	Local
CL_SIC_CentroNorte-SIC_Centro	266	1	AC	Local

CL_SIC_CentroNorte-SIC_Centro_500	1250	1	AC	Local
CL_SIC_CentroSurAncoa-SIC_CentroSurCharrua	1507	1	AC	Local
CL_SIC_CentroSurAncoa-SIC_CentroSurCharrua_2	1973	1	AC	Local
CL_SIC_CentroSurCharrua-SIC_Sur	764	1	AC	Local
CL_SIC_CentroSurCharrua-SIC_Sur500	1264	1	AC	Local
CL_SIC_Norte-SIC_CentroNorte	540	1	AC	Local
CL_SING_Centro-SIC_CentroNorte	1500	1	AC	Local
CL_SING_Centro-SING_Sur	386	1	AC	Local
CL_SING_Norte-SING_Centro	183	1	AC	Local
CL_SING_Norte-SING_Centro_2	290	1	AC	Local
CL_SING-AR_Cobos	717	1	AC	Internacional
CO_Copey-VE_Yaracuy	100	1	AC	Internacional
CO_Sogamoso-VE_Yaracuy	150	1	AC	Internacional
COMCUY	800	1	AC	Local
COMCUY_EXP	1000	1	AC	Local
COMMER	4250	1	AC	Local
COMMER_EXP	1000	1	AC	Local
Copey - Cerromatoso	4121	1	AC	Local
Copey - Cerromatoso_2	2162,5	1	AC	Local
Copey - Sogamoso	1648	1	AC	Local
COYAC	1150	1	AC	Local
GU-ES	300	1	DC	Internacional
Durango->Aguascalientes_300	300	1	AC	Local
Durango->Aguascalientes_360	360	1	AC	Local
EC_Santa Rosa-CO_LaVirginia_230	500	1	AC	Internacional
EC_Santa Rosa-CO_LaVirginia_500	1500	1	AC	Internacional
GU-HO	300	1	DC	Internacional
FrenchGuiana_Suriname	3000	1	AC	Internacional
Grande_Lajeado	4598	1	AC	Local
HO-NI	210	1	DC	Internacional
Itaipu_SaoPaulo	5500	1	DC	Local
Guri-Yaracuy	8000	1	AC	Local
Guyana_BoaVista	3000	1	AC	Internacional
Hermosillo->Mulege_650	650	1	AC	Local
Hermosillo->Obregon_500	500	1	AC	Local
Hermosillo->SanLuisRioColorado_1500	1500	1	AC	Local
MX-GU	140	1	DC	Internacional
Huasteca->PozaRica_1450	1450	1	AC	Local
ITAASU	2000	1	AC	Internacional
Ixtepec->Central_3000	3000	1	AC	Local
Laguna->Aguascalientes_600	600	1	AC	Local
Laguna->Saltillo_550	550	1	AC	Local
Lajeado_Imperatriz	4598	1	AC	Local
LaVirginia - Bacata	2163	1	AC	Local
LaVirginia - SanCarlos	1730	1	AC	Local
LazaroCardenas->Acapulco_350	350	1	AC	Local
LazaroCardenas->Acapulco_581	581	1	AC	Local
LazaroCardenas->Acapulco_645	645	1	AC	Local
LazaroCardenas->Central_2900	2900	1	AC	Local
LazaroCardenas->Central_3000	3000	1	AC	Local

