



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

ANÁLISIS TÉCNICO DE INTERCONEXIONES REGIONALES DESDE UNA PERSPECTIVA DE ESTABILIDAD

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

RODRIGO IGNACIO ZÚÑIGA GAJARDO

PROFESORA GUÍA
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN
RODRIGO PALMA BEHNKE
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA
Y AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: RODRIGO IGNACIO ZÚÑIGA GAJARDO
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: CLAUDIA ANDREA RAHMANN ZÚÑIGA

**ANÁLISIS TÉCNICO DE INTERCONEXIONES REGIONALES DESDE UNA
PERSPECTIVA DE ESTABILIDAD**

Hoy en día las metas impuestas a nivel global para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de disminución de los costos de energía eléctrica han incentivado el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC). Varios países (incluido Chile) se han alineado para promover fuertemente las ERNC. Este cambio en la generación eléctrica de los países no está exento de dificultades y desafíos. Una solución sería el desarrollo de interconexiones regionales.

El objetivo de la presente tesis es realizar un estudio de estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico latinoamericano interconectado, suponiendo que se maximiza el uso del potencial solar en Chile y de las ERNC a nivel regional (en Latinoamérica). El modelo utilizado corresponde a un escenario en particular de un estudio de planificación externo.

La metodología utilizada en el presente trabajo se basó en realizar análisis de pequeña señal del sistema de manera iterativa, utilizando factores de participación para determinar las medidas correctivas (correcta sintonización de controladores y equipos de compensación) que permitan corregir posibles modos de oscilación inestables o mal amortiguados.

Los resultados obtenidos indican que el sistema interconectado regional estudiado es estable en pequeña señal frente a altos niveles de ERNC, al menos para los escenarios críticos analizados.

Agradecimientos

Primero que nada, agradecer a mi profesora guía Claudia Rahmann. Yo llegué a su oficina para solicitar un tema de Memoria, y ella (sin conocerme) me ofreció iniciar con ella este magíster. Luego de eso, estuvo disponible cada vez que tuve dudas, me apoyó económicamente, y me impulsó a ser cada día mejor. Si pudiera volver a elegir a mi profesor guía, sin dudar lo volvería a elegirla. No tengo más que palabras de agradecimiento hacia ella. A su vez, me gustaría agradecerle a cada uno de los miembros de la comisión, por el tiempo dedicado en corregir y pulir esta tesis. No podía no incluir en esta sección de agradecimientos a Loreto Soto, que aguantó un sinfín de preguntas y correos de mi parte. Gracias por todo el apoyo.

Agradecer de todo corazón a los cabros que conocí en la Universidad. Principalmente a los cabros que frecuentábamos el 1212. Moraga, Nico, Diland, y Fesita. La “*pera*” se hizo mucho más amena con ustedes, los quiero mucho. Además, me gustaría agradecer a todos aquellos que de forma desinteresada estuvieron siempre disponibles, ya sea para ayudarme con alguna duda, para escuchar mis descargos, o para tomarse una cervecita luego de los tan anhelados viernes de entregas. Especial mención a Pablo González, el “Perro”, por el apañe de siempre.

A mis amigos de toda la vida (los Golden Lobos), las risas y anécdotas nunca han faltado, y han sido un pilar fundamental en mi vida. En especial me gustaría extender el agradecimiento a mis mejores amigos: el Pipe, Romario, y Tomi, por darme ánimos y hacerme creer en mí, incluso cuando yo dudaba de eso.

Agradecer a mi familia: En primer lugar agradecer a mis papás, por brindarme absolutamente todo lo que necesito, tanto en términos económicos como culturales. Agradecerles además por enseñarme el valor de la disciplina, la responsabilidad, e inculcarme que todo es posible si trabajo lo suficiente para lograrlo. Agradecer a mis hermanos también, que cada uno a su manera me apoyó y acompañó durante este camino. En especial a la Consuelo por siempre apañar y tener una arenga antes de cada evaluación (por mínima que fuera), así como también enseñarme métodos poco ortodoxos que según ella “No fallaban” a la hora de enfrentar un semestre.

Quiero agradecer al equipo de mis amores: El O’Higgins de Rancagua, por enseñarme que la vida no siempre es dulce, pero que de las derrotas aprendemos a saborear mejor las victorias. Como bien dijo el Toto Berizzo: *Hay un día en que el soñador y el sueño se encuentran. Y ese día es hoy.* Además, agradecer al “Tucu” Hernández por ese gol en el minuto 34, aquel 10 de Diciembre de 2013 en el Estadio Nacional.

Finalmente, quiero agradecer a mi Anto. Gracias por apoyarme cuando ya no tenía ganas de continuar y por hacer mis días mucho más felices. Espero de corazón seguir compartiendo aventuras a tu lado y apoyarte en cada cosa que quieras.

Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Hipótesis.....	3
1.3	Objetivo.....	3
1.3.1	Objetivos generales.....	3
1.3.2	Objetivos específicos.....	3
1.4	Alcance.....	3
2	Marco teórico.....	4
2.1	Potencial de energías renovables en Sudamérica.....	4
2.2	Desarrollo solar en Chile.....	8
2.3	Estado actual de interconexiones regionales en Sudamérica.....	11
2.4	Proyectos de interconexión entre países de Sudamérica.....	16
2.4.1	Estudios realizados para nuevas interconexiones en Sudamérica.....	18
2.4.2	Conclusiones.....	32
2.5	Revisión de estudios de estabilidad de interconexiones regionales a nivel mundial.....	33
2.5.1	Estudios de estabilidad desarrollados antes de la ejecución del proyecto.....	33
2.5.2	Inestabilidad de interconexiones ya construidas y estudios de estabilidad posteriores.....	37
2.5.3	Conclusiones.....	39
2.6	Estudios de planificación regional en Sudamérica.....	41
3	Metodología.....	47
3.1	Fundamentos de estabilidad de pequeña señal.....	47
3.1.1	Herramientas de estudio de las oscilaciones en los SEP.....	48
3.1.2	Representación en el espacio estado.....	48
3.1.3	Análisis modal.....	51
3.1.4	Modos oscilatorios electromecánicos.....	57
3.1.5	Mecanismos de control y compensación que pueden a mejorar la estabilidad del sistema.....	57
3.2	Metodología.....	80
4	Caso de estudio.....	85
4.1	Descripción del sistema de transmisión.....	86
4.2	Capacidad instalada en generación y demanda.....	88
4.3	Puntos de operación en estudio.....	90
4.4	Implementación del modelo DIgSILENT PowerFactory.....	91
4.4.1	Líneas de transmisión.....	91
4.4.2	Sistemas de generación.....	96
4.4.3	Sistemas de almacenamiento.....	101
4.4.4	Demanda.....	101
4.4.5	Implementación - Resumen.....	102

5	Resultados.....	103
5.1	Flujo de potencia.....	103
5.1.1	Consideraciones previas – Rangos de operación.....	103
5.1.2	Resultados flujo de potencia	103
5.2	Resultados análisis modal	108
5.2.1	Resultados análisis modal – Mínima demanda.....	109
5.2.2	Resultados análisis modal – Máxima demanda.....	110
5.2.3	Resultados análisis modal – Mínima inercia y máxima penetración ERNC	111
5.3	Operación real – Simulación RMS del sistema.....	112
5.3.1	Simulación RMS – Mínima demanda	112
5.3.2	Simulación RMS – Máxima demanda.....	114
5.3.3	Simulación RMS – Mínima inercia y máxima penetración ERNC	115
5.4	Resultados – Resumen	117
6	Conclusiones.....	118
7	Trabajo futuro.....	120
8	Bibliografía.....	121
9	Anexos.....	126
9.1	Descripción de Nodos	126
9.2	Capacidad instalada en generación	128
9.3	Despacho sistemas de almacenamiento	130
9.4	Resultados análisis modal – Plano complejo extendido.....	131
9.4.1	Resultados análisis modal – Mínima demanda.....	131
9.4.2	Resultados análisis modal – Máxima demanda.....	132
9.4.3	Resultados análisis modal – Mínima inercia y máxima penetración ERNC	133

Índice de figuras

Potencial de capacidad instalada en generación para tecnologías solar y eólica por cada país de Sudamérica.....	6
Complementariedad energética entre Chile (solar) y Brasil (eólica) para una semana de verano. Fuente: [16]	7
Complementariedad energética entre Chile (solar) y Brasil (eólica) para una semana de invierno. Fuente: [16].	7
Interconexiones internacionales actuales en América del Sur.	12
Esquema de transmisión para el swap entre Paraguay, Argentina y Chile planteado.....	20
Esquema de transmisión para el Wheeling entre Chile y Argentina planteado.	21
Esquema de transmisión, para interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil mediante centrales Yacyretá e Itaipú.	22
Alternativa 1 de interconexión entre Chile y Perú evaluada en [19].	23
Alternativa 2 de interconexión entre Chile y Perú evaluada en [19].	24
Esquema de interconexiones planteado por cada escenario del estudio [18].....	26
Países y regiones del Arco Norte e interconexión propuesta.....	28
Interconexiones internacionales proyectadas en [15] para el escenario RE+CO en América del Sur.	30
Esquema de interconexión propuesto para el estudio desarrollado en [56].	41
Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente [23].....	45
Diagrama de bloques del sistema de ecuaciones definido en (1) y (2).	51
Diagrama de bloques de un GS considerando dinámica de campo y regulación de tensión (AVR).	58
Diagrama de bloques que representan la acción del AVR de tipo ST1A (en base a tiristores) sobre la excitación del GS.....	59
Esquema implementado para evaluar el efecto que tendría un aumento de KA de un sistema consistente en 4 unidades generadoras de 555MVA c/u, conectados a una barra infinita.	61
Diagrama de bloques para un GS con control de tensión y un PSS, sin considerar efecto de circuitos amortiguadores.	62
Función de transferencia clásica de un PSS.	62
Sistema que utiliza compensación serie.	64
Aumento de capacidad de transferencia de una línea ante un aumento de la compensación serie.	65
Efecto de un aumento de la compensación serie en curva $PVPQ$ (curva de nariz).	65
Sistema con compensación shunt, modelo simplificado.	66
Diagrama de bloques típico de la acción de un SVC modelado como una señal de entrada y un lazo de control adicional al loop de voltaje.	68
Topologías de STATCOM: a) basados en VSI y CSI, y b) STATCOM con sistema de almacenamiento.....	69
Diagrama de bloques considerado para modelar STATCOM.	70
Curva P-V en barra número 92, que incluye: el caso base, SVC en barra 125, STATCOM en barra 125.	71
Valores propios en topología sin línea 90-92: a) inclusión de SVC en barra 125, b) Inclusión de STATCOM en barra 125.....	72
Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 y sin controladores añadidos.....	73
Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 y acción de PSS en barras 93 y 104.	74
Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 con la inclusión de SVC en ubicación óptima. ..	74
Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 con la inclusión de STATCOM en ubicación óptima.	75
Diagrama esquemático de la acción de un banco de baterías operando en un SEP.....	76
Modelo de dos áreas de Kundur utilizado en la investigación [82].	76
Estrategia de control utilizada para bancos de baterías, donde los controles de potencia activa y reactiva se encuentran desacoplados entre sí.	77
Esquema de control consistente en función de transferencia de 1er orden utilizado para bancos de baterías en [82]. ..	77
Respuesta dinámica de ángulo relativo entre generadores 1-4, 1-2 y 3-4 para una falla trifásica en la barra 8 considerando distintas configuraciones de baterías.	79
Diagrama de bloques que resume la metodología implementada en la presente investigación.	80
Esquema según el cual se modelan pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión como impedancia serie.	82
Esquema representativo de los nodos y de las interconexiones locales e internacionales consideradas en el modelo.	87
Proporción de capacidad instalada según tecnología por país.	88
Frame del bloque “ <i>Operation mode</i> ”.	92

Frame del bloque “ <i>Frequency Sensitive Mode</i> ”.....	93
Frame del bloque “ <i>Power Oscillation Damping</i> ”.....	94
Frame del bloque “ <i>Fault Ride Trough</i> ”.....	95
Modelo de planta de la central solar <i>WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz</i>	98
Modelo de control del <i>Phase-locked loop</i> (PLL) utilizado.....	98
Modelo de planta de la central eólica <i>type 4 WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz</i>	100
Configuración del <i>Verification Report</i> incluido en los resultados del flujo de potencia.....	106
Resultados <i>Verification Report</i> flujo de potencia - Escenario mínima demanda.....	107
Resultados <i>Verification Report</i> flujo de potencia - Escenario máxima demanda.....	107
Resultados <i>Verification Report</i> flujo de potencia - Escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.....	107
Plano complejo dividido en zonas de operación estable (1), estable pero mal amortiguada (2) e inestable (3).....	108
Valores propios escenario mínima demanda.....	109
Valores propios escenario máxima demanda.....	110
Valores propios escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.....	111
Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario mínima demanda	113
Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario mínima demanda	113
Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de máxima demanda	114
Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de máxima demanda	115
Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC	116
Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de mínima inercia y máxima penetración ERNC	116
Esquema de transmisión del escenario <i>TXSOLDESC+</i> (<i>solar descarbonizado</i>) desarrollado en la planificación de [23].	119

Índice de tablas

Potencial bruto de capacidad en generación solar según la irradiación global horizontal [W/m ²] para los países de Sudamérica.	4
Potencial bruto de capacidad en generación eólica según el factor de capacidad bruta a 100m. (%) para los países de Sudamérica.	5
Tabla de información de líneas de interconexión regional entre países de Sudamérica.	13
Información de centrales hidroeléctricas binacionales entre países de Sudamérica.	13
Proyectos que involucran líneas de interconexión entre países de Sudamérica.	17
Características de líneas de interconexión propuestas en [18].	27
Interconexiones que involucran países de Sudamérica, y maximizan beneficios económicos en escenarios RE+CO para [15].	31
Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente [23].	46
Rango de frecuencias aproximados de modos locales e interárea.	57
Valores típicos a considerar para la sintonización de un PSS.	63
Rango típico de compensación serie utilizado según variable K.	66
Margen de carga máximo para distintas configuraciones de controladores según los distintos escenarios de estudio.	72
Resultados obtenidos del análisis de pequeña señal realizado en [82] al modelo de dos áreas de Kundur.	78
Tabla resumen líneas de transmisión consideradas en el modelo.	86
Capacidad instalada de generación por país.	89
Escenarios de operación de interés, bloques horarios en que se encuentran y especificaciones.	90
Límites y tiempo de respuesta para la desconexión de la central fotovoltaica por el sistema de protección ante variaciones de voltaje o frecuencia del sistema.	97
Límites y tiempo de respuesta para desconexión de la central eólica por el sistema de protección ante variaciones de voltaje o frecuencia en el sistema.	100
Detalle bancos de baterías implementados por país.	101
Resultados por escenario de inyección (verde) o consumo (rojo) de reactivos en los dispositivos SVC según flujo de potencia.	104
Resultados por escenario de inyección o consumo de reactivos en condensadores y reactores del sistema.	105
Líneas consideradas en la planificación [23] que necesitaron compensación de reactivos.	105
Líneas reforzadas para una correcta convergencia del flujo de potencia.	106
Tabla resumen de resultados obtenidos para flujo de potencia, análisis modal y simulación dinámica RMS.	117

Abreviaciones

Abreviación	Significado
AR	Argentina
BR	Brasil
BO	Bolivia
CL	Chile
CO	Colombia
EC	Ecuador
GY	Guyana
FG	Guyana Francesa
PA	Panamá
PE	Perú
PY	Paraguay
SU	Surinam
UY	Uruguay
VE	Venezuela
PA	Panamá
CR	Costa Rica
MX	México
BZ	Belice
GU	Guatemala
HO	Honduras
NI	Nicaragua
ES	El Salvador

1 Introducción

1.1 Motivación

Hoy en día las metas impuestas a nivel global para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como también la necesidad de disminución de los costos de producción de energía eléctrica y de independencia de los combustibles fósiles, han generado importantes incentivos para el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC). En vista de esto, varios países se han alineado para cambiar su tipo de generación, promoviendo fuertemente las ERNC. Por ejemplo, Alemania se impuso como meta contar con una penetración renovable de 80% para el año 2050, Marruecos y Filipinas se impusieron una meta de 42% y 40% respectivamente para el año 2020, España un 38.1% para el año 2020 [1] y Dinamarca un 100% de generación renovable para el 2050 [2], entre otros.

En Sudamérica, varios países se ha impuesto metas en cuanto a emisiones y generación ERNC en respuesta a lo establecido en el Acuerdo de París (2015). Por ejemplo: Argentina se ha propuesto alcanzar 25% de generación ERNC para el año 2025 [3], Brasil 45% para el año 2030 [4], Bolivia un 79% de generación ERNC para el año 2030 [5], Ecuador se impuso alcanzar una penetración ERNC mayor al 90% para el año 2025 [6]. Chile también se ha enfocado en aumentar sus niveles de generación renovable. De hecho, actualmente cuenta con 156 centrales hidroeléctricas, 31 centrales eólicas, 142 centrales solares, y una central geotérmica, lo que corresponde a una capacidad instalada total de generación de 11.144 MW, equivalente al 45% del total [7]. Las metas impuestas en Chile en cuanto a la integración de ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), vienen dadas por la política energética de “Chile 2050”, donde se espera que para el año 2035 al menos un 60% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables, y para el año 2050 un 70% [8].

Si bien el aumento de las ERNC trae grandes beneficios al país, esto también impone grandes desafíos a los sistemas eléctricos de potencia (SEP), principalmente en términos de su operación y control [9]. Desde la perspectiva de la frecuencia, la regulación del SEP se ve afectada por la variabilidad e incertidumbre del recurso primario, producto de la naturaleza estocástica de la generación renovable. Adicionalmente, las tecnologías ERNC conectadas con convertidor como la solar fotovoltaica y eólica, generalmente no aportan con inercia a los SEP. Los paneles fotovoltaicos no poseen masas rotatorias y los generadores eólicos de velocidad variable están desacoplados eléctricamente del sistema debido a los convertidores con los que se conectan. La inercia es un parámetro fundamental de los SEP que es provista por los generadores sincrónicos y motores de la red. La inercia ayuda a mantener la estabilidad de frecuencia de los SEP durante grandes desbalances entre carga y generación determinando la respuesta dinámica inicial del sistema. Por lo tanto, un aumento importante de la penetración ERNC en los SEP, tiende a disminuir la inercia total del sistema, ocasionando un efecto negativo en la estabilidad de frecuencia de los mismos [10]. Por otro lado, las fuentes ERNC conectadas con convertidor no contribuyen al mantenimiento de la estabilidad de los SEP durante fallas en la misma medida que las unidades de generación convencionales [11]. Esto se debe a limitaciones técnicas de los convertidores que llevan a que sus aportes de cortocircuito durante contingencias sean mucho menores que los aportes que los generadores sincrónicos pueden realizar [11]. Las corrientes de corto circuito aportadas por los

generadores convencionales durante fallas son, al igual que su respuesta inercial, un factor clave para mantener la estabilidad de los SEP durante contingencias. En vista de los efectos que grandes niveles de ERNC pueden tener en la operación y estabilidad de los SEP, un aumento en la generación ERNC requiere el desarrollo de estudios de estabilidad detallados, de forma de lograr una integración renovable segura en los SEP manteniendo la seguridad de estos.

