

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