LITMER_EXP	1000	1	AC	Local
LITYAC	2800	1	AC	Local
Manaus_BoaVista	999	1	AC	Local
Mazatlan->Durango_550	550	1	AC	Local
Mazatlan->Durango_570	570	1	AC	Local
Mazatlan->Durango_633	633	1	AC	Local
Mazatlan->Tepic_1380	1380	1	AC	Local
Mazatlan->Tepic_1800	1800	1	AC	Local
Mazatlan->Tepic_536	536	1	AC	Local
Mazatlan->Tepic_594	594	1	AC	Local
Mulege->VillaConstitucion_650	650	1	AC	Local
MX-BZ_1	100	1	AC	Internacional
NI-CR	180	1	DC	Internacional
NOAYAC	300	1	AC	Local
Norte_FrenchGuiana	3000	1	AC	Internacional
Norte_Xingu	2700	1	AC	Local
PAS-SRO	1000	1	AC	Local
PATCOM	1000	1	AC	Local
PATMER-EXP	1500	1	DC	Local
PauloAlfonzo_Grande-DC	4000	1	DC	Local
PauloAlfonzo_Imperatriz	5107	1	AC	Local
PE_SINC-EC_Pascuales_220	332	1	AC	Internacional
PE_SINC-EC_Pascuales_500	1000	1	AC	Internacional
PE_SINC-SIS_220	505	1	AC	Local
PE_SINC-SIS_500	1500	1	AC	Local
PE_SINC-SIS_500_2	1500	1	AC	Local
PE_SIS-BR_Madeira	2200	1	AC	Internacional
PortoAlegre_Itaipu	6485	1	AC	Local
PortoAlegre_SaoPaulo	6800	1	AC	Local
Pozarica->Central_4000	4000	1	AC	Local
Puebla->Central_1011	1011	1	AC	Local
Puebla->Central_239	239	1	AC	Local
Puebla->Central_3000	3000	1	AC	Local
Puebla->Central_301	301,0	1	AC	Local
Puebla->Central_550	550	1	AC	Local
Puebla->Central_910	910	1	AC	Local
Queretaro->Central_1500	1500	1	AC	Local
Queretaro-Central_1200	1200	1	AC	Local
Queretaro-Central_824	824	1	AC	Local
Queretaro-Central_915	915	1	AC	Local
RioEscondido->Chihuahua_500	500	1	AC	Local
Saltillo->Aguascalientes_1200	1200	1	AC	Local
Saltillo->Aguascalientes_1500	1500	1	AC	Local
SanCarlos - Bacata	770	1	AC	Local
SGRASGRU	1890	1	AC	Internacional
SGRASGRU_c2	1386	1	AC	Internacional
SIEPAC2_CR-PA	300	1	AC	Internacional
SIEPAC2_ES-HO	300	1	AC	Internacional
SIEPAC2_GU-ES	300	1	AC	Internacional
SIEPAC2_GU-HO	300	1	AC	Internacional
SIEPAC2_HO-NI	300	1	AC	Internacional
SIEPAC2_NI-CR	300	1	AC	Internacional
Sogamoso - Cerromatoso	2163	1	AC	Local
Sogamoso - SanCarlos	2163	1	AC	Local

Suriname_Guyana	3000	1	AC	Internacional
Tabasco->Lerma_1150	1150	1	AC	Local
Tamazunchale->Queretaro_1700	1700	1	AC	Local
Uruguay_Brazil	500	1	AC	Internacional
Valles->SanLuisPotosi_1500	1500	1	AC	Local
VE_Guri-BR_BoaVista	200	1	AC	Internacional
Xingu_Grande	16000	1	DC	Local
Xingu_Imperatriz	4115	1	DC	Local
Xingu_Manauas	2700	1	AC	Local
YACAYO	3200	1	AC	Internacional
YACPAL	2000	1	AC	Internacional

8.5. Inicialización de la simulación RMS de los escenarios de estudio

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements								
Barra_AR_Cobos_WIND	Term	1.10	0.76	0.76	Argentina			
Barra_AR_El_Choccon_WINDerm		1.10	0.76	0.76	Argentina			
Barra_AYOITA_220_B	Term	1.05	527.40	527.40	Paraguay			
Barra_CL_SIC_CentroSurCharrua_WIND		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SIC_Centro_WINDrm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SIC_Norte_WINDerm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SING_Centro_WINDm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_MX_BajaCalifornia_WIND		1.08	0.75	0.75	Centroamérica y México			
Barra_MX_Mulege_WIND	Term	1.11	0.77	0.77	Centroamérica y México			
Barra_MX_Noroeste_WINDTerm		1.06	0.73	0.73	Centroamérica y México			
Terminal_HVDC2_Ayolas - Itaipu		1.05	527.40	527.40	Paraguay			
A_VE_Guri-BR_BoaVistaLne	Lne	104.40			Terminal 1 Guri - B.. BoaVista	408.52 417.59	1.03 1.05	1.02 1.04
CL_SING-BO_SIN	Lne	100.12			Terminal 1 SING_Cen.. BO	3599.61 3604.29	9.46 9.46	1.00 1.00