En el contexto chileno, los niveles de irradiancia solar por encima de los 5 kWh/(m²d) en la zona central de Chile, así como los 7 kWh/(m²d) en el desierto de Atacama [12], hacen de Chile un excelente candidato para el desarrollo de la energía solar a nivel nacional. Estudios realizados por el Ministerio de Energía estiman que el potencial de generación solar en Chile podría ir desde los 1.238 hasta los 1.640 GW en capacidad instalada [13], lo cual supera ampliamente la potencia instalada total de generación a nivel nacional (28.087,5 MW según [14] para el año 2019). Sin embargo, Chile no es el único país sudamericano con un alto potencial de desarrollo de ERNC. Otros países también cuentan con un gran potencial de explotación. Por ejemplo, Brasil posee un potencial de generación solar estimado en 11.559 GW en capacidad instalada, y Argentina tiene un potencial de generación ERNC estimada en 12.512 GW y 2.849 GW de capacidad instalada de generación solar y eólica respectivamente [15]. La diferencia que hace a Chile un mejor candidato para el desarrollo de energía solar entre los otros países de Sudamérica es el alto nivel de irradiancia solar concentrado en el Norte del país, permitiendo generar más energía solar en un paño de tierra menor, como se analiza en la sección 2.1.

Diferentes estudios han mostrado que existe una complementariedad energética ERNC importante entre diferentes países sudamericanos. En [16], se destaca principalmente la complementariedad energética entre Chile y Brasil, donde los ciclos diarios de generación hidroeléctrica en Brasil están en desfase con los ciclos diarios de generación solar en Chile, es decir, cuando la generación ERNC de uno de los dos países disminuye, la otra aumenta, disminuyendo así la necesidad de generación de respaldo en caso de mercados eléctricos acoplados. La complementariedad geográfica y temporal de los recursos renovables existentes en Sudamérica podría ayudar a mitigar tanto la variabilidad diaria como estacional de la generación renovable, permitiendo a la región avanzar hacia un escenario en que se maximiza la explotación ERNC. En el contexto anterior, una integración eléctrica regional a nivel sudamericano permitiría aprovechar las grandes oportunidades existentes en cuanto al desarrollo de ERNC, llevando a una reducción importante de los costos de generación dentro de la región, así como a beneficios económicos, medioambientales y de seguridad energética para los diferentes países.

Dado que el potencial de generación solar chileno supera con creces el consumo local, para explotar al máximo el potencial existente se hace necesaria la interconexión de Chile con otros países de Sudamérica. Si bien existen algunos estudios acerca de interconexiones regionales ([15], [17], [18], [19], [20], [21] y [22]), casi el 100% de estos se centran principalmente en aspectos económicos, simplificando enormemente los aspectos técnicos asociados a la operación y control de los SEP. Dado los grandes desafíos asociados a la estabilidad de los SEP frente a altos niveles de ERNC, en el marco de interconexiones regionales se hace necesario realizar estudios técnicos de estabilidad, para así maximizar el uso de energía ERNC a nivel sudamericano, manteniendo la estabilidad del sistema.

1.2 Hipótesis

La hipótesis de este trabajo es que *es posible maximizar el uso del potencial solar en Chile mediante interconexiones regionales, manteniendo la seguridad y estabilidad del sistema interconectado regional.*

1.3 Objetivo

1.3.1 Objetivos generales

El objetivo de la presente tesis es realizar un estudio de estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico latinoamericano interconectado, suponiendo que se maximiza el uso del potencial solar en Chile y de las ERNC a nivel regional (en Latinoamérica).

1.3.2 Objetivos específicos

Para realizar el estudio de estabilidad anteriormente mencionado, se hace necesario disponer previamente de lo siguiente: una proyección de la demanda en Latinoamérica para el año 2030, el potencial de generación ERNC en Latinoamérica, y un plan de expansión de la generación y transmisión considerando interconexiones regionales para el año 2030. Una vez obtenido lo anterior, se definen los objetivos específicos a considerar en la presente investigación:

- Desarrollar modelos dinámicos simplificados por país para el año 2030.
- Determinar puntos de operación y contingencias críticas para el estudio de estabilidad en Latinoamérica.
- Realizar un estudio de estabilidad de pequeña señal.

1.4 Alcance

Este estudio pretende analizar la estabilidad de pequeña señal en un sistema eléctrico interconectado latinoamericano con altos niveles de ERNC. El caso de estudio corresponde a un escenario en que Latinoamérica se encuentra completamente interconectado, en un mercado común para el año 2030 donde la generación renovable se impone de acuerdo con las metas medioambientales impuestas por cada país. No está dentro de los alcances de este trabajo realizar la planificación de la generación y transmisión del sistema. El modelo de red latinoamericano de referencia se obtiene del trabajo desarrollado en [23], el cual toma los datos de entrada de un ejercicio de planificación realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo [15] para el año 2030, agregando generación solar en Chile y restricciones que apuntan al proceso de descarbonización del sistema.

2 Marco teórico

Este capítulo presenta un análisis del estado actual de interconexiones regionales existentes y estudios técnicos de factibilidad realizados en el marco de la integración eléctrica en Sudamérica, así como también una contextualización del desarrollo de la energía solar en Chile. En este contexto, se analiza la evolución del aprovechamiento energético solar y se determinan las barreras que enfrenta el desarrollo de la energía solar en el país. Además, se resume el estado actual del proceso de integración eléctrica en Sudamérica, considerando tanto las líneas de interconexión regional, como las centrales eléctricas binacionales. Finalmente, se entregan las bases mediante las cuales se estudian los fenómenos oscilatorios dentro del espacio estado de un sistema dinámico, y la lógica detrás de la cual se realizan los estudios de estabilidad de pequeña señal para los SEP de la actualidad.

2.1 Potencial de energías renovables en Sudamérica

Según un estudio desarrollado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) [15], el potencial bruto de capacidad instalada [GW] de energía solar y eólica por país en Sudamérica, es el que se presenta en la Tabla 1 y Tabla 2 respectivamente.

País	Potencial bruto de capacidad instalada [GW] según nivel de irradiancia										Total
	Nivel de Irradiación global horizontal [W/m ²]										
	<175	175-200	200-215	215-230	230-245	245-260	260-275	275-290	290-305	>305	
AR	3.147	6.166	1.280	931	284	169	125	106	87	217	12.512
BO	1	426	481	47	44	112	198	357	173	91	1.931
BR	600	2.228	2.572	3.387	1.927	589	244	12	-	-	11.559
CL	325	95	132	93	51	56	78	162	365	751	2.108
CO	47	411	349	161	63	9	-	-	-	-	1.040
EC	87,8	25,6	2,1	0,9	0,2	-	-	-	-	-	116,6
GY	0,01	6,3	9,7	20,2	8,9	0,3	-	-	-	-	45,5
PY	0,04	554,9	217,1	0,9	-	-	-	-	-	-	772,9
PE	8	106	145	212	176	168	143	61	5	-	1.025
SU	-	0,1	6	2,3	0,1	-	-	-	-	-	8,7
UY	267	791	-	-	-	-	-	-	-	-	1.058
VE	-	8	124	214	280	44	5	1	-	-	677

Tabla 1: Potencial bruto de capacidad en generación solar según la irradiancia global horizontal [W/m²] para los países de Sudamérica.

Potencial bruto de capacidad instalada [GW] según factor de capacidad bruta

País	Factor de capacidad bruta a 100 m (%)								Total
	35% a 40%	40% a 45%	45% a 50%	50% a 55%	55% a 60%	60% a 65%	65% a 70%	>70%	
AR	827	593	215	177	168	178	164	527	2.849
BO	34,6	21,6	23,5	18,6	9,7	3,7	-	-	111,6
BR	682	418	224	123	67	33	17	8	1.570
CL	32,4	21,8	10,4	6,9	6,4	7,2	9,8	48,7	143,6
CO	5,4	5,0	2,0	0,8	0,1	0,1	0,3	0,3	13,9
EC	1,0	0,6	0,6	0,5	0,1	-	-	-	2,7
GY	7,8	5,1	4,2	1,4	0,4	0,1	-	-	18,9
PY	147,1	112,3	37,1	3,2	0,9	-	-	-	300,5
PE	6,5	2,9	1,7	1,1	0,7	0,4	0,3	-	13,6
SU	0,5	0,4	0,1	-	-	-	-	-	1,0
UY	61,6	96,3	87,8	47,9	6,8	0,6	-	-	301,0
VE	34,8	21,0	13,2	7,8	5,1	4,6	3,1	6,0	95,6

Tabla 2: Potencial bruto de capacidad en generación eólica según el factor de capacidad bruta a 100m. (%) para los países de Sudamérica.

De la Tabla 1 se puede inferir que si bien Chile no es el país que presenta el mayor potencial de generación solar en Sudamérica (superado por Brasil y Argentina), en vista de los altos niveles de irradiancia existentes en el Norte del país, Chile presentaría el mayor potencial de generación solar en vista de su nivel de irradiancia (niveles superiores a los 290[W/m²]), lo que lo hace un candidato ideal para el desarrollo de la energía solar a nivel sudamericano. Para la generación eólica, de la Tabla 2 se observa que el país sudamericano con mayor potencial es Argentina. La información presentada en Tabla 1 y Tabla 2 se presenta de manera gráfica en la Figura 1 a continuación:

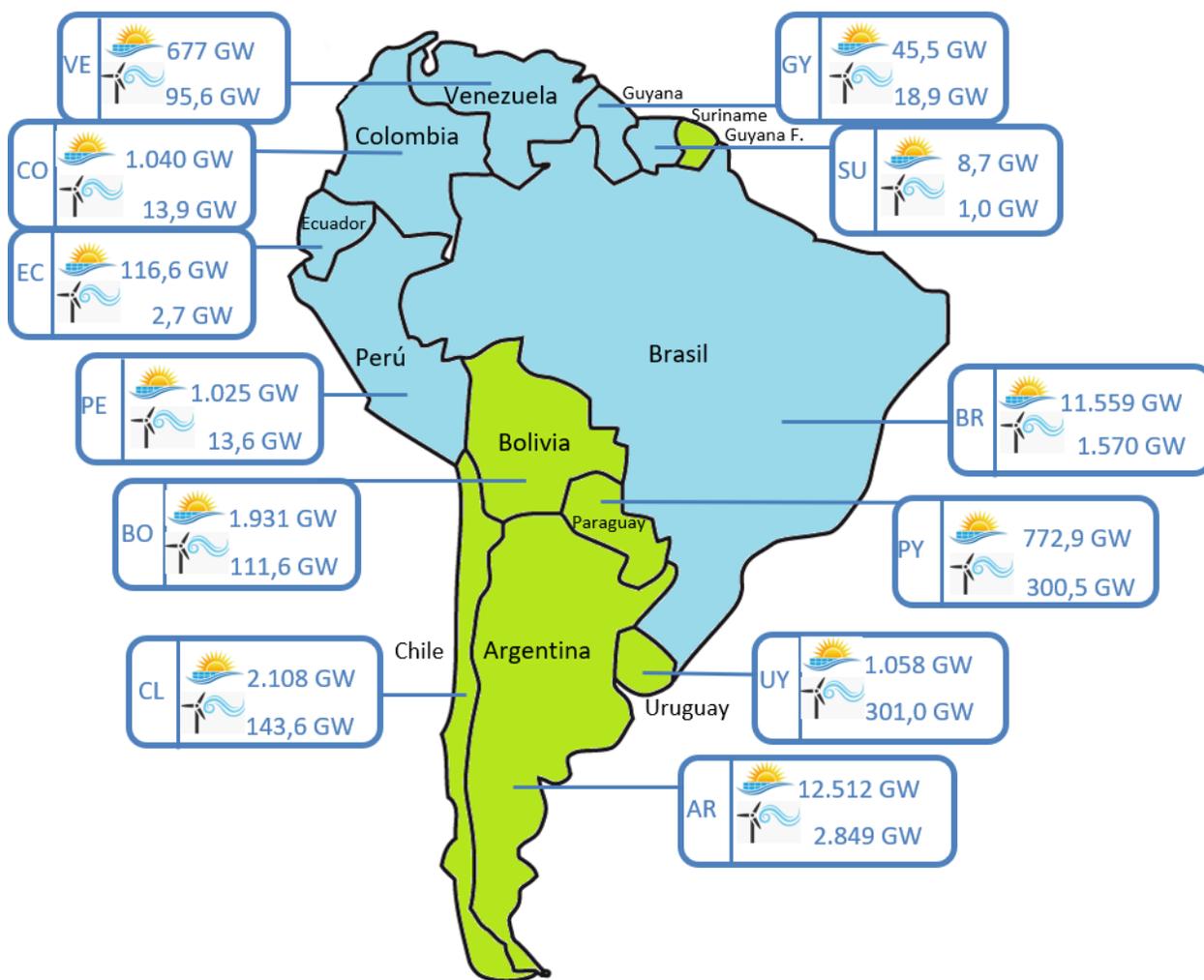


Figura 1: Potencial de capacidad instalada en generación para tecnologías solar y eólica por cada país de Sudamérica.

En vista de lo presentado en la Figura 1, resulta evidente el alto potencial de generación solar fotovoltaica y eólica en Sudamérica. Además, si los mercados eléctricos locales logran acoplarse en un único mercado sudamericano que facilite los intercambios en energía entre países, podría aprovecharse no solo el potencial renovable de cada país, sino además aprovechar las complementariedades energéticas entre distintos países con distintas zonas horarias, disminuyendo así la necesidad de generación de respaldo y utilizando de mejor manera los recursos de generación renovable disponibles. Por ejemplo: Según [16], si se analizan las complementariedades energéticas entre la generación solar en Chile y la generación eólica en Brasil para una semana de verano y otra de invierno (Figura 2 y Figura 3 respectivamente), se puede evidenciar que cuando la generación solar en Chile disminuye durante horas de la noche, la generación eólica en Brasil aumenta. Por otra parte, cuando la generación eólica en Brasil disminuye, esta disminución coincide con el aumento de la generación solar en Chile, disminuyendo así la necesidad de generación de respaldo necesaria para poder abastecer los consumos con una alta penetración de energías renovables.

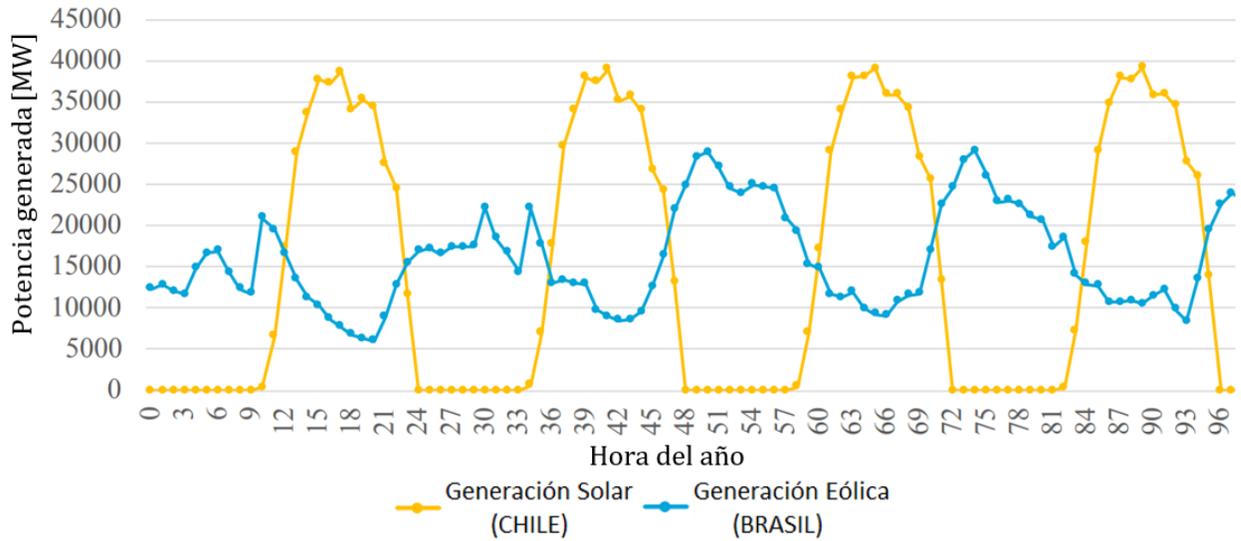


Figura 2: Complementariedad energética entre Chile (solar) y Brasil (eólica) para una semana de verano. Fuente: [16]

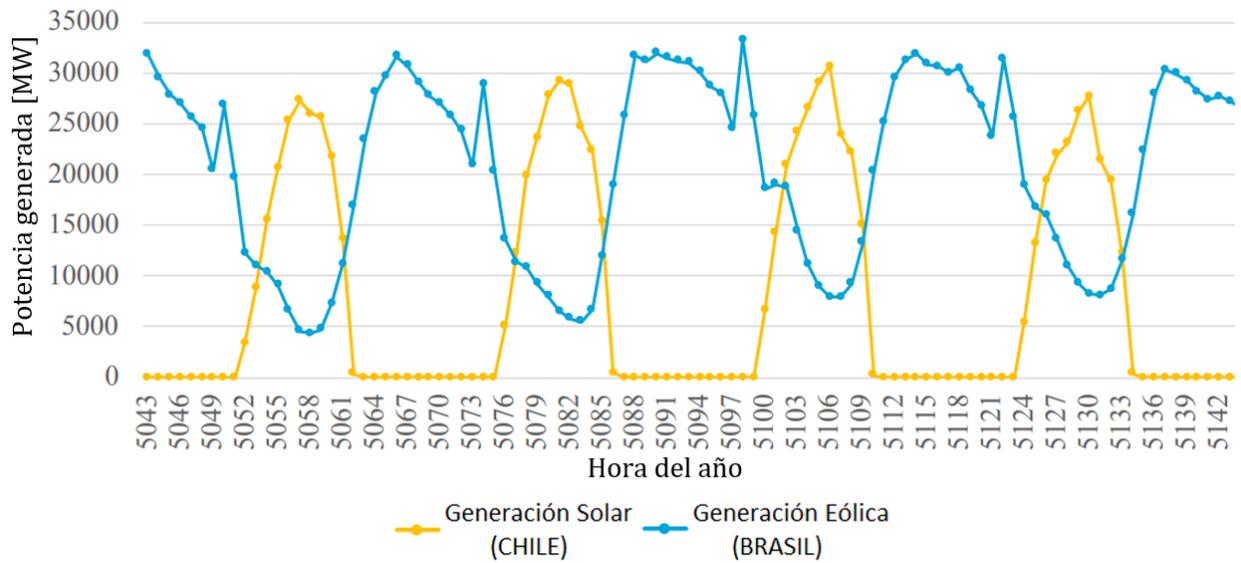


Figura 3: Complementariedad energética entre Chile (solar) y Brasil (eólica) para una semana de invierno. Fuente: [16].

2.2 Desarrollo solar en Chile

Los niveles de irradiancia solar por encima de los 5 kWh/(m²d) en la zona central de Chile, así como los 7 kWh/(m²d) en el desierto de Atacama, hacen de Chile un excelente candidato para el desarrollo de la energía solar a nivel nacional.

En el año 2004, nacen los primeros incentivos para la aparición de pequeñas plantas de generación renovable (con capacidad menor a 9 MW) mediante la ley 19.940 [24] que les permitió participar en el mercado spot, les garantizó acceso a la red de distribución, las eximió de cargos por transmisión y además simplificó el proceso de intercambio de energía dentro del SEN [25]. En el año 2007, más de 3000 sistemas fotovoltaicos independientes de pequeña escala (generación menor a 0.15 kW) fueron instalados mediante un programa de electrificación rural en el Norte de Chile [26]. Estas y varias iniciativas posteriores, acompañadas del gran potencial solar en Chile, llevaron a que en el año 2012 empezara a operar el primer centro de investigación de excelencia en temas solares: SERC-Chile.

Según [13], el potencial solar fotovoltaico en Chile, comprendido principalmente desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Valparaíso, va desde 1.238 GW (sin seguimiento) hasta 1.640 GW (con seguimiento en dos ejes) en capacidad instalada, donde el 73.2% se encuentra concentrado en la región de Antofagasta.

Si bien el potencial solar en Chile es grande, aún existen algunas barreras para su desarrollo. Concretamente, en un estudio realizado por académicos de SERC-Chile [12], se identificaron las siguientes barreras para el desarrollo de la tecnología solar en Chile:

- **Barreras económicas y de financiamiento**

Las tecnologías en base a energías renovables presentan bajos costos operacionales, así como también largos períodos de vida útil, dentro de una industria de altos costos de inversión. Las tecnologías solares no son una excepción. A pesar de que en Chile los recursos solares ayudan a recuperar las inversiones más rápido que en otras zonas, se evidencian serios inconvenientes en cuanto a financiamiento local de los proyectos, debido a que el sector carece de experiencia evaluando proyectos solares [12].

Los proyectos solares podrían ser financiables si se logran acuerdos de compra de energía. Sin embargo, los acuerdos de compra de energía muestran una tendencia futura a ser escasos debido a la incertidumbre producto de la variabilidad en los precios de energía.

El precio de la electricidad en el mercado spot ha sido muy variable durante la última década debido a la variabilidad de lluvias y de los precios de combustibles fósiles. Actualmente, el sector eléctrico incluye ciclos de demanda diaria variables, incluyendo caídas bruscas en los precios del mercado spot durante las horas de mayor radiación solar (precios cercanos a cero) producto de los límites de transmisión en la red, ya que el consumo queda cubierto por la generación solar con costo marginal prácticamente nulo. Esto, sumado a la actual depresión en el precio del petróleo, hace improbable encontrar financiamiento cuando solo se puede confiar en las ventas en el mercado spot.

- **Barreras de mercado**

Los mercados solares (para el caso térmico y solar fotovoltaico), muestran un incipiente desarrollo con tan solo unas pocas compañías locales dedicadas a la venta de productos o servicios asociados a la energía solar. Un análisis del precio de los insumos solares fotovoltaicos durante noviembre 2015 y 2016 [27], muestra que para sistemas fotovoltaicos bajo 1MW, los precios en Chile son en promedio 30-45% mayores que en Alemania. Lo anterior se puede explicar en base a los altos costos de abastecimiento de productos (principalmente importados). Además, el bajo número de compañías presentes, muestran indicios de un mercado inmaduro.

La tecnología solar en Chile es casi totalmente importada. Esto se puede explicar, en parte analizando el nivel de tecnología que utilizan algunos de los componentes necesarios para una instalación fotovoltaica (paneles, inversores), ya que en Chile el desarrollo en la industria de los semiconductores es aún incipiente. Sin embargo, hay otros componentes que podrían construirse localmente (estructuras de sujeción, entre otros) que aun así son importados. Esto radica en mayores costos y demoras.

Finalmente, el sector de la energía solar es dominado por unas cuantas grandes empresas, las cuales ejercen su poder de mercado para impedir la entrada de nuevos competidores.

- **Barreras de integración al sistema**

Dadas las restricciones de transmisión que posee el sistema, se hace difícil la operación conjunta de todos los agentes (renovables y convencionales). Para que ambos puedan operar en conjunto sin problemas, se hace necesaria una expansión de la transmisión que tenga en consideración la expansión de la generación renovable, y los puntos en que se pretende conectar.

Dado que los ciclos de operación de las instalaciones solares se limitan al día, se hace necesaria generación de respaldo. Sin embargo, para las generadoras convencionales, se complica cada vez más la operación debido a las crecientes restricciones medioambientales, lo cual dificulta su operación como respaldo. Si se considera un sistema completamente solar-hidroeléctrico (centrales hidroeléctricas como generación de respaldo), actualmente no existe capacidad de generación hidroeléctrica suficiente como para alimentar todo el sistema, por lo que se deben barajar opciones de almacenamiento o recurrir a la generación convencional en el corto plazo.

- **Barreras técnicas**

Actualmente, el mapeo del potencial solar en Chile no reviste un problema, así como tampoco la predicción de la generación en el desierto de Atacama. Sin embargo, durante los días nubosos en el desierto de Atacama (producto del fenómeno del invierno altiplánico), la predicción de la generación solar sigue siendo un obstáculo que superar, por lo que se deben realizar esfuerzos en desarrollar modelos predictivos con un rango aceptable de error.

Por otro lado, el ensuciamiento, la corrosión y la degradación a la que se enfrentan las instalaciones fotovoltaicas ocasionan un efecto negativo en las centrales. Por ejemplo: en Santiago, no tener en cuenta estos factores tiene como consecuencia una pérdida estimada del 5% en la

generación [28]. Por lo tanto, se hace necesario estudiar y entender el impacto que tienen estos factores en la generación en el corto y largo plazo.

Además, limpiar los elementos de un patio solar requiere elevadas cantidades de agua. Desafortunadamente, solo se puede utilizar agua tratada ya que el agua de bombeo cuenta con impurezas que pueden alterar el funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Por lo tanto, se hace necesario estudiar la utilización de agua tratada, para así poder optimizar su uso y evitar afectar las necesidades de las comunidades cercanas.

- **Barreras regulatorias**

En Chile se puede complicar bastante conseguir concesiones de grandes paños de tierra para instalar centrales solares fotovoltaicas. Por un lado, al negociar con privados, estos pueden asignarle un valor mucho mayor a su paño de tierra. Por otra parte, negociar con el Ministerio de Bienes Nacionales puede ser aún más complicado, dando lugar a decisiones de concesión potencialmente discrecionales [29].

En cuanto a la conexión de proyectos solares a la red, el marco regulatorio del sector eléctrico establece acceso abierto a todos los generadores. Sin embargo, en la práctica, el proceso de conexión a la red puede ser complicado, especialmente para nuevos actores [30], incluyendo demoras y procedimientos excesivamente costosos.

- **Potencial solar de Chile supera el consumo local**

En vista de la información entregada en [13] en cuanto al potencial solar en Chile, y la información en [31] acerca de la capacidad instalada de generación en el sistema chileno, se hace evidente que en un escenario en que se aprovechara todo el potencial solar en Chile, la demanda local no sería suficiente para absorber dicha generación, teniendo en cuenta la proyección de consumo nacional [15]. En base a esto, la mejor oportunidad para aprovechar al máximo el potencial de generación solar existente en Chile, es la de exportar energía solar a los países limítrofes mediante interconexiones regionales, y de esta manera aprovechar el potencial solar que tiene el país, sobre todo en la zona norte.

La tarea de aprovechar el potencial solar existente en el país no está ajena de dificultades, sobre todo por los grandes flujos de potencia que se deberían exportar mediante líneas de interconexión regional. Además, se hace necesario tener en consideración todas las dificultades asociadas a una alta penetración de generación renovable mediante convertidores, y todos los problemas de estabilidad que esto puede involucrar. Para esto, se hacen necesarios estudios de factibilidad técnica de las líneas de interconexión propuestas, y así evitar tener problemas de estabilidad entre los sistemas involucrados.

2.3 Estado actual de interconexiones regionales en Sudamérica

En el contexto de interconexiones regionales en Sudamérica, pese a la existencia de un amplio consenso respecto de los enormes beneficios que aportaría avanzar en la integración energética regional, la integración aún es incipiente. Actualmente existen 3 centrales hidroeléctricas binacionales y 21 líneas de interconexión regional entre países de Sudamérica. Además, está en fase de estudio la construcción de 2 centrales binacionales más y 18 proyectos de líneas de interconexión regional.

En total existen 21 líneas entre países, con tensiones de 115, 132, 138, 220, 230, 345, 400 y 500 kV y capacidades que van desde 36 MVA hasta 2200 MVA. Del total de interconexiones regionales, 18 son en corriente alterna (enlaces de tipo HVAC) y 4 en continua. Los largos de las líneas van desde 2 km hasta 680 km. El estado actual de interconexiones eléctricas en Sudamérica según [32], [33], [21], [22] es el mostrado en la Figura 4.

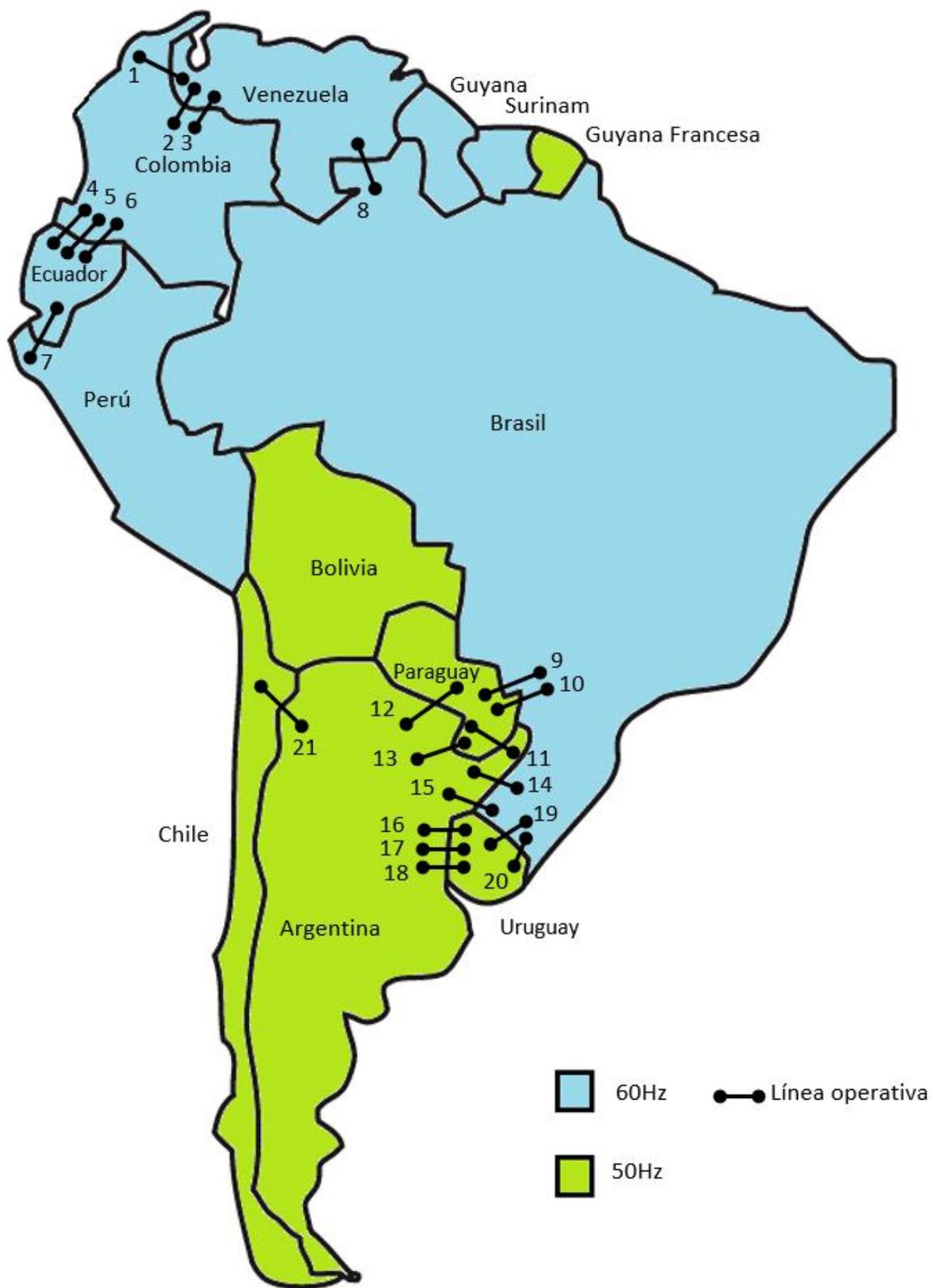


Figura 4: Interconexiones internacionales actuales en América del Sur.

La Tabla 3 presenta el detalle de las líneas de interconexión regional actualmente existentes, siguiendo la nomenclatura presentada en la Figura 4. La Tabla 4 presenta la información relativa a las centrales hidroeléctricas binacionales.

N°	Países	Ubicación	Tensión [kV]	Potencia [MVA]	Frec. [Hz]	Observaciones	Longitud [km]
1	CO-VE	Cuestecita - Cuatricentenario	230	100	60	Operativa	124
2	CO-VE	Tibú - La Fría	115	36 - 80	60	Operativa	-
3	CO-VE	San Mateo - El Corozo	230	100	60	Operativa	85,8
4	CO-EC	Pasto - Quito	230	200 / 250	60	Operativa	-
5	CO-EC	Jamondino - Pomasqui	230	332	60	Operativa	213
6	CO-EC	Ipiales - Tulcán	138	35	60	Operativa	-
7	EC-PE	Machala - Zorritos	230	332	60	Op. en emergencia	110
8	BR-VE	Boa Vista - El Guri	230 / 400	200	60	Operativa	421
9	BR-PY	Salidas de central Itaipú	500 / 220	14.000	60 / 50	Operativa	2/10/8
10	BR-PY	Foz de Iguazú - Acaray	220 / 138	50	60 / 50	Operativa	680
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	3200	50	Operativa	3,6
14	AR-BR	Rincón S.M. - Garabi	500	2.000 / 2.200	50 / 60	Operativa	135,9
15	AR-BR	P. de los Libres - Uruguayana	132 / 230	50	50 / 60	Operativa	-
16	AR-UY	Salto Grande - Salto Grande	500	1.890	50	Operativa	3,6
17	AR-UY	Concepción - Paysandú	132 / 150	100	50	Op. en emergencia	-
18	AR-UY	Colonia Elia - San Javier	500	1386	50	Operativa	23,4
19	BR-UY	Livramento - Rivera	230 / 150	70	60 / 50	Operativa	-
20	BR-UY	Pte. Medici - San Carlos	500	500	60 / 50	Operativa	-
21	AR-CL	C.T. TermoAndes - Sub. Andes	345	717,07	50	Operativa	408

Tabla 3: Tabla de información de líneas de interconexión regional entre países de Sudamérica.

Ref	Países	Denominación	Río	Capacidad Instalada	Observaciones
A	BR-PY	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	AR-UY	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación
C	AR-PY	Yacyretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	AR-BR	Garabi	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	AR-PY	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Tabla 4: Información de centrales hidroeléctricas binacionales entre países de Sudamérica.

A continuación, se resume el estado actual de interconexiones entre países de Sudamérica (líneas que se encuentran actualmente en operación):

- Perú y Colombia

El año 2017, la integración eléctrica entre Ecuador y Colombia consistía en tres líneas de interconexión (dos líneas de 230 kV y 250 MW de capacidad, y otra de 138 kV con 35 MW de capacidad). Estas interconexiones actualmente permiten mantener intercambios de energía pequeños en comparación al orden de magnitud de ambos mercados. El intercambio principal de energía realizado mediante la interconexión corresponde a Ecuador importando energía desde Colombia. Desde la perspectiva del sistema eléctrico colombiano, la interconexión con Ecuador comprende un 4% de la capacidad efectiva de generación [34].

- Perú y Ecuador

Los estudios de interconexión entre Perú y Ecuador empezaron a realizarse durante el año 2000. Uno de los primeros estudios relevantes se realizó el año 2001 [35], que planteaba una interconexión entre ambos sistemas a 220 kV con una capacidad de transferencia de 2 x 125 MVA (línea de doble circuito). En el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina (CAN) se implementó el 2005 un enlace simple a 230 kV entre Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador), de 332 MVA de capacidad. Sin embargo, dadas las limitaciones en los sistemas de transmisión peruano y ecuatoriano, esta línea de interconexión presenta restricciones en cuanto a la capacidad máxima de operación de la línea, quedando limitada a tan solo 110 MW de transferencia de carga [36]. Si se opera esta línea, sobre los 110 MW de potencia, se violan los márgenes de generación de potencia reactiva de los compensadores estáticos de tensión (SVC) del norte del Perú [37].

Actualmente, aún no se ha concretado un acuerdo regulatorio para la operación de la interconexión, por lo que el enlace no se encuentra en servicio. Sin embargo, éste ha operado como apoyo temporal entre los sistemas de ambos países en situaciones de emergencia, limitado a la capacidad máxima a la cual puede operar el enlace (110 MW).

- Argentina y Brasil

El primer acuerdo formal en materia de interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil fue el año 1982, de mano del holding brasileño ELETROBRAS y la empresa Argentina Agua y Energía Eléctrica. Estos primeros esfuerzos permitieron construir en 1995 la primera línea de interconexión entre ambos países: la línea Paso de los Libres – Uruguayana, con una tensión de 132 kV y capacidad de 50 MW.

Hacia finales de la década de los 90, Brasil empezó a prever un futuro período de desabastecimiento eléctrico. En base a esto, comenzaron esfuerzos brasileños para importar energía desde Argentina mediante la línea de interconexión Garabí (proyecto CIEN). La línea de interconexión de doble circuito Garabí I y II consistía inicialmente en una línea de 500 kV y 1050 MW de capacidad (Garabí I), la cual se instaló en el año 2000 para solucionar el desabastecimiento energético en Brasil. La línea de interconexión Garabí fue ampliada a una línea de doble circuito, con tensión de 500 kV y capacidad de entre 2000 y 2200 MW. A partir del año 2004, la crisis energética Argentina, y las condiciones hidrológicas favorables en las centrales hidroeléctricas brasileñas, hacen que Argentina empiece a importar energía eléctrica desde Brasil.

- Argentina y Paraguay

Actualmente se encuentran habilitadas tres líneas de interconexión entre Argentina y Paraguay: 1) El Dorado – Mcal. A. López, con nivel de tensión de 220 / 132 kV y capacidad de 30 MW, 2) Clorinda – Guarambaré, 132 / 220 kV y capacidad de 150 MW, y 3) Línea de interconexión en la salida de la central binacional Yacyretá, que tiene capacidad para transportar 3200 MW a 500 kV. El aprovechamiento de los recursos hidráulicos compartidos entre ambos países contempla dos centrales hidroeléctricas binacionales: Yacyretá y Corpus.