Figura 8.1: Resultados del *Verification Report* en la inicialización de la simulación RMS - Escenario mínima demanda.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements								
Barra_AR_Cobos_WIND	Term	1.10	0.76	0.76	Argentina			
Barra_AR_El_Choccon_WINDerm		1.10	0.76	0.76	Argentina			
Barra_AYOITA_220_B	Term	1.05	526.26	526.26	Paraguay			
Barra_CL_SIC_CentroSurCharrua_WIND		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SIC_Centro_WINDrm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SIC_Norte_WINDerm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_CL_SING_Centro_WINDm		1.10	0.76	0.76	Chile			
Barra_MX_BajaCalifornia_WIND		1.12	0.77	0.77	Centroamérica y México			
Barra_MX_Mulege_WIND	Term	1.11	0.77	0.77	Centroamérica y México			
Barra_MX_Noroeste_WINDTerm		1.11	0.77	0.77	Centroamérica y México			
Barra_UY_Uruguay_SOLARTerm		1.10	0.76	0.76	Uruguay			
Terminal_HVDC2_Ayolas - Itaipu		1.05	526.26	526.26	Paraguay			
BR_Madeira-BO_SIN	Lne	102.08			Terminal BO - Grande BO	2040.41 2041.51	5.36 5.36	1.02 1.02

Figura 8.2: Resultados del *Verification Report* en la inicialización de la simulación RMS - Escenario máxima demanda.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	Voltage [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements								
BR_Madeira-BO_SIN	Lne	102.08			Terminal BO - Grande BO	2040.41 2041.51	5.36 5.36	1.02 1.02

Figura 8.3: Resultados del *Verification Report* en la inicialización de la simulación RMS - Escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.

8.6. Sistema de baterías

Tabla 8.6: Sistema de almacenamiento en el sistema latinoamericano implementado.

Nombre	Nodo	Capacidad instalada [MW]
Modelo70BO 01	BO	4220,3
Modelo70VE 02	Guri	5940,2
Modelo70PA 03	PA	2066,5
Modelo70ES 06	ES	3184,4
Modelo70CO 03	Copey	0,3
Modelo70CL 01	SIC_Centro	6854,3
Modelo70CL 02	SIC_CentroNorte	3258,1
Modelo70CL 05	SIC_Norte	744,5
Modelo70CL 06	SIC_Sur	54,5
Modelo70CL 07	SING_Centro	1829,3
Modelo70CL 08	SING_Norte	378,6
Modelo70CL 09	SING_Sur	313,4
Modelo70BR 01	Belohorizonte	100
Modelo70AR 06	Cuyo	1492,0
Modelo70EC 18	Pascuales	1251,2
Modelo70EC 19	Santa Rosa	193,1
Modelo70MX 21	BajaCalifornia	5111,7

8.7. Resumen de las compensaciones ejecutadas durante el estudio de estabilidad

En el presente estudio de estabilidad se implementan una serie de compensaciones de manera que el sistema pueda conservar su estabilidad luego de severas contingencias y pueda mejorar su respuesta dinámica ante las mismas. Un resumen de todas las compensaciones realizadas se muestra en la tabla 8.7.

Tabla 8.7: Resumen de las compensaciones realizadas en el estudio de estabilidad.

Compensación		Localización	
Tipo	Detalles	Tipo de elemento	Elemento
Adición de SVC	320 MVAR, $K_p=50$ y $K_i=0,1$	Nodo	Ayolas
Adición de SVC	500 MVAR, $K_p=50$ y $K_i=0,1$	Nodo	Asuncion
Activación de PSS	$K_{pss}=10$, $T_w=10$, $T_1=1$, $T_2=0.5$, $T_3=2$, $T_4=0.1$	Generador	Gen_PY_Ayolas_HIDRO1
Reforzamiento de línea	Adición de 1 circuito (1000 MW)	Línea AC	BR_Madeira-BO_SIN
Reforzamiento de línea	Adición de 1 circuito (2000 MW)	Línea AC	AYOITA

La figura 8.4 muestra la localización de cada una de las compensaciones de manera gráfica en el sistema latinoamericano interconectado.