La central hidroeléctrica Yacyretá consiste en el aprovechamiento por ambas naciones del río Paraná, generando 3200 MW, aprovechados de manera equitativa entre ambas naciones. Los

estudios para realizar en forma conjunta la central empezaron en el año 1958. La construcción del proyecto empezó en 1983 y la central inició su operación en 1994.

Para la década del 70, la comisión mixta Argentino Paraguaya (COMIP) avanzó en la definición del proyecto Corpus Christi, que consiste en una central hidroeléctrica de 3000MW, con características similares a la central Yacretá. Esta central aún se encuentra en estudio.

- Argentina – Uruguay

La construcción en 1979 de la central binacional Salto Grande (que genera 1980 MW divididos de manera equitativa entre Argentina y Uruguay), permitió la realización de la primera interconexión entre ambos países, que transmite la energía producida desde la central hacia ambas naciones. Esta interconexión fue planteada como el “cuadrilátero de Salto Grande”, que unía 4 subestaciones (dos en Uruguay, y dos en Argentina), dando pie a las líneas Salto Grande – Salto Grande (500 kV y 1890 MW de potencia) y Colonia Elía – San Javier (500 kV y 1386 MW de potencia). La realización de esta interconexión fue formalizada en el Acuerdo de Interconexión Energética, firmado por los gobiernos de Argentina y Uruguay en 1974, que estipuló también la construcción de la línea de interconexión Concepción – Paysandú (132/150 kV y 100 MW de Potencia). Ambas líneas se encuentran actualmente operativas.

- Argentina y Chile

Para efectos de adquirir una ventaja competitiva por sobre sus competidores dentro del mercado eléctrico local chileno para abastecer el Norte Grande del país, nace la iniciativa privada de interconectar Chile y Argentina y así usar centrales de ciclo combinado argentinas. Esto llevó a que en 1999 finalizara la construcción de la central térmica “Termoandes” con la respectiva línea de interconexión entre Chile y Argentina. Esta línea opera con un nivel de tensión de 345 kV y capacidad de 633 MW, entre el Norte Grande de Chile y Salta en Argentina.

- Brasil y Uruguay

Entre Brasil y Uruguay existen 2 líneas de interconexión actualmente operativas: 1) Línea Livramento – Rivera (230/150 kV y 70 MW de capacidad) utilizada para atender situaciones de desabastecimiento en Brasil o Uruguay (línea que opera solamente en casos de emergencia), y 2) Línea Pte. Medici – San Carlos (500 kV y capacidad instalada de 500 MW).

- Brasil y Venezuela

Con el propósito de mejorar la calidad y costo del suministro eléctrico en la capital del estado brasileño de Roraima (Boa Vista) cuyo sistema no tiene conexión al Sistema Interconectado Nacional de Brasil, se firma un convenio entre Brasil y Venezuela. El convenio contempla la compra de energía durante 20 años, mediante una línea de capacidad de 200 MW, y tensión de 230/400 kV entre Brasil y Venezuela. Esta línea se encuentra operativa desde el año 2001.

2.4 Proyectos de interconexión entre países de Sudamérica

Durante la “Semana de la energía sostenible para América Latina y el Caribe”, que se desarrolló entre el 6 y 9 de septiembre de 2016 en Panamá, se expusieron todos los avances y posibilidades de mayor integración energética en América Latina (AL) y el Caribe. En este contexto, en [38] se definió cuáles eran los proyectos con algún grado de avance que permitirían avanzar en la integración energética. Además de los proyectos definidos en [38], en los últimos años se han añadido dos proyectos en el marco de integración regional en Sudamérica: 1) Línea de interconexión entre Perú y Ecuador, y 2) Línea de interconexión entre Chile y Argentina. De los proyectos de interconexión regional anteriormente mencionados, si se incluyen los proyectos de enunciados en [39], y se consideran únicamente aquellos que involucren países de Sudamérica, actualmente se tendrían 22 proyectos de interconexión (Tabla 5).

Nº	Países involucrados	Proyecto	Voltaje [kV]	Longitud [km]	Capacidad [MVA]	Estado Actual
1	PE-BR	Inambari	500	3470	2200	En estudio
2	BO-BR	Cachuela Esperanza	500	2850	800	En estudio
3	CO-PA	Cerromatoso - Panamá	400	614	300	En estudio
4	BO-CL	Laguna Colorada - R. Tomic	230	150	180	En estudio
5	BO-AR	Juana Azurduy de Padilla	500	90	500	En espera de licencia ambiental Argentina para empezar construcción en lado argentino (ya empezó obra en lado boliviano).
6	BO-PY	Yaguacua - Loma Plata	-	500	200	En estudio
7	BO-BR	Warnes - Puerto Suárez	-	590	500	En estudio
8	BR-GY-FG-SU	Interconexión A. Norte	230	1800	3000	En estudio
9	AR-PY-BR	Yacyretá - Itaipú	500	3200	2000	En estudio
10	BO-PE	Mazocruz - Puno	230	215	150	En estudio
11	PE-CL	Arica - Tacna	230	45	100	En estudio
12	PE-EC	Puesta en operación línea Machala - Zorritos	220/230	107	100	No operativa
13	PE-EC	Piura Nueva - Frontera	500	587	1000	En estudio
14	CL-AR	-	-	-	-	En estudios económicos para definir la mejor alternativa (4 opciones)
15	CL-AR	Wheeling de energía CH-AR	500	-	-	No es factible, según [40]
16	PY-AR-CL	Swap de energía PY-AR-CL	-	-	200	En estudio
17	BR-AR	Operación Garabí I y II mediante contratos	500	490	2000	En estudio
18	PY-AR-UY	Venta de energía en tránsito desde Paraguay a Uruguay			200	En negociaciones con Argentina, al salir perjudicado con la ejecución del proyecto.
19	CO-EC	Línea Jamondino - Pifo	500	551	1500	En estudio
20	EC-PE	Línea Yaguachi – Trujillo	500	638	1000	En estudio
21	PE-CL	Línea Montalvo – Crucero (HVDC)	500	645	1500	En estudio
22	BO-CL	Línea Chicobija - Tarija - Chuquicamata	230	489	340	En estudio

Tabla 5: Proyectos que involucran líneas de interconexión entre países de Sudamérica.

2.4.1 Estudios realizados para nuevas interconexiones en Sudamérica

Durante los últimos años ha surgido un gran interés por parte de los países de Sudamérica en interconectarse eléctricamente entre sí, dado el beneficio económico así como las ventajas técnicas en términos de seguridad que implican los sistemas interconectados con mayor robustez. De los 22 proyectos presentados en la Tabla 5, actualmente existen varios estudios que realizan un análisis ya sea económico, ambiental y/o técnico de uno o varios de estos proyectos de interconexión. De estos estudios se puede resumir:

- En [17] se realiza un estudio económico y de emisiones en diez de los proyectos candidatos presentados en la Tabla 5, que corresponden a los más atractivos para la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) en términos de integración eléctrica.
- En [21] y [22], se realiza un estudio económico y de factibilidad política (evaluando impactos sociales y ambientales), del proyecto de interconexión eléctrica entre Guyana, Guyana Francesa, Surinam, y las regiones limítrofes de Brasil.
- En [19] y [20] se realiza un estudio técnico de estabilidad y otro de tipo económico para evaluar la interconexión entre Chile y Perú (Línea entre Tacna y Arica).
- En [18] se analizan los proyectos que involucran las líneas 19, 20, 21 y 22 presentadas en la Tabla 5. El estudio evalúa dichas interconexiones desde una perspectiva económica para distintos escenarios, con distintos niveles de integración regional. El estudio incluye además un análisis de las barreras presentes en las interconexiones propuestas.
- En [15] se presenta un estudio económico y ambiental (en base a un análisis de emisiones) para Sudamérica considerando las interconexiones sudamericanas proyectadas en la Tabla 5 para un escenario de alta penetración renovable en generación.

A continuación, se resumen los resultados obtenidos en los estudios anteriormente mencionados.

a) Línea de interconexión entre Perú y Brasil, por la construcción de la central hidroeléctrica Inambari

Este proyecto nace producto del interés brasileño de importar energía de la central hidroeléctrica Inambari en Perú (2000 MW). La construcción de la central involucra la construcción de la línea de interconexión entre Perú y Brasil. El estudio económico realizado en [17], concluye que de concretarse la interconexión entre Perú y Brasil habría un índice beneficio–costo positivo para Brasil, pero incierto para Perú.

Durante el año 2011, el proyecto de construcción de la central Inambari quedó archivado por el gobierno peruano, tras declarar “abandono en el procedimiento de participación ciudadana para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)” [41]. Esto dificulta la construcción de la central Inambari, y la respectiva línea de interconexión Perú-Brasil en el corto y mediano plazo, al tener que plantear de otra manera el proyecto que involucra la construcción de la central.

b) Línea de interconexión entre Bolivia y Brasil, producto de la hidroeléctrica Cachuela Esperanza

Este proyecto nace producto del interés de Brasil de importar energía desde la central hidroeléctrica Cachuela Esperanza en Bolivia (mediante una línea de 800 MVA). La construcción de la central va de la mano con la construcción de una línea de interconexión entre Brasil y Bolivia. Este proyecto tendría una relación beneficio-costo positiva para ambos países, dadas las economías de escala presentes en el proyecto, y para el año 2019 aún se encuentra en fase de estudio.

c) Interconexión entre Colombia y Panamá

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en HVDC (corriente continua de alto voltaje) de aproximadamente 614 km de longitud (340 km en territorio colombiano y los restantes 274 km en territorio panameño), entre las subestaciones Cerromatoso (Colombia) y Panamá II (Panamá). El plan incluye un tramo submarino de 55 km (15 km en Colombia y 40 km en Panamá), a un voltaje de 400kV. Luego de realizado el estudio [17], se concluye que la interconexión Colombia-Panamá es atractiva tanto en términos netamente económicos como ambientales para ambos países. Además, esta interconexión representa un hito de la integración energética regional, pues enlaza América Central con la región Andina.

d) Interconexión entre Argentina y Brasil

El diseño original de la interconexión Argentina-Brasil (CIEN) era muy innovador, pues involucraba la interconexión y contratos de suministro en un mismo esquema comercial, donde Argentina se acoplaba al sistema de Brasil como una planta termoeléctrica virtual en el despacho brasileño (Argentina exportando energía termoeléctrica a Brasil). Actualmente, la línea de interconexión de doble circuito Garabí entre Brasil y Argentina, se encuentra operativa pero de manera limitada, a través de un esquema donde Brasil exporta energía a Argentina con carácter interrumpible, sin alterar el despacho brasileño ni afectar la calidad de suministro local. El monto de energía que Brasil envía para Argentina durante el invierno (estación de demanda máxima en Argentina) se compensa por un envío en la dirección opuesta en las demás estaciones (intercambio neto anual nulo). Para el año 2004, la crisis de gas argentino implicó una reducción sustancial de las exportaciones de energía desde Argentina a Brasil, por lo que la operación de la línea de interconexión Garabí se vio restringida, ya que el mercado brasileño presentó dificultades en la confiabilidad del suministro energético.

Dado que la mayor parte de los problemas con el suministro de gas en Argentina ya están superados, la conclusión de [17] es “rescatar” el proyecto de interconexión original, pues los beneficios operativos y ambientales exceden sustancialmente los costos asociados a la completa operación de la línea de interconexión (índice beneficio-costo positivo para ambos países).

e) Interconexión entre Paraguay, Argentina y Chile

El objetivo de este proyecto es enviar energía hidroeléctrica de Paraguay hasta el norte de Chile, utilizando líneas ya existentes (Figura 5). Dado que Paraguay y Chile no tienen fronteras, la idea es que Paraguay aumente en 200 MW su envío de energía hacia Argentina, a través de la planta binacional Yacyretá, y Argentina a su vez envíe estos 200 MW hacia Chile. El proyecto no

requiere inversiones en nueva capacidad de transmisión, puesto que utilizaría las líneas de interconexión entre Argentina y Paraguay existente, así como la línea existente entre Chile y Argentina presentadas en la sección 2.3 (Tabla 3).

Este proyecto entre Paraguay, Argentina y Chile resultó uno de los más atractivos del estudio [17], dado el beneficio económico y ambiental que implica para los países involucrados. Además, es un buen ejemplo de uso innovador de infraestructura existente.



Figura 5: Esquema de transmisión para el swap entre Paraguay, Argentina y Chile planteado.

f) Interconexión entre Chile y Argentina

Este proyecto busca explotar el potencial hidroeléctrico del sur de Chile, en la región de Aysén. Debido a la topografía del país, el costo de las líneas de transmisión que conectarían las centrales hidroeléctricas al SEN por Chile sería elevado y, además, habría dificultades ambientales. En este contexto, una alternativa para realizar estos proyectos hidroeléctricos en Chile es la construcción de una línea de transmisión donde estarán ubicados los proyectos hidroeléctricos, hasta la región sur de Argentina (barra en 500 kV Santa Cruz del Norte). La propuesta de conexión desde Argentina al SEN en Chile se plantea a través de una línea entre Mendoza y la región de Santiago (Figura 6).

En el estudio presentado en [17], se concluye que el esquema propuesto no es factible debido a restricciones de transmisión en el sistema argentino. Para solucionar los problemas de congestión en el sistema interconectado de Argentina (SADI) existen dos posibilidades: a) Refuerzo de circuitos en el sistema argentino para permitir la transferencia de potencia desde las hidroeléctricas chilenas hasta el SEN pasando por el SADI en Argentina, y b) Construcción de líneas dedicadas exclusivamente a la conexión entre las hidroeléctricas chilenas y el sistema argentino, así como las líneas que irán desde Argentina hasta el SEN en Chile (aproximadamente

2.000 km). De todas maneras, se deben hacer estudios adicionales, tanto para el refuerzo del sistema SADI como también para la elección de la mejor alternativa de conexión exclusiva.



Figura 6: Esquema de transmisión para el Wheeling entre Chile y Argentina planteado.

g) Interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil

El proyecto de interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil incluye construir una línea a 500 kV de 3200 km. de longitud y capacidad de 2.000 MW cruzando Paraguay que interconectaría las plantas binacionales Yacyretá e Itaipú (Figura 7).

Los resultados del estudio [17] indican que la interconexión propuesta resultaría en beneficios económicos y ambientales sustanciales para todos los países involucrados. Sin embargo, estos beneficios se reducen también sustancialmente si se considera la operación de la interconexión CIEN (Argentina-Brasil), que hoy está restringida a intercambios estacionales. Además, está el tema del Tratado de Itaipú entre Paraguay y Brasil, que no permite la venta de la energía de Itaipú a un tercer país.



Figura 7: Esquema de transmisión, para interconexión entre Argentina, Paraguay y Brasil mediante centrales Yacyretá e Itaipú.

h) Interconexión entre Perú y Ecuador

Hoy en día, si bien ya existe una interconexión de 100 MW entre Perú y Ecuador (Machala - Zorritos), esta no es utilizada por razones regulatorias (contrato de intercambio entre los países) [36], así como por la incapacidad de la línea de funcionar a su capacidad máxima debido a que genera problemas de voltaje, por lo que no podría operar en régimen permanente. A su vez, Ecuador está interconectado con Colombia, por lo que el análisis de la interconexión Perú-Ecuador debe tomar en cuenta la operación de los tres países. El estudio realizado en [17] presenta una evaluación económica para la construcción de una nueva línea de interconexión entre Perú y Ecuador. El estudio, entrega resultados inciertos en cuanto a los beneficios de realizar otra interconexión entre Perú y Ecuador (ya que la línea de interconexión actual se encuentra operativa pero no es utilizada). Sin embargo, la expansión en la transmisión considerada en [15], para un escenario altamente renovable e integrado regionalmente en Sudamérica, indica que el escenario de interconexión óptima entre Perú y Ecuador, desde una perspectiva de optimización económica, sería la construcción de la línea “Piura Nueva – Frontera”, de 587 km. de longitud, con una tensión de 500 kV y capacidad de transmisión de 1000 MVA.

i) Interconexión entre Bolivia y Perú

La conexión propuesta entre Bolivia y Perú se compone de una línea de 230 kV de 215 km de longitud y de una estación DC *back to back* debido a la diferencia de frecuencia entre los países. Su capacidad es 125 MW. Luego de realizado el estudio económico y de emisiones [17], se concluye que la interconexión propuesta es potencialmente atractiva, con un índice beneficio-costos positivo equivalente a 1,3. Sin embargo, se recomienda una simulación más detallada de los intercambios, de acuerdo con las reglas de precios para exportación e importación definidos por ambos países.

j) Interconexión entre Bolivia y Chile

La propuesta de interconexión entre Bolivia y Chile fue motivada por la construcción planeada de una planta geotérmica de 100 MW, Laguna Colorada, en Bolivia. La barra Laguna Colorada está solamente a 150 km de la barra Radomiro Tomic, en el SEN chileno. La línea de interconexión sería en 230 kV, con una longitud de 150 km, capacidad de 180 MW y costo total de USD 30,5 millones. El análisis de esta interconexión se realizó para 3 años de simulación, y se concluye que la interconexión entre Bolivia y Chile (en el SEN) es muy atractiva en términos económicos y ambientales, ya que presentaría un índice beneficio-costos de 29,2 (por cada unidad monetaria invertida en el proyecto, retorna 29,2 veces ese valor). Para el caso en que se considera la inyección de 200MW en el SEN producto del proyecto de interconexión entre Paraguay, Argentina y Chile, el índice beneficio-costos sigue siendo atractivo, ya que alcanza un valor cercano a 11,1 según [17].

k) Interconexión entre Perú y Chile

En [19] se estudia una posible interconexión entre Perú (Tacna) y Chile (Arica). El sistema eléctrico peruano opera con una frecuencia de 60 Hz, mientras que el sistema eléctrico chileno opera a 50 Hz. En vista de esto, estos sistemas no se pueden interconectar mediante una línea de corriente alterna (AC) a menos que haya una conversión de frecuencias entre ellos. Para esto, la línea de interconexión debe considerar subestaciones convertoras de frecuencia, y así poder interconectar estos sistemas a pesar de las diferentes frecuencias a las cuales operan. Para el diseño de la interconexión propuesta (con las respectivas subestaciones de conversión de frecuencia) se han considerado dos alternativas:

k.1) Interconexión mediante dos líneas de corriente alterna (AC), con tensión 220 kV que se vinculan a una estación de conversión HVDC con subestaciones de conversión de corriente continua (DC) que permiten la transferencia de potencia entre los sistemas de 60 Hz de SEIN (Perú), y de 50 Hz para el SEN (Chile).

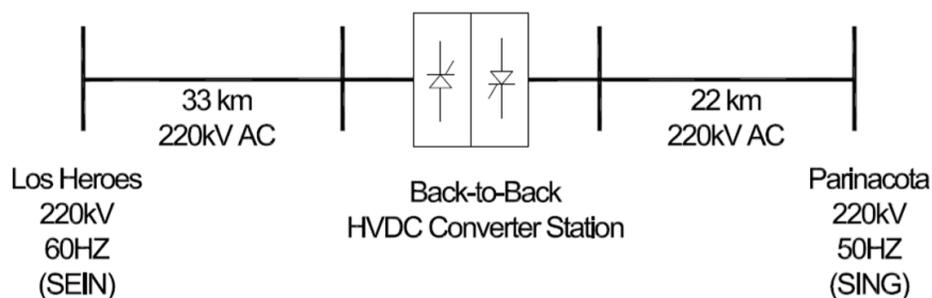


Figura 8: Alternativa 1 de interconexión entre Chile y Perú evaluada en [19].

k.2) Interconexión mediante línea de transmisión de corriente continua HVDC, con tensión 220kV entre Tacna y Arica.

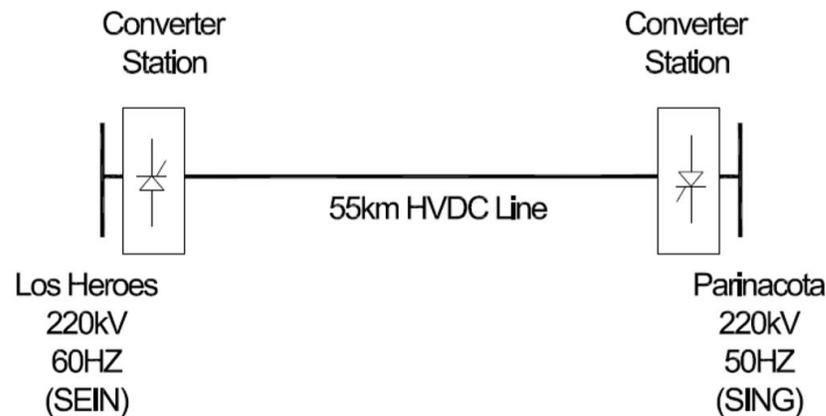


Figura 9: Alternativa 2 de interconexión entre Chile y Perú evaluada en [19].

Ambas interconexiones se evalúan para tres capacidades distintas: 100, 150, y 200 MW. Los estudios de flujo de potencia en régimen estacionario indicaron un requisito más alto de potencia reactiva en la subestación “Los Héroes” en Tacna para la opción de interconexión de 200MW para ambas alternativas de interconexión.

De acuerdo con los niveles de falla calculados, hay suficiente razón de cortocircuito (RCC) disponible en las subestaciones “Los Héroes” (Tacna) y “Parinacota” (Arica) para las potencias nominales de 100 y 150MW, lo que significa que se puede implementar un esquema de interconexión HVDC con uso de tiristores sin necesidad de compensación reactiva adicional. Los estudios realizados indican que la razón de cortocircuito en la subestación “Parinacota” es muy baja para una potencia nominal de la línea de 200MW. De esta manera, un enlace de interconexión de 200MW entre Chile y Perú necesitaría un condensador sincrónico de una potencia nominal cercana a 30MVA para proporcionar la reactancia necesaria en la interconexión de ambos sistemas.

Los estudios iniciales de estabilidad transitoria realizados indican que no hay problemas de recuperación de tensión o de estabilidad tras contingencias significativas en los sistemas. Luego de realizado el estudio se concluye que para la interconexión entre Chile y Perú, si esta se establece tanto con un convertidor de HVDC back-to-back o dos convertidores HVDC conectados por medio de una línea de tipo HVDC, serían opciones técnicamente viables para la interconexión entre ambos países.

En vista de los resultados obtenidos en [19], en [20] se realiza un análisis económico de la interconexión entre Perú y Chile, para una capacidad de enlace de 100MW, 150MW, y 200MW, evaluada tanto para un convertidor de HVDC back-to-back o dos convertidores HVDC conectados por medio de una línea de tipo HVDC. Este análisis consideró 16 escenarios de operación y un análisis de sensibilidad para todas las configuraciones posibles en que se pueda desarrollar la interconexión. El horizonte de evaluación considerado es de 10 años. El análisis desarrollado en [20], estimó los ahorros en costos de producción y si estos ahorros son suficientes para compensar los costos de inversión de la interconexión. Los beneficios netos que se muestran en este estudio probablemente incrementarían si se basaran en precios de mercado de la energía que, en el mercado spot, se ven impulsados por el costo marginal de la última unidad despachada.

La evaluación económica realizada indica que las interconexiones de 150 MW y 200 MW lograrían un retorno sobre el capital de aproximadamente 51% y 45% respectivamente, lo que indica una inversión con amplio margen de beneficios para ambos países. Un análisis del pago de la inversión para la interconexión planteada de 150 MW y 200 MW indica un retorno de la inversión en menos de seis años y de poco más de seis años respectivamente para cada opción.

D) Interconexión entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú

En [18], se analizan los proyectos que involucran las siguientes líneas (presentadas en la Tabla 5):

- 1.1) Línea Jamondino – Pifo, entre Colombia y Ecuador
- 1.2) Línea Yaguachi – Trujillo, entre Ecuador y Perú
- 1.3) Línea Montalvo – Crucero (HVDC), entre Perú y Chile
- 1.4) Línea Chicobija - Tarija – Chuquicamata, entre Bolivia y Chile

En el estudio desarrollado se evalúan dichas interconexiones desde una perspectiva económica, identificando las principales barreras técnicas, comerciales y regulatorias existentes, junto con las posibles condicionantes para su desarrollo. Este análisis, se realiza para cuatro escenarios de interconexión:

- **Escenario base:** Solo existe la interconexión entre Colombia y Ecuador presentada en la Tabla 3.
- **Escenario 1:** Considera un refuerzo en la interconexión entre Colombia y Ecuador mediante la línea Jamondino – Pifo, así como también la línea de interconexión Yaguachi – Trujillo entre Ecuador y Perú.
- **Escenario 2:** Considera un refuerzo en la interconexión entre Colombia y Ecuador mediante la línea Jamondino – Pifo, también considera la línea de interconexión Yaguachi – Trujillo entre Ecuador y Perú, y la línea de interconexión Montalvo Crucero entre Perú y Chile.
- **Escenario 3:** Considera un refuerzo en la interconexión entre Colombia y Ecuador mediante la línea Jamondino – Pifo, también considera la línea de interconexión Yaguachi – Trujillo entre Ecuador y Perú, la línea de interconexión Montalvo Crucero entre Perú y Chile, y la línea Chicobija – Tarija – Chuquicamata entre Bolivia y Chile.

El esquema de interconexiones planteado por cada escenario es el que se muestra en la Figura 10 a continuación:

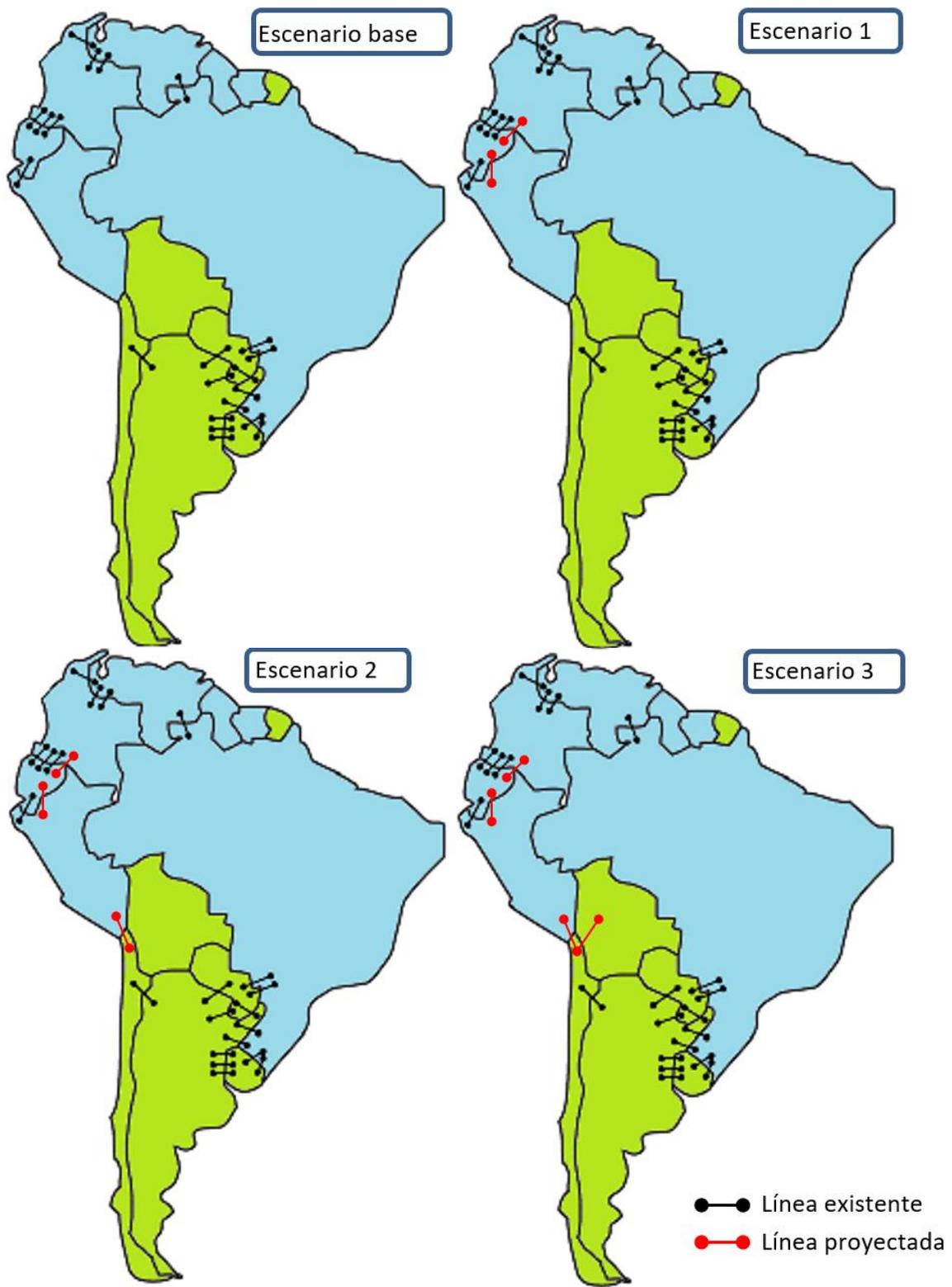


Figura 10: Esquema de interconexiones planteado por cada escenario del estudio [18].

Las características de las líneas anteriormente mencionadas se presentan en la Tabla 6.

Países	Nombre de Línea	Voltaje [kV]	Longitud [km]	Capacidad [MVA]
CO-EC	Línea Jamondino - Pifo	500	551	1500
EC-PE	Línea Yaguachi – Trujillo	500	638	1000
PE-CL	Línea Montalvo – Crucero (HVDC)	500	645	1500
BO-CL	Línea Chicobija - Tarija - Chuquicamata	230	489	340

Tabla 6: Características de líneas de interconexión propuestas en [18].

De los resultados obtenidos en el estudio se concluye que al interconectar los sistemas eléctricos locales, se producen fuerzas de mercado relevantes que permiten obtener beneficios para todos los mercados eléctricos involucrados.

Las ganancias encontradas en el estudio sugieren que los enlaces internacionales pueden generar oportunidades de negocio relevantes y así profundizar la idea de conectar los mercados eléctricos. La interconexión eléctrica de los países de la Comunidad Andina con Chile produce beneficios muy importantes, que superan ampliamente los costos de inversión, operación y mantenimiento. Si bien la existencia de diferencias relevantes en los precios de los insumos de generación entre los distintos países podrían representar una barrera para la integración eléctrica, aún bajo estas condiciones, existe la posibilidad de obtener una situación mutuamente beneficiosa entre los países que se interconectan eléctricamente.

Finalmente, es importante mencionar que uno de los supuestos utilizados en el estudio, era que la interconexión SIC-SING en Chile no se efectuaría dentro del horizonte de evaluación (desde el año 2010 hasta el año 2022). Actualmente, la interconexión SIC-SING se encuentra operativa, lo que sugiere que los resultados del estudio [18] puedan verse alterados.

m) Interconexión entre Guyana, Guyana Francesa, Surinam y las regiones de Amapá y Roraima en Brasil.

En [21] y [22] se presenta un estudio económico y de factibilidad política (analizando eventuales impactos ambientales y sociales), para analizar el potencial que tendría una interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de Guyana, Guyana Francesa, Surinam y las regiones de Amapá y Roraima en Brasil. Actualmente todos los países mencionados se encuentran eléctricamente aislados entre sí. El estudio plantea la interconexión de manera que Guyana, Guyana Francesa y Surinam se interconecten eléctricamente entre sí, y exporten energía a las regiones de Roraima y Amapá en Brasil. El esquema de interconexión propuesto es el presentado en la Figura 11.



Figura 11: Países y regiones del Arco Norte e interconexión propuesta

En la primera parte del estudio [21], se analizaron dos posibles escenarios de expansión en generación para Guyana, Surinam y Guyana Francesa; 1) Sistemas Aislados entre sí, y 2) Sistemas interconectados entre sí y exportando excedentes de energía a Roraima y Amapá (analizando también la capacidad en transmisión necesaria para exportar energía hacia Brasil). De la primera parte del estudio, se concluye que la opción más económicamente viable, así como también la con menor impacto ambiental y social, es la de realizar interconexiones regionales entre Guyana, Surinam, Guyana Francesa, y Brasil con una capacidad instalada que permita la exportación inicial de 1500 MW hacia Brasil, con un aumento gradual a los 3000 MW.

Teniendo en cuenta todos los posibles proyectos de generación a realizarse en Guyana, Guyana Francesa y Surinam (países que exportarían sus excedentes a Brasil), se realizó una planificación de la generación para determinar el plan de expansión de generación óptimo capaz de enfrentar la demanda pronosticada local y regional, con el menor costo asociado (considerando costos de inversión y operación). Los resultados obtenidos indicaron que el principal país exportador de energía sería Guyana, generando el 94,9% de la energía necesaria para abastecer la demanda local (viendo a los tres países como un único bloque) y exportar hacia Brasil [22]. La planificación de la transmisión se hizo después de la planificación de la generación, y en base a eso se determinó la expansión en transmisión.

En vista de los resultados obtenidos del proceso de planificación en generación y transmisión, el estudio propone la construcción de cuatro líneas de transmisión de 230 kV, y una línea de 500kV (interconexión Guyana – Roraima), que serían cuatro para conexiones internacionales y una línea de conexión local en Guyana. Además, se considera la construcción de diez subestaciones. El costo de capital total sería de US\$738 millones. Para minimizar el impacto social y ambiental que conlleva la construcción de estas líneas, el estudio propone su construcción en caminos y rutas ya establecidas, evitando cruzar tierras indígenas y zonas naturales protegidas. De esta manera, la longitud total de las líneas sería aproximadamente 1900 kilómetros.

En [22] se realizó un análisis de sensibilidad del valor presente neto de todos los proyectos en su conjunto. El estudio desarrollado concluye que los beneficios económicos que implica la realización de las interconexiones propuestas en estos países, hacen rentables estos proyectos con un amplio margen de utilidades para todos los escenarios posibles. Sin embargo, la institucionalidad y normativa en temas de integración eléctrica regional, así como también en

mercados eléctricos por parte de las naciones involucradas, resulta ser una barrera para la realización del proyecto [42].

n) Integración eléctrica total en un escenario de alta generación renovable para AL

En [15], se realiza un estudio económico y ambiental (en base a emisiones) que analiza los costos de inversión y beneficios producto de una interconexión regional entre todos los países de AL, con una matriz de generación energética altamente renovable para el año 2030 ($\geq 80\%$). El estudio desarrolla una planificación conjunta de generación y transmisión considerando el pronóstico de demanda en AL, proyectos de generación futuros, capacidad instalada de cada país, interconexiones existentes entre países, proyectos de interconexión eléctrica entre países de AL (presentados en [38]), costos de inversión, y costos de operación eléctrica por cada país. Esta planificación conjunta (generación y transmisión), se realizó para tres casos de estudio:

- **Escenario base:** Baja penetración de energía renovable, sin inversión en líneas de interconexión eléctrica internacional (solo se usan las que hay disponibles actualmente, considerando la dinámica de exportación actual).
- **RE+:** Alta penetración de energía renovable (80% para 2030), sin inversión en líneas de interconexión eléctrica internacional (solo se usan las que hay disponibles actualmente, considerando la dinámica de exportación actual)
- **RE+CO:** Alta penetración de energía renovable (80% para 2030) y alta integración eléctrica regional (inversión enfocada a interconectar eléctricamente todo AL).

El modelo utilizado en [15] para realizar el estudio considera 62 nodos eléctricos, 213 líneas de transmisión eléctrica (existentes, planificadas y candidatas), 718 nodos hidráulicos y 5041 generadores (existentes, planificados y candidatos).

Los resultados obtenidos de la planificación conjunta para el escenario RE+CO, indican que en base a los proyectos de interconexión definidos en la Tabla 5, aquellos que maximizan los beneficios económicos para cada país y AL en conjunto, son aquellos presentados en la Figura 12 (solo se consideraron los proyectos que involucran países de Sudamérica). Las características técnicas de las líneas de interconexión proyectadas para el escenario RE+CO se presenta en la Tabla 7.