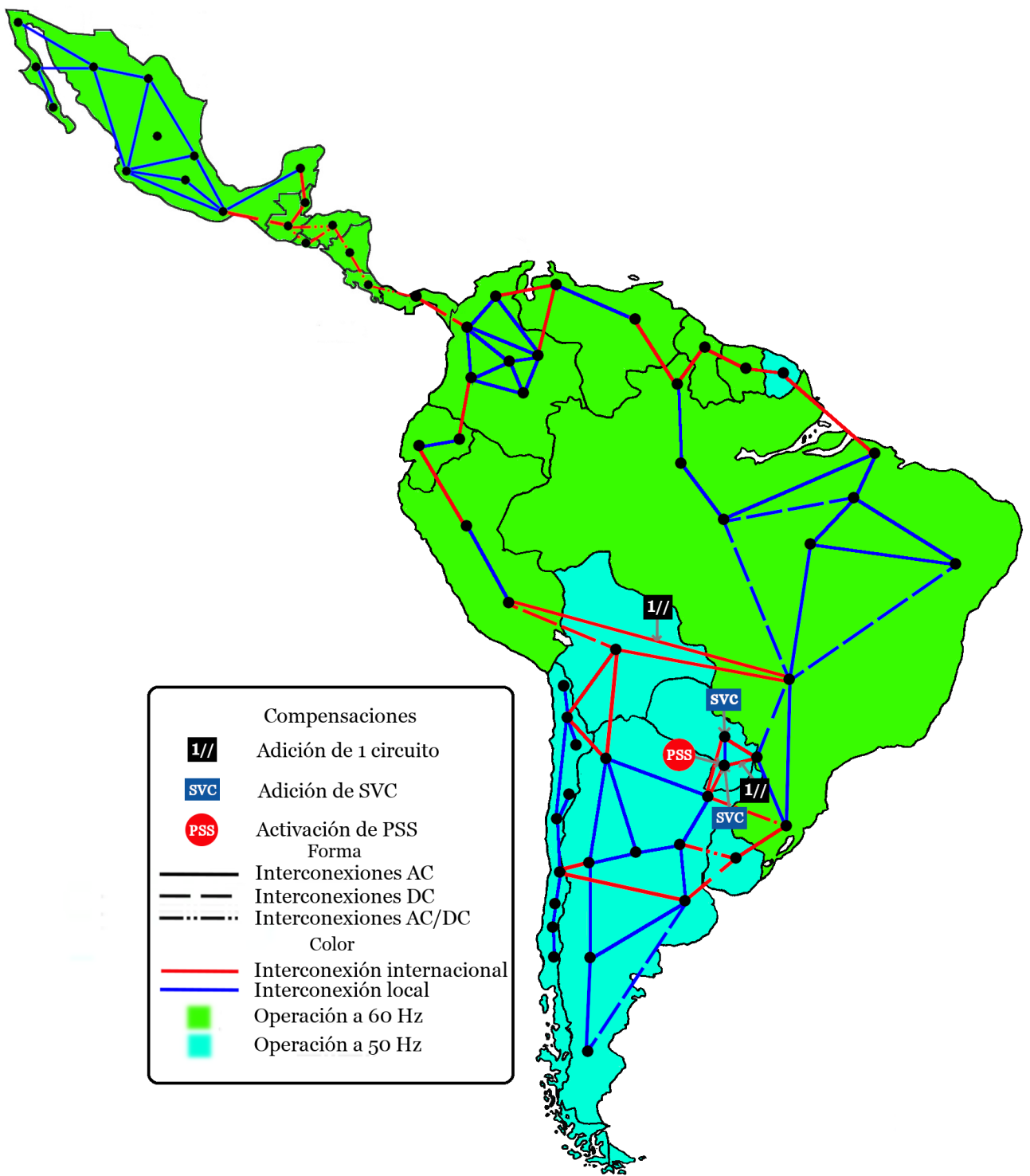


Figura 8.4: Compensaciones localizadas en el sistema latinoamericano interconectado.