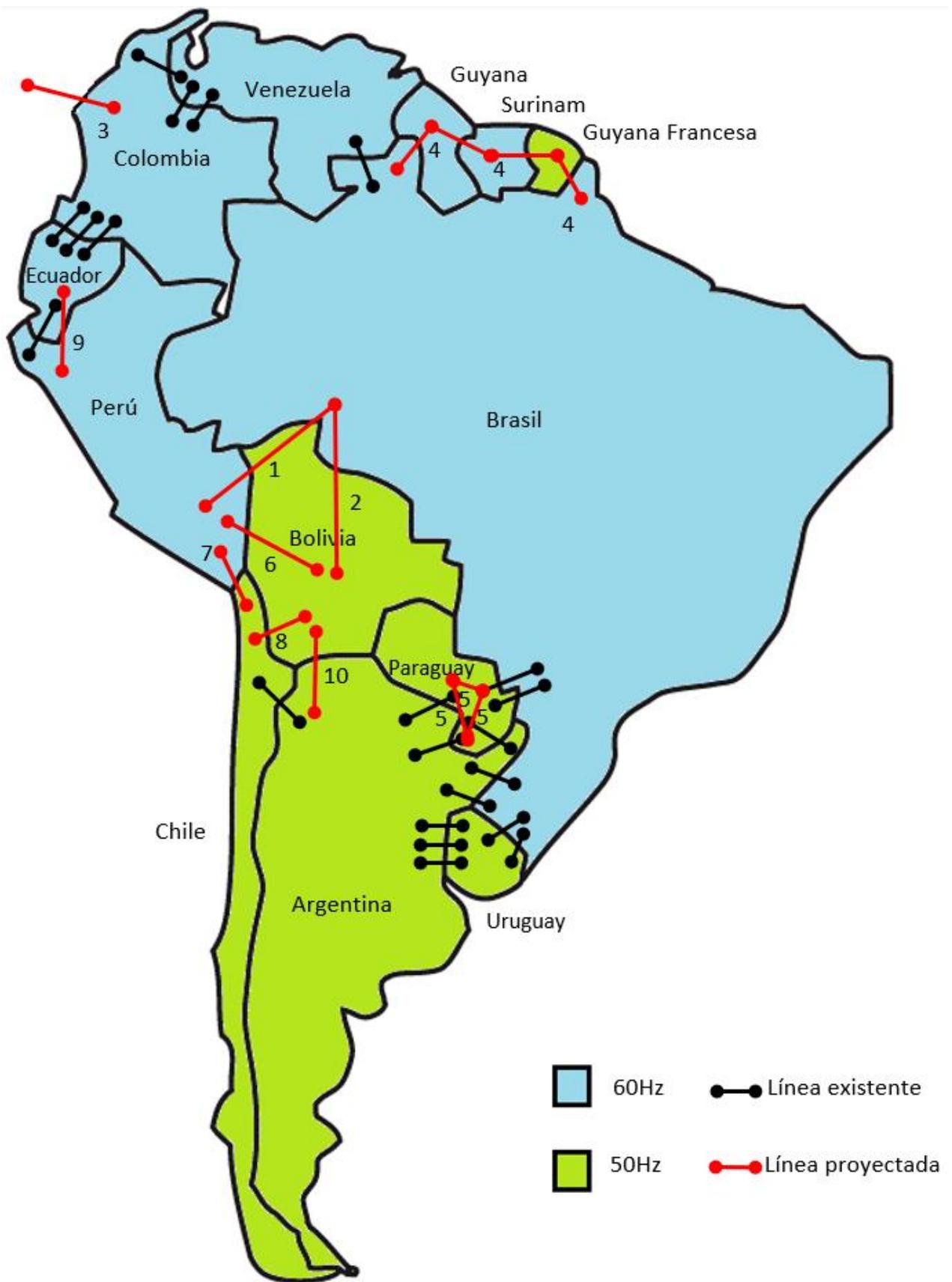


Figura 12: Interconexiones internacionales proyectadas en [15] para el escenario RE+CO en América del Sur.

N°	Países involucrados	Proyecto	Voltaje [kV]	Longitud [km]	Capacidad [MVA]
1	PE-BR	Inambari	500	3470	2200
2	BO-BR	Cachuela Esperanza	500	2850	800
3	CO-PA	Cerromatoso - Panamá	400	614	300
4	BR-GY-FG-SU	Interconexión A. Norte	230	1800	3000
5	AR-PY-BR	Yacyretá – Itaipú	500	3200	2000
6	BO-PE	Mazocruz – Puno	230	215	150
7	PE-CL	Arica – Tacna	230	45	100
8	CL-BO	Laguna Colorada - R. Tomic	230	150	180
9	PE-EC	Piura Nueva - Frontera	500	587	1000
10	BO-AR	Juana Azurduy de Padilla	500	90	500

Tabla 7: Interconexiones que involucran países de Sudamérica, y maximizan beneficios económicos en escenarios RE+CO para [15].

Los resultados obtenidos del proceso de optimización establecen que el costo total del sistema eléctrico para el caso RE+CO, es menor que el costo que implicaría el escenario RE+, y este a su vez es menor que el costo que implicaría el escenario base. Además, el análisis de los costos marginales hasta el año 2030, indica que estos serían bastante similares para los escenarios RE+ y RE+CO, pero menores que en el escenario base dada la mayor generación renovable.

Para efectos de analizar el porcentaje de generación renovable en cada escenario (RE+ y RE+CO tienen como restricción un mínimo del 80%), la planificación conjunta en el escenario base entrega que la generación renovable aumenta casi cuatro veces en el horizonte de planificación (2016-2030). Sin embargo, dadas las metas impuestas por cada país (en Chile sería la ley “Energía 2050” [8]), esto sigue siendo insuficiente para la mayoría de los países de Sudamérica.

2.4.2 Conclusiones

De la revisión anterior, se observa que no existen muchos estudios de interconexiones regionales para Sudamérica. Los principales estudios realizados, han sido desarrollados por el Banco de Desarrollo en América Latina (CAF), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), siendo los más destacados los estudios presentados en [21], [22], [15], [17], [19], [20], y [18]. Sin embargo, la mayoría de estos estudios corresponden a estudios de tipo económico y ambiental para las interconexiones propuestas. Si bien los estudios económicos son relevantes, la factibilidad técnica de las interconexiones en términos de seguridad y estabilidad también resulta un factor clave para permitir la interconexión. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el 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 [43]. Problemas similares han ocurrido en diversas partes del mundo: India (año 2012, 620 millones de personas afectadas por dos días), Brasil (año 2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas), China (año 2008, 4 millones de personas afectadas), entre otros. Por lo anterior, los temas de estabilidad de grandes SEP representan uno de los mayores desafíos de los operadores de red y reguladores del sector eléctrico a nivel mundial, más aún en el contexto de interconexiones regionales en que existen varios países involucrados.

2.5 Revisión de estudios de estabilidad de interconexiones regionales a nivel mundial

Para que una interconexión regional sea exitosa, los estudios de estabilidad asociados deberían realizarse previo a la ejecución de los proyectos, y así poder diseñar y tener en consideración los mecanismos de monitoreo y control necesarios para asegurar la operación estable de los sistemas. Sin embargo, en muchas ocasiones los estudios de estabilidad solo se desarrollan luego de ejecutado el proyecto, lo que puede llevar a efectos negativos en la operación de las interconexiones. En esta sección se detallan experiencias a nivel internacional de estudios de estabilidad realizados tanto previa como posteriormente a la ejecución del proyecto. Los principales objetivos de esta etapa son, primero, demostrar la importancia que tiene este tipo de estudios en el marco de la seguridad de las interconexiones regionales y, segundo, analizar las metodologías usadas en los estudios de estabilidad existentes.

2.5.1 Estudios de estabilidad desarrollados antes de la ejecución del proyecto

a) Proyecto de interconexión de isla Creta con sistema eléctrico griego

Hoy en día, el sistema de energía aislado que opera en la isla de Creta (Grecia) es abastecido localmente por unidades generadoras en base a petróleo, así como por fuentes de energía renovables (plantas fotovoltaicas y parques eólicos). Dada su condición de isla, los problemas de control son más frecuentes en el sistema eléctrico de Creta que en el sistema interconectado de Grecia continental. Debido a esto, aunque las fuentes de energía renovable pueden contribuir a la reducción de los costos operativos, no pueden explotarse al máximo. Una solución a este problema es la interconexión del sistema eléctrico de Creta con el sistema de Grecia. En este contexto, la Autoridad Reguladora de la Energía (RAE), la Corporación Eléctrica Pública (PPC) y el Operador del Sistema de Transmisión Helénico (HTSO) han realizado varios estudios que demuestran que la reducción de combustible que se podría lograr con la interconexión es significativamente alta y que el proyecto es financieramente atractivo [44].

En el contexto de estabilidad, en [45] se analiza la estabilidad del sistema eléctrico de Creta, simulando diferentes contingencias críticas, tanto en modo autónomo como interconectado, bajo diversos escenarios de carga y niveles de penetración de fuentes ERNC. Para efectos de la simulación en el caso de funcionamiento interconectado, se asume una interconexión HVDC de tipo *Voltage Source Converter* (VSC). Todas las simulaciones se llevaron a cabo utilizando el software DigSILENT PowerFactory. Para analizar el comportamiento dinámico del enlace HVDC, se estudian los efectos que tendrían perturbaciones críticas en la red de Creta, para diferentes escenarios. En [45] se presentan tres casos de estudio, que representan el espectro completo de los diferentes modos posibles de operación de la isla durante el año:

Caso 1: Operación autónoma.

Caso 2: Operación Interconectada con generación de energía local dentro de su rango de operación normal.

Caso 3: Operación interconectada con reducción de la generación de energía local

Para cada uno de los casos anteriores, se consideran tres escenarios de operación en términos de la carga y la producción de fuentes de energía renovables:

Escenario 1: Demanda máxima, prácticamente sin inyección de energía renovable.

Escenario 2: Demanda media y baja inyección renovable.

Escenario 3: Baja demanda y alta inyección renovable.

Para cada escenario, se simularon dos perturbaciones críticas:

Perturbación 1: Pérdida de una gran central eléctrica (la de mayor tamaño en Creta)

Perturbación 2: Cortocircuito en la barra de Siteia (parte noreste del sistema) a los 10 s, despejado después de 150 ms.

Los resultados del análisis realizado mostraron que la interconexión HVDC tiene el potencial de mejorar el desempeño dinámico del sistema de Creta después de fallas severas. Para el caso de operación interconectada, la red de Creta muestra una mayor resistencia durante cortocircuitos y la pérdida de una central eléctrica importante. Para el caso aislado, los problemas aparecen mayoritariamente cuando se produce un cortocircuito de 150 ms en Siteia. Sin embargo, en el caso de la pérdida de la central eléctrica en modo aislado, el sistema casi siempre colapsa.

De lo anteriormente mencionado, se deduce que la interconexión es capaz de sustituir parcialmente la producción local de energía (para el primer escenario) o hacer posible una mayor penetración de energías renovables (escenarios 2 y 3) dentro de la isla, compensando simultáneamente la pérdida de la central de mayor tamaño (desbalance de carga y generación queda cubierto por la generación renovable). Finalmente, el proyecto de interconectar la isla Creta con el sistema eléctrico griego resulta bastante atractivo, ya que ambos sistemas podrán ser abastecidos por energía más barata, con mayor penetración renovable y además con un mayor nivel de seguridad en el suministro. Este proyecto se encuentra finalizando sus etapas de estudio, para poder empezar la fase de construcción durante el año 2020.

b) Análisis sistémico del sistema eléctrico turco para su interconexión con la Unión Europea

El 21 de marzo del año 2000, el operador de la red de transmisión eléctrica turca (TEIAS) presentó una solicitud a la Unión para la Coordinación de Transmisión de Electricidad (ex UCTE) para realizar una interconexión eléctrica entre Turquía y Europa continental. Para esto se estableció un grupo de trabajo y se programaron las actividades necesarias para llevar a cabo la conexión. En este marco se llevaron a cabo dos proyectos:

b.1) El primer proyecto consistió en realizar los estudios técnicos necesarios para la sincronización del sistema eléctrico turco con la red europea. De los resultados del estudio se determinó que la interconexión es factible siempre y cuando:

- Se resuelva el problema de control de frecuencia existente en Turquía. Esto debido a que, para el momento en que se llevó a cabo el primer proyecto, el sistema eléctrico turco evidenció un problema inherente y sistemático en el control de frecuencia, principalmente debido a deficiencias en los reguladores de velocidad de sus centrales hidráulicas.
- Mejoren los mecanismos de amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia.
- Se implementen esquemas de protección para impedir que el sistema interconectado pierda sincronismo.

b.2) Los resultados obtenidos del primer proyecto dieron paso a un segundo proyecto, el cual se denominó "Rehabilitación de las prestaciones de control de frecuencia del sistema de potencia turco para la operación sincrónica con UCTE", destinado a desarrollar y mejorar el sistema de potencia turco a modo de preparación para la futura operación paralela con la UCTE.

Acorde a estudios previos realizados, se definió que un esquema factible de interconexión Turquía – UE es mediante dos líneas de 400 kV que interconecten Turquía con el sistema eléctrico búlgaro y por una línea de 400 kV desde Turquía al sistema eléctrico griego continental. Para el año 2010, se realizaron ensayos de la interconexión mediante la operación paralela de las tres líneas de 400 kV anteriormente mencionadas.

El estudio [46] presenta el modelamiento, análisis fasorial, la validación de modelos y el estudio de simulación para reforzar el mecanismo de control primario de frecuencia en el sistema turco, y así iniciar la tercera y última fase de ensayo de la interconexión. Además, se realizaron simulaciones para investigar la capacidad de enlace para la interconexión. Se realizaron extensas investigaciones y se adoptaron bastantes medidas en el sistema eléctrico turco para asegurar la compatibilidad de ambos sistemas y un funcionamiento estable en paralelo.

Del estudio de estabilidad desarrollado para la interconexión de Turquía con la Unión Europea, se concluyó:

- El análisis fasorial mostró que el comportamiento en frecuencia del sistema eléctrico turco es lo suficientemente estable cuando todas las centrales eléctricas están funcionando en paralelo.
- Tras la interconexión se pueden generar oscilaciones interárea entre ambos sistemas con una frecuencia aproximada de 0,15 Hz. En vista de esto, es necesario realizar estudios y tomar las medidas necesarias para que el sistema interconectado provea un correcto amortiguamiento de estas oscilaciones.
- Se valida el modelo del sistema eléctrico turco en lo que respecta al mecanismo de control primario de frecuencia luego de ser reforzado. Esto debido a que el análisis de las oscilaciones indican que luego de ocurrida una perturbación, el sistema es estable o tiende a estabilizarse sin mayor problema. De esta manera, el sistema eléctrico turco puede cumplir los requisitos del manual operativo de la ENTSO-E-CE para realizar la interconexión.

Para preservar la estabilidad angular de pequeña señal en las máquinas que operan en ambos sistemas, el Comité de Trabajo de la UCTE designado para evaluar la interconexión recomendó al operador de red turco que tome las siguientes precauciones [47]:

- Reajustar los reguladores de velocidad, especialmente en las principales centrales hidroeléctricas que operan en el sistema turco, y de esta manera no deteriorar la amortiguación general del sistema en caso de oscilaciones interárea de baja frecuencia.
- Reajustar los estabilizadores (PSS) de centrales eléctricas de magnitud considerable, para amortiguar las oscilaciones interáreas de baja frecuencia.
- Modificar los dispositivos STATCOMs y SVC presentes en el sistema eléctrico turco, para mejorar la amortiguación en caso de oscilaciones interárea de baja frecuencia mal amortiguadas.
- Instalar mecanismos de frenado en base a tiristores en los rotores de las máquinas como medida preventiva para mejorar la amortiguación en caso de oscilaciones interárea de baja frecuencia mal amortiguadas.

En [48], se analizó el efecto que tendrían dichas medidas de amortiguación para la operación de ambos sistemas interconectados. Este estudio se realizó mediante simulaciones dinámicas, de forma de ver los efectos que tendrían en el sistema las siguientes medidas:

- 1) Reajuste de los PSS de las principales centrales eléctricas de Turquía.
- 2) Modificación de los lazos de control de los compensadores estáticos de reactivos (SVC) existentes.
- 3) Modificación del control de un STATCOM de ± 50 MVar, para la regulación de voltaje.
- 4) Aplicación de mecanismos de frenado en base a tiristores en los rotores, como medida de respaldo en caso de mal funcionamiento de las otras medidas.

Además del análisis individual de cada una de las medidas mencionadas, también se analiza el efecto combinado de estas. En [48], se observó que el escenario operativo más desfavorable para el amortiguamiento de oscilaciones, es el escenario de carga mínima en verano. Luego de realizado el análisis del amortiguamiento de oscilaciones en el sistema para el peor caso determinado, el estudio concluyó que:

- El reajuste de los PSS de las grandes centrales eléctricas resulta ser la medida de amortiguación más eficaz tras la puesta en marcha de la interconexión del sistema eléctrico turco y la Unión Europea.
- Además del reajuste de los controladores de los PSS en las grandes centrales turcas, la modificación de los dispositivos STATCOM y SVC resulta ser eficaz como medida de amortiguamiento adicional.
- La instalación de mecanismos de frenado en base a tiristores, sólo puede considerarse como una inversión a largo plazo y para operación de respaldo, ya que de los resultados obtenidos, las otras medidas en conjunto con los sistemas de protección tanto de Turquía como de la UE, deberían proporcionar una amortiguación suficiente.

Actualmente, Turquía se encuentra interconectado a la Unión Europea mediante tres interconexiones: dos interconexiones con Bulgaria, y una con Grecia.

c) Interconexión Filipinas – Sabah

La Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN) es una colaboración intergubernamental establecida el 8 de agosto de 1967. Su objetivo es promover la paz regional, el crecimiento económico y acelerar el desarrollo social y cultural. Para el año 2020 se tiene pronosticada la construcción del enlace HVDC de 500 kV, y 500 MW de capacidad entre Filipinas y Sabah.

En [49] se establece que la mayoría de los apagones en las naciones que conforman la ASEAN se deben a inestabilidades causadas por el aumento de la interconectividad entre países y las improvisaciones de los sistemas de control en los sistemas de energía. Dado que el enlace Filipinas-Sabah desempeña un papel vital en el intercambio de energía entre las dos redes, es indispensable investigar la estabilidad de esta conexión propuesta.

El estudio [50] presenta un análisis de la red eléctrica filipina cuando se conecta a la red eléctrica existente en Malasia como parte de la red eléctrica de la ASEAN. Los modelos se realizan en PSAT y se prueban usando flujos de potencia, análisis de valores propios y análisis de fallas. Con respecto al estudio realizado para la interconexión Filipinas – Sabah, se concluye lo siguiente:

- El análisis de los valores propios muestra que las pequeñas perturbaciones no plantean un problema importante después de realizada la interconexión.
- En el análisis de estabilidad transitoria, tiempos de despeje de falla correspondiente a 5 ciclos son suficientes para que todo el sistema filipino sea estable.
- El enlace HVDC de 500 MW entre Filipinas y Sabah no presenta ningún problema en el sistema.

El proyecto de interconexión anteriormente mencionado, aún se encuentra en fase de estudio para analizar el mejor esquema de interconexión a construir, tanto desde el punto de vista económico como de estabilidad de ambos sistemas.

2.5.2 Inestabilidad de interconexiones ya construidas y estudios de estabilidad posteriores

A continuación se detallan experiencias y/o estudios de estabilidad realizados después de ejecutado el proyecto de interconexión. En estos casos, debido a problemas de estabilidad detectados en la operación real, se desarrollaron diferentes estudios para determinar acciones correctivas y nuevos mecanismos de control de forma de mantener la estabilidad de los sistemas. Cabe mencionar, que todos los costos asociados al corte de suministro que estos problemas de estabilidad implicaron, podrían haber sido evitados mediante la correcta ejecución de los proyectos, es decir, habiendo desarrollado estudios de estabilidad antes, y así haber diseñado enlaces de interconexión preparados para mantener la estabilidad durante contingencias.

a) Estudio de estabilidad para la puesta en operación de interconexión Túnez – Libia

El sistema eléctrico de Túnez tiene cuatro líneas de interconexión con la red argelina: dos líneas de 90 kV (70 MVA y 80 MVA de capacidad), una de 150 kV (160 MVA) y una de 225 kV (240 MVA). Con la red de Libia, existen dos líneas de interconexión en un nivel de tensión de 225

kV (720 MVA cada una) [51]. Actualmente, la interconexión Túnez-Libia existe pero debido a problemas técnicos, esta no puede operar ya que su operación desestabiliza ambos sistemas interconectados [52].

El objetivo de [52] es encontrar un mecanismo de control que permita activar esta interconexión. El estudio asegura que el problema de estabilidad producto de la interconexión Túnez-Libia, viene producto de una mala amortiguación de pequeñas perturbaciones, es decir, existen problemas de estabilidad de pequeña señal. En vista de esto, se usa un modelo linealizado del SEP para estudiar el problema de estabilidad en la red de Libia considerando la interconexión mediante un análisis modal. La red de Túnez ya ha desarrollado mejoras para evitar estos problemas de estabilidad [53], razón por la cual el análisis del estudio se enfoca solamente en la red Libia.

El estudio tiene como hipótesis, que la correcta implementación de controladores PSS en la red de Libia, aseguraría una amortiguación suficiente para las oscilaciones de los modos locales e interárea, además de asegurar la estabilidad general del sistema para diferentes puntos de operación. Para determinar la ubicación y cantidad óptima de controladores PSS a utilizar, el estudio utiliza el método de los residuos.

Luego de realizado el análisis, el estudio concluye que la correcta implementación de los PSS permite disminuir considerablemente el número necesario de estos, así como también mantener la estabilidad del sistema incluso ante perturbaciones de magnitud considerable, permitiendo así la correcta operación de la línea de interconexión ya existente entre Túnez y Libia.

b) Estudio de estabilidad del sistema para interconexión existente entre Oman y los Emiratos Árabes Unidos (UAE)

El objetivo del estudio [54], fue evaluar el impacto de la interconexión de doble circuito existente entre Oman y UAE, que opera a 200 kV, y posee una capacidad de 2x762 MW. Este análisis se realiza tanto para la operación durante contingencias como en régimen permanente.

El modelamiento del sistema eléctrico de Oman (OETC) se realizó considerando 56 generadores síncronos, y las siguientes fallas:

- Cortocircuitos en líneas, subestaciones y circuitos operando a máxima capacidad en los dos sistemas eléctricos, con un tiempo de despeje de falla de 120 ms.
- Desconexión intempestiva simultánea de los dos generadores más grandes de ambos sistemas eléctricos.

Los resultados del estudio indicaron que el sistema es estable para todos los casos simulados, tanto para una operación con demanda promedio como demanda máxima. Para el análisis de estabilidad de pequeña señal, el análisis de los valores propios calculados antes y después de la interconexión indica que los sistemas poseen un adecuado amortiguamiento de oscilaciones, lo que permitiría el traspaso de grandes flujos de potencia entre un sistema y otro.

Del estudio se concluyó que los sistemas interconectados toleran cortocircuitos trifásicos críticos despejados a los 120 ms, sin que se pierda estabilidad en ninguno de los dos sistemas. Se observa además que la gran presencia de motores de inducción, principalmente en Oman, puede

producir problemas de estabilidad local de voltaje. Para esto, una solución es incluir el uso de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*). Finalmente, se concluye que la gran limitante de esta interconexión son los límites térmicos de los elementos de ambos sistemas de potencia, más que las restricciones producto de los márgenes de estabilidad y las restricciones de torque sincronizante en los generadores sincrónicos.

c) Problemas de voltaje asociados a la operación de la línea de interconexión Machala – Zorritos entre Perú y Ecuador

Como ha sido mencionado anteriormente, la línea de interconexión Machala – Zorritos entre Perú y Ecuador, no puede operar en régimen permanente debido a problemas de voltaje asociados a limitaciones en la capacidad del enlace. La línea fue diseñada con una capacidad de 332 MVA, pero el flujo de potencia no puede superar los 110 MW, ya que si se supera este límite se violan los márgenes de generación de potencia reactiva de los compensadores estáticos de tensión (SVC) del norte del Perú [37], teniendo como consecuencia una fuerte caída de voltaje y posible pérdida de estabilidad. Además, se hacen necesarios mecanismos de compensación capacitiva adicional en el lado ecuatoriano, ya que este problema de voltaje en el sistema eléctrico peruano afecta también a Ecuador. Finalmente, el estudio [37] indica que la interconexión síncrona entre los sistemas eléctricos de Ecuador con Perú no es viable técnicamente, debido a un mal amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, fundamentalmente en el lado peruano de la interconexión.

Estos problemas de estabilidad podrían haber sido detectados en la etapa de diseño, al momento de diseñar los mecanismos de control y compensación en las subestaciones involucradas en el enlace, si se hubieran desarrollado los estudios de estabilidad necesarios para la ejecución del proyecto de interconexión.

2.5.3 Conclusiones

Los estudios de estabilidad para proyectos de interconexión regional, idealmente deben realizarse previo a su construcción, de esta manera se diseñan los modelos de planta y los mecanismos de compensación necesarios para asegurar una operación estable, y así el proyecto de interconexión se lleva a cabo sin mayores problemas. En caso de no realizarse estudios de estabilidad para interconexiones previo a la ejecución del proyecto, se pueden generar diferentes problemas que van desde una operación limitada de las líneas de interconexión (línea no opera en su capacidad máxima) hasta tener que sacar de operación la línea por un tiempo indefinido, con todos los costos que eso conlleva. Un ejemplo de esto es la línea de interconexión Machala – Zorritos entre Perú y Ecuador mencionada anteriormente, la cual está limitada a operar aproximadamente a la tercera parte de su capacidad nominal [37].

En relación a los estudios de estabilidad expuestos anteriormente, se puede apreciar que estos se dividen en dos categorías: Estudios de estabilidad transitoria y estudios de estabilidad de pequeña señal. Estos estudios son muy importantes para determinar el comportamiento dinámico de un sistema ante perturbaciones de distinto tipo, presentando metodologías y resultados diferentes los cuales se resumen a continuación:

- *Estudios de estabilidad de pequeña señal:*

Para realizar estos estudios, en primer lugar se necesita un punto de operación específico, que represente una condición de operación en que el sistema se encuentre en una situación crítica, o cercano a una (puntos de máxima demanda, mínima generación convencional, máxima generación ERNC, etc.), siendo este uno de los tantos *worst case* donde opera el sistema estudiado. Por otra parte, para ese punto de operación se necesita una representación matemática de la dinámica del sistema en función de sus variables de estado, definiendo así la matriz de estado del sistema.

El análisis de pequeña señal consiste en calcular los valores propios de la matriz de estado del sistema para un punto de operación específico, analizando en cada uno si corresponden o no a un modo oscilatorio inestable. Además, con estos valores propios se pueden determinar cuáles serían las variables de estado que inciden en un modo oscilatorio inestable (mediante los denominados factores de participación) para aplicar las medidas correctivas necesarias que aseguren la estabilidad en pequeña señal del sistema. Los estudios de estabilidad de pequeña señal se usan tanto para diseñar como reajustar controladores (principalmente PSS). Además, a menudo se usan en una primera instancia para tener noción de la dinámica del sistema ante perturbaciones.

- *Estudios de estabilidad transitoria:*

La estabilidad transitoria es definida 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 ángulo del rotor regidas por la relación no-lineal de potencia-ángulo de los GS. Consecuentemente, no es apropiado linealizar las ecuaciones del sistema como en el caso del análisis de pequeña señal, donde se analiza la evolución de ángulo del rotor mediante métodos de integración numérica. La estabilidad transitoria depende tanto de la condición inicial del sistema como de la severidad de la contingencia. En este caso de estabilidad, 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 es usualmente menor a 10 segundos luego de la contingencia, la cual en grandes sistemas interconectados puede extenderse hasta a 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 a insuficiente torque sincronizante y es usualmente llamada 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 con oscilaciones de amplitud creciente. En este caso, el sincronismo se pierde luego de varios ciclos después. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre debido a insuficiente amortiguante, y/o torque amortiguante y acciones conflictivas en los controladores del sistema [55].

2.6 Estudios de planificación regional en Sudamérica

En esta sección se presentan estudios de interconexiones regionales en Sudamérica que se han publicado en los últimos años. Si bien los estudios se enmarcan dentro de contextos económicos y/o operación en régimen permanente, sirven como base para el presente trabajo.

a) Interconexión entre Chile, Argentina, Bolivia y Perú

La tesis [56] analiza los incentivos económicos existentes para una interconexión eléctrica multilateral entre Argentina, Bolivia, Chile y Perú. El estudio propone como alternativa de expansión cinco líneas que conectan a dichos países (Figura 13), evaluando además el impacto de estas líneas en los beneficios económicos de cada país. El estudio considera 32 alternativas de interconexión (2^5 planes de expansión considerando todas las combinaciones posibles de interconexiones presentadas en la Figura 13).

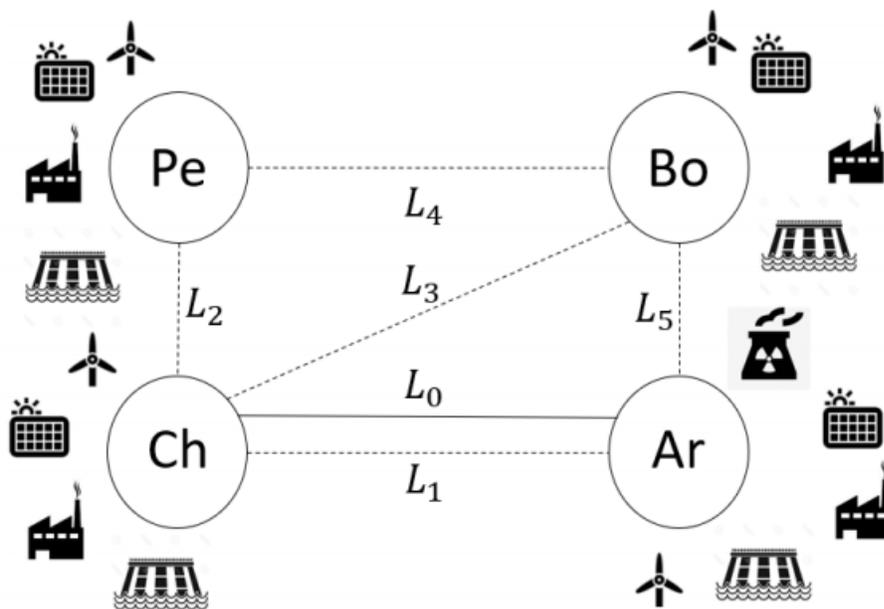


Figura 13: Esquema de interconexión propuesto para el estudio desarrollado en [56].

El modelo desarrollado simula el año calendario 2017 con resolución horaria, es decir, simula 8760 horas de operación. Cada país es modelado como un nodo que cumple una demanda horaria y comprende, además, un parque de generación modelado en base a las tecnologías y capacidad instalada de generación por cada país para el año 2017. Los datos de entrada del modelo son:

- En Chile, los datos de costos de producción y capacidad instalada fueron obtenidos desde la página web de su coordinador eléctrico [31], mientras que los valores de demanda energética se obtuvieron desde el Proceso de Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) que realiza el ministerio de energía chileno [57].
- En el caso peruano, todos estos datos fueron extraídos desde la página web del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional de Perú [58].

- Para Bolivia, sus datos de capacidad instalada se obtuvieron de la base de datos de su Comité Nacional de Despacho de Carga [59] y los otros datos en base a un estudio confeccionado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para evaluar los impactos de una interconexión masiva entre todos los países de Latinoamérica [15].
- Los datos para Argentina fueron obtenidos desde la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico argentino [60].
- En cuanto a la utilización de energías renovables en las matrices energéticas de cada país, se supone que cada uno va cumpliendo los compromisos establecidos en el acuerdo de París de forma satisfactoria.

El estudio analiza y evalúa los 32 escenarios de interconexiones posibles, que corresponderían a los distintos casos de estudio propuestos. La investigación [56] propone estrategias en la asignación de los costos y beneficios generados de la interconexión según los distintos casos de estudio (todas las combinaciones de interconexión entre Argentina, Bolivia, Chile y Perú). Analizando el precio de la anarquía (precio que mide el grado en que la no coordinación se aproxima a la cooperación, motivado por el hecho de que los equilibrios no cooperativos pueden ser ineficientes, dado que no existe la necesidad natural de optimizar funciones objetivo) y los equilibrios de Nash de cada caso, y evaluando de esta manera los incentivos que se tendrían para alcanzar un punto de equilibrio social mediante interconexiones entre los cuatro países.

La conclusión más importante a la que llega el estudio es que el precio de la anarquía para el contexto estudiado es estrictamente mayor a cero, generando así la necesidad de promover la cooperación entre países para alcanzar beneficios sociales más altos. En otras palabras, evaluando el precio de la anarquía estrictamente mayor a cero, se concluye que si los países involucrados cooperan (es decir, se interconectan), se alcanzarían beneficios sociales más altos, por lo que resulta conveniente realizar interconexiones entre los países involucrados.

Es importante mencionar que en este contexto de cooperación, se demostró que es posible establecer mecanismos de peajes de muy sencilla implementación, donde cada línea se remunere solamente mediante pagos provenientes de los dos países de sus extremos. Este mecanismo sencillo permitiría disminuir los esfuerzos de la coordinación e incentivar la participación de todos los países miembros en el plan de expansión común.

b) Interconexión total en Latinoamérica evaluado por el BID [15]

El estudio desarrollado por el BID [15] define distintos escenarios de integración eléctrica a nivel sudamericano, así como también diferentes niveles de penetración ERNC en la región. En el estudio se realiza una planificación de generación y transmisión conjunta, para luego cuantificar los beneficios de una interconexión regional de América Latina, determinando la rentabilidad y factibilidad técnica de las inversiones en generación y transmisión. Lo anterior a partir de un modelo que incluye tanto las redes eléctricas como también las redes hidráulicas para cada país. Los escenarios que considera el estudio son:

- **Escenario base:** Baja penetración de energía renovable, sin inversión en líneas de interconexión eléctrica internacional (solo se usan las que hay disponibles actualmente, considerando la dinámica de exportación actual).

- **RE+**: Alta penetración de energía renovable (80% para 2030), sin inversión en líneas de interconexión eléctrica internacional (solo se usan las que hay disponibles actualmente, considerando la dinámica de exportación actual)
- **RE+CO**: Alta penetración de energía renovable (80% para 2030) y alta integración eléctrica regional (inversión enfocada a interconectar eléctricamente todo AL).

El modelo sudamericano desarrollado involucra las interconexiones que se muestran en la Figura 12 (el detalle de las interconexiones proyectadas se presenta en la Tabla 7). Dicho modelo contiene 62 nodos eléctricos, 213 líneas de transmisión eléctrica (existentes, planificadas y candidatas), y 5041 generadores (existentes, planificados y candidatos). Se considera un horizonte de simulación de 15 años (hasta el año 2030), y una resolución de 6 bloques mensuales. La planificación de la generación y la transmisión se realizó de manera conjunta.

Los resultados obtenidos de la optimización establecen que el costo total del sistema eléctrico para el caso RE+CO, es menor que el costo que implicaría el escenario RE+, y este a su vez es menor que el costo que implicaría el escenario base. Además, el análisis de los costos marginales hasta el año 2030, indica que estos serían bastante similares para los escenarios RE+ y RE+CO, pero menores que en el escenario base dada la mayor generación renovable.

El modelo presentado en [15], ha sido utilizado también en otras investigaciones, principalmente como modelo base para una correcta representación de América Latina en el marco de integración eléctrica regional.

c) **Co-Optimización del recurso agua y de los sistemas eléctricos: Análisis en el contexto de la integración regional [61]**

La tesis [61], utiliza los datos de entrada del ejercicio de planificación realizado por el BID en [15] y le agrega proyectos de generación ERNC (en Chile) o almacenamiento (por todo LA) dentro de los proyectos candidatos en la planificación, según los distintos casos de estudio que investiga. Con estos datos de entrada, la investigación realiza una expansión hacia el año 2040 de Latinoamérica interconectada, y así investigar acerca de usos óptimos del recurso agua en la generación hidroeléctrica para distintos escenarios de planificación (*“business as usual”, expansión solar en Chile, expansión de baterías en Latinoamérica*). Además, dentro del marco de la investigación realizada en [61], se realizó un ejercicio de planificación de características similares a la expansión para el año 2040, solo que el horizonte de planificación se acotó hasta el año 2030.

Los diferentes escenarios de planificación anteriormente mencionados están caracterizados según el valor definido hipotéticamente para algunos parámetros como la ubicación de las bocatomas de riego, el nivel de flexibilidad y costo asignado a los requerimientos de riego, presencia de gestión de demanda eléctrica y los cambios en la disponibilidad de agua en distintos escenarios de cambio climático. En base a estas variables se realizan análisis de sensibilidad, los cuales definirían los casos de estudio a considerar en [61] para los distintos escenarios considerados. De esta manera, los casos de estudio exploran la influencia de los diferentes parámetros disponibles en el modelo, los cuales son equivalentes a las posibles decisiones tomadas hacia el año 2040 por los diferentes actores del sistema. Así, el modelo propuesto proporciona una herramienta de apoyo al momento de querer conocer el efecto que tendrían estas decisiones, tanto

el sistema eléctrico y los recursos hídricos, bajo el supuesto de una operación centralizada e integrada a nivel continental.

De [61], se concluye que la ubicación geográfica de las bocatomas de riego en el modelo es determinante en la asignación de recursos hídricos en cada cuenca de estudio, donde en el caso de que se encuentre aguas arriba de los embalses hidroeléctricos, se produce una rivalidad geográfica y temporal del recurso hídrico entre riego e hidroelectricidad.

En cuanto a la flexibilidad del riego, un escenario con riego inflexible asegura el correcto suministro de agua según la fisiología del cultivo (considerar un riego flexible afecta directamente en la producción de alimentos y la calidad de estos), y por consecuencia, la seguridad alimentaria.

Los efectos del cambio en el valor asignado al costo de no suministro de riego son evidentes en escenarios donde el abastecimiento de la demanda de riego se ve mermado con respecto al escenario “*business as usual*”.

La gestión de la demanda eléctrica representa una opción para mejorar la operación del sistema en presencia de gran capacidad de generación renovable variable, pero de los escenarios de planificación considerados, sólo dos consideran gestión de demanda en su representación, lo que dificulta un análisis del impacto de esta variable. Sin embargo, en escenarios que sólo se diferencian por este parámetro (gestión de la demanda) se constata una disminución de los costos totales de operación del sistema.

El cambio climático, influye directamente sobre la asignación de recursos hídricos, debido a su relación con la disponibilidad de aguas superficiales. Un escenario optimista a nivel de cambio climático significa menores costos de no abastecimiento de riego con respecto al “*business as usual*”. Sin embargo, el cambio a nivel de costos de generación eléctrica sería de tipo marginal.

Finalmente, el escenario de planificación es uno de los parámetros más significativos dentro del análisis del sistema co-optimizado. El conocimiento de su influencia puede ser fundamental en las decisiones de planificación, puesto que, si la decisión del sector eléctrico no toma en consideración otros usos del recurso hídrico, puede afectar de una manera negativa principalmente el riego de la agricultura.

d) Planificación del sistema latinoamericano: con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización [23]

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* [23]. 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 [15] realizada por el BID, y (ii) La expansión nodal y generación solar del sistema eléctrico chileno realizada en [62]. 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 14. Las características de las estrategias y variaciones de estrategias son:

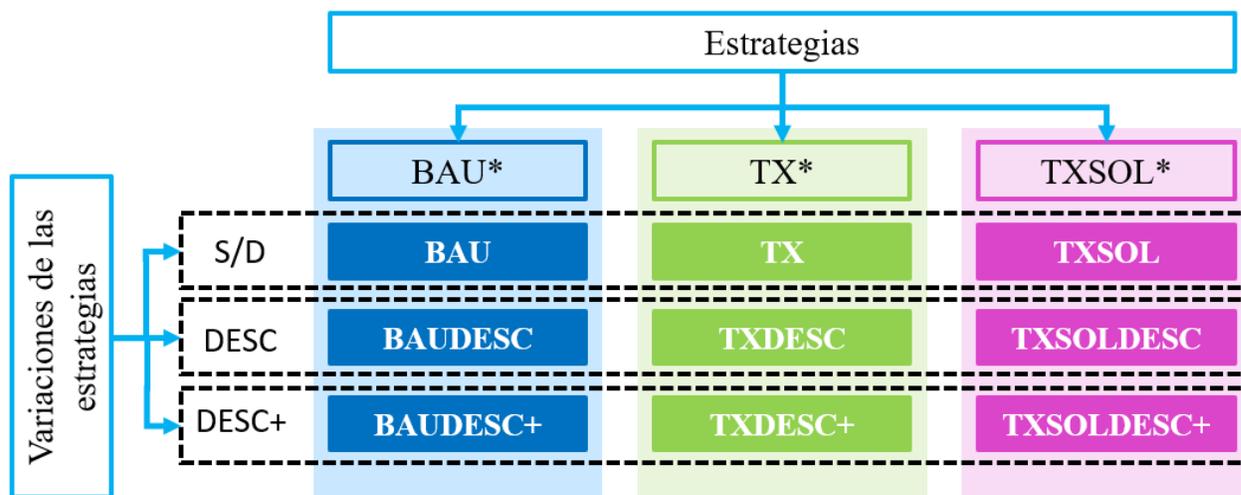


Figura 14: Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente [23]

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 Tabla 8. 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

Tabla 8: Diagrama de las estrategias con sus variantes. Fuente [23]

Suficiencia: margen de capacidad firme que indica el nivel de seguridad energética o desconfianza 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 Metodología

3.1 Fundamentos de estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de ángulo de pequeña señal se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia (SEP) de mantener sincronismo entre sus máquinas, cuando es sometido a pequeñas perturbaciones. En este contexto, una perturbación se considera pequeña, si las ecuaciones que describen la respuesta dinámica del sistema perturbado pueden linealizarse en torno al punto de operación [63].

Un sistema puede ser inestable de dos maneras: 1) Inestabilidad no oscilatorias del rotor debido a falta de torque sincronizante, implicando un aumento sostenido del ángulo del rotor luego de la perturbación, o 2) oscilaciones del ángulo del rotor con amplitud creciente, debido a falta de torque amortiguante [63]. Actualmente, debido al uso de reguladores de tensión (AVR) y su acción en el torque sincronizante de las máquinas rotatorias, el problema de estabilidad de pequeña señal suele originarse debido a la falta de torque amortiguante en los SEP, quitándole relevancia a los problemas de inestabilidad no oscilatoria. El análisis de pequeña señal mediante linealizaciones en torno al punto de operación puede entregar información valiosa acerca de la dinámicas inherentes del sistema y ayudar en el diseño de los dispositivos de control asociados.

Los estudios de estabilidad de pequeña señal involucran el estudio de las oscilaciones de las masas rotatorias que forman parte de un SEP. Las oscilaciones de baja frecuencia (LFO) en los SEP son oscilaciones en los ángulos del rotor con una frecuencia aproximada de entre 0,1 y 2 Hz. Estas se clasifican de acuerdo con la fuente de oscilación, según:

- *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. Se encuentran usualmente en el rango entre 0,7 y 2 Hz.
- *Modos interárea:* Asociados a oscilaciones de varias máquinas en una parte del sistema contra los generadores en otra zona del sistema. Esto ocurre comúnmente entre sistemas con interconexiones largas y débiles. El rango usual de las 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:* Asociado con las 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 compensadas mediante compensación serie.

Las oscilaciones en los SEP son fenómenos que se originan producto de los cambios en la demanda del sistema. Por ejemplo, un aumento en el flujo de potencia de una línea puede generar oscilaciones con amplitud decreciente en el tiempo (aceptables), así como también oscilaciones crecientes en el tiempo (posible inestabilidad), dependiendo principalmente de la manera en la que se diseñó el SEP y los controladores asociados a cada máquina.

Desde el punto de vista operativo, las oscilaciones en el sistema son aceptables siempre y cuando estas se atenúen con el tiempo con un cierto nivel de amortiguamiento. Las oscilaciones en los SEP son complicadas y difíciles de analizar, incluso con los avances computacionales actuales.

3.1.1 Herramientas de estudio de las oscilaciones en los SEP

En SEP reales, el uso de simulaciones dinámicas para analizar oscilaciones puede consumir grandes cantidades de tiempo así como gran cantidad de recursos computacionales y humanos. Debido a esto, los estudios de estabilidad generalmente se acotan a un conjunto limitado de escenarios, en que la estabilidad del SEP se analiza solo para un conjunto limitado de puntos de operación y contingencias críticas que efectivamente puedan hacer peligrar la estabilidad del sistema. Sin embargo, es importante realizar primero un estudio de estabilidad de pequeña señal, ya que si el sistema resulta ser inestable para pequeñas perturbaciones, lo será también para grandes perturbaciones. Además, el estudio de estabilidad de pequeña permite analizar de mejor manera las causas de la inestabilidad, así como identificar las mejores maneras de corregir estos problemas [64].

El análisis del sistema linealizado o análisis modal es aquel que permite caracterizar las oscilaciones de un SEP de manera simple y rápida. Además, los modelos usados en el análisis modal resultan útiles para diseñar controladores que amortigüen las oscilaciones (Por ej.: PSS).

3.1.2 Representación en el espacio estado

El comportamiento de un sistema dinámico (como correspondería al caso de un SEP) se puede describir de acuerdo a un conjunto de n ecuaciones de la forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, u_1, u_2, \dots, u_n, t) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

En forma matricial, se tendrá $\dot{x} = f(x, u)$, donde:

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{pmatrix} \quad u = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \dots \\ u_r \end{pmatrix} \quad f = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \dots \\ f_n \end{pmatrix}$$

Vector de estados
Vector de entradas

Para las variables de salida, se tendrá $y = g(x, u)$, donde: $x = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \dots \\ y_m \end{pmatrix} \quad g = \begin{pmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \dots \\ g_m \end{pmatrix}$.

El estado de un sistema representaría la cantidad mínima de información necesaria en cualquier instante de tiempo de manera de lograr determinar su estado futuro. Los puntos de equilibrio del sistema serían aquellos puntos de la trayectoria donde todas las derivadas del vector de estados son nulas, es decir:

$$x = \begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dots \\ \dot{x}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix}$$

Además, los puntos de equilibrio satisfacen la condición que $f(x, u) = 0$. Cabe mencionar que un sistema lineal tiene un único punto de equilibrio si la matriz del sistema no es singular, y que un sistema no lineal puede tener más de uno. A continuación se explicará en detalle el proceso de linealización de un sistema.

- **Linealización**

Se define un sistema de la forma $\dot{x} = f(x, u)$, que se encuentra actualmente en su punto de equilibrio dado por (x_0, u_0) . Si se perturba este sistema en una magnitud $(\Delta x, \Delta u)$ pequeña, el nuevo punto donde opera el sistema sería $(x_0 + \Delta x, u_0 + \Delta u)$. Este nuevo estado debe satisfacer que $\dot{x} = f(x, u)$, lo que sería equivalente a decir:

$$\dot{x} = f(x_0 + \Delta x, u_0 + \Delta u)$$

Si la perturbación a la cual se somete el sistema es pequeño, las funciones no lineales $f(x, u)$ se pueden expresar en función de series de Taylor. Si se desprecian los términos de segundo orden hacia arriba, la forma general de la linealización sería:

$$\Delta \dot{x} = f(x_0, u_0) + \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta x + \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta u$$

De esta manera, la forma general de la linealización del sistema para la variable i será:

$$\Delta \dot{x}_i = f_i(x_0, u_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r$$

Como por definición en el punto de equilibrio se tiene que $f(x_0, u_0) = 0$, la forma general de la linealización quedaría:

$$\Delta \dot{x} = \overbrace{f(x_0, u_0)}^{f(x_0, u_0) = 0} + \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta x + \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta u$$

$$\Delta \dot{x} = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta x + \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{(x_0, u_0)} \cdot \Delta u$$

Lo que sería equivalente a decir que:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u$$

Donde A y B serían matrices de la forma:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \frac{\partial f_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \frac{\partial f_n}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_n} \end{bmatrix}$$

De manera análoga, la ecuación para las variables de salida $y = g(x, u)$ cumplirá que:

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u$$

Donde C y D serían matrices de la forma:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \frac{\partial g_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \frac{\partial g_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \frac{\partial g_m}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Finalmente, se tendrá el siguiente sistema de ecuaciones linealizadas:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (1)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (2)$$

Donde:

- Δx = Vector de estado de dimensión $n \times 1$
- Δy = Vector de salida de dimensión $m \times 1$
- Δu = Vector de entrada de dimensión $r \times 1$
- A = Matriz de estado del sistema de dimensión $n \times n$
- B = Matriz de entrada de dimensión $n \times r$
- C = Matriz de salida de dimensión $m \times n$
- D = Matriz *feedforward* de dimensión $m \times r$

Tomando la transformada de Laplace del sistema de ecuaciones definido en (1) y (2) se tiene que:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad \longrightarrow \quad s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \quad (3)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad \longrightarrow \quad \Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \quad (4)$$

El siguiente diagrama de bloques es la representación del sistema definido anteriormente en el espacio de estados, bajo condiciones iniciales nulas:

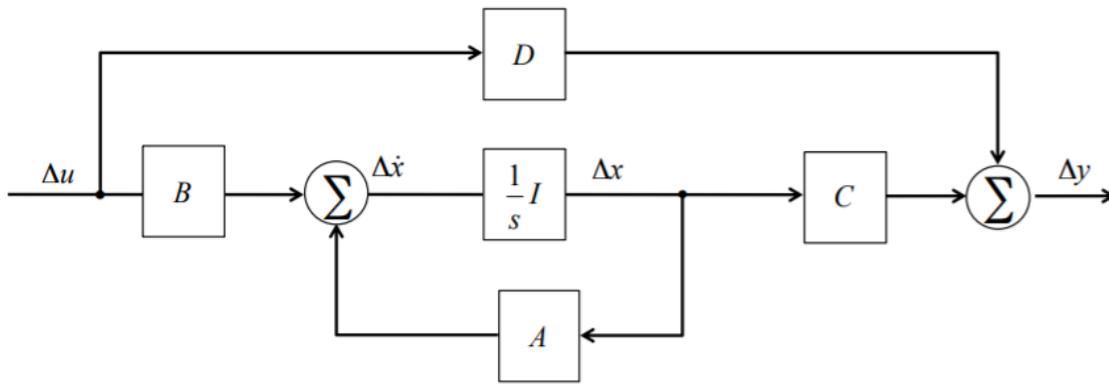


Figura 15: Diagrama de bloques del sistema de ecuaciones definido en (1) y (2).

Si tomamos la ecuación definida en (3) y se reordena, se llega a la siguiente ecuación:

$$\Delta x(s) = (sI - A)^{-1}[\Delta x(0) + B\Delta u(s)]$$

Así, se concluye que la transformada de Laplace de Δx tiene dos componentes: 1) Una que depende de las condiciones iniciales del sistema, y 2) Otra dependiente de las entradas del sistema. Los polos de Δx serían las raíces de la ecuación:

$$\text{Det } |sI - A| = 0 \longrightarrow \text{Polinomio característico del sistema}$$

Los valores de s que satisfacen la ecuación anterior se denominan valores propios de la matriz A .

3.1.3 Análisis modal

El análisis de estabilidad de pequeña señal de un sistema se puede realizar mediante el estudio de las raíces del polinomio característico del sistema linealizado, es decir, mediante el análisis de los valores propios de la matriz de estado A descrita anteriormente.

Los n valores propios del sistema $\{\lambda_i\}_{i=1}^n$, son los n polos del polinomio característico del sistema linealizado, es decir, son las n raíces que satisfacen la ecuación característica:

$$\text{Det } |sI - A| = 0$$

Los valores propios de un sistema linealizado poseen las siguientes propiedades:

- El número de valores propios es equivalente al número de estados del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema dinámico.
- Caracterizan la respuesta temporal de un sistema ante pequeñas perturbaciones (ya que el sistema está linealizado).
- Los valores propios de un sistema son únicos.

- **Vectores propios**

Para cada valor propio λ_i (con $i = 1, 2, \dots, n$), existe un vector ϕ_i de n columnas y un vector ψ_i de n filas que satisfacen:

$$A \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i \quad (5)$$

$$\psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \psi_i \quad (6)$$

Los vectores ϕ_i y ψ_i definidos anteriormente, son llamados vector propio derecho ϕ e izquierdo ψ respectivamente de la matriz A asociados al valor propio λ_i , donde tanto el vector propio derecho e izquierdo tienen la propiedad de ser ortogonales entre sí. Cabe mencionar que los vectores propios no necesariamente tienen que ser únicos, a diferencia de los valores propios $\{\lambda_i\}_{i=1}^n$.

- **Matrices modales**

Consideremos las siguientes matrices de dimensión $n \times n$:

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \dots \quad \Phi_n]$$

$$\Psi = [\psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \dots \quad \psi_n^T]^T$$

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \ddots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} \rightarrow \text{Matriz diagonal de valores}$$

Si se aplica la condición de vectores propios definida en (5) a las matrices definidas anteriormente, se tiene que:

$$A \cdot \Phi = \Phi \cdot \Lambda$$

Además, si se considera que las matrices Φ y Ψ son ortogonales entre sí, es decir, $\Psi \cdot \Phi = I$, entonces $\Psi = \Phi^{-1}$, lo que aplicado a las ecuaciones anteriores daría como resultado lo siguiente:

$$\Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi = \Lambda \quad (7)$$

- **“Free motion” de un sistema dinámico**

Para determinar el “free motion” de un sistema dinámico (movimiento libre, con entrada nula, es decir $\Delta u = 0$) se estudia:

$$\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x$$

Sin embargo, un conjunto de ecuaciones como las descritas anteriormente no resulta ser el más adecuado para estudiar la dinámica del sistema, ya que la tasa de cambio de cada variable de estado resulta ser una combinación lineal de todas las otras variables de estado. Además, resulta difícil desacoplar los resultados para así analizar cual parámetro sería el que más afecta el movimiento del sistema. Para esto, consideraremos un nuevo vector de estado definido como $\Delta x = \Phi \cdot z$, donde $\Phi = [\Phi_1 \ \Phi_2 \ \dots \ \Phi_n]$. Si reemplazamos este cambio de variables en la ecuación $\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x$, quedaría:

$$\Phi \cdot \dot{z} = A \cdot \Phi \cdot z$$

Lo que sería equivalente a decir que:

$$\begin{aligned} \dot{z} &= \underbrace{\Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi}_{\Lambda} \cdot z = \Lambda \cdot z & (8) \\ &= \Lambda \text{ según ecuación (7)} \end{aligned}$$

La principal diferencia entre $\dot{z} = \Lambda \cdot z$ y $\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x$, es que la matriz A presenta filas linealmente dependientes entre sí, lo cual dificulta el análisis de las tasas de cambio de cada variable (no se tendría certeza del aporte de cada parámetro al movimiento del sistema ante perturbaciones). Por el contrario, la matriz Λ resulta ser una matriz diagonal, es decir, la matriz Λ presenta un desacople total de las n ecuaciones de tipo $\dot{z}_i = \lambda_i \cdot z_i$ que la conforman. Esta propiedad resulta ser ventajosa, ya que se podría determinar el aporte de cada variable al movimiento del sistema de manera independiente del resto de las variables. La solución de la ecuación diferencial de primer orden $\dot{z}_i = \lambda_i \cdot z_i$ es:

$$z_i(t) = z_i(0) \cdot e^{\lambda_i t}$$

Ahora, regresando al vector de estado original $\Delta x = \Phi \cdot z$, se tiene que:

$$\Delta x(t) = [\Phi_1 \ \Phi_2 \ \dots \ \Phi_n] \cdot \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix}$$

Desarrollando la expresión anterior, se llega al siguiente resultado del comportamiento en el tiempo en el estado del sistema:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i z_i(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i \cdot z_i(0) \cdot e^{\lambda_i t} \quad (9)$$

Si consideramos el vector de estado $\Delta x = \Phi \cdot z$, despejando z y tomando en cuenta la ortogonalidad de las matrices Φ y Ψ se llega al siguiente resultado:

$$z(t) = \Phi^{-1} \cdot \Delta x(t) = \Psi \cdot \Delta x(t)$$

Así, el i -ésimo elemento del vector z será:

$$z_i(0) = \psi_i \cdot \Delta x(0)$$

Si definimos la variable $c_i = z_i(0) = \psi_i \cdot \Delta x(0)$, la ecuación (9) quedaría:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \Phi_i \cdot c_i \cdot e^{\lambda_i t}$$

De esta manera, la respuesta en el tiempo de la i -ésima variable de estado queda determinada por:

$$\Delta x_i(t) = \Phi_{i1} \cdot c_1 \cdot e^{\lambda_1 t} + \Phi_{i2} \cdot c_2 \cdot e^{\lambda_2 t} + \dots + \Phi_{in} \cdot c_n \cdot e^{\lambda_n t} \quad (10)$$

- **Valores propios y estabilidad**

La ecuación (10) representa una combinación lineal de los n modos del sistema, que están en relación con los n valores propios de la matriz de estado del mismo, es decir, entrega una expresión para la respuesta en el tiempo del “*free motion*” del sistema en términos de sus valores y vectores propios. De la ecuación (10) se puede concluir que la característica dependiente del tiempo de un modo asociado a un valor propio λ_i viene dada por la exponencial $e^{\lambda_i t}$. En base a esta característica, la estabilidad del sistema se determina de acuerdo a los valores que toman tanto la parte real como la parte compleja de sus valores propios:

- *Parte real:* Un valor propio real corresponde a un modo no-oscilatorio. La parte real de un valor propio entrega información sobre el amortiguamiento del modo. Un valor propio real negativo representa un modo que decae en el tiempo (estable), y un valor propio real positivo representa un modo inestable (inestabilidad aperiódica).
- *Parte compleja:* Los valores propios complejos se dan en pares conjugados, donde cada par representa un modo oscilatorio por naturaleza y cuyos valores entregan información acerca de la frecuencia de oscilación del sistema.

De los valores propios del sistema permiten obtener información acerca de las oscilaciones del mismo. Si se asumen valores propios complejos en su forma cartesiana, es decir, valores propios λ_i del tipo $\lambda_i = \alpha_i + j\beta_i$, se puede obtener la siguiente información:

- La frecuencia de oscilación en Hz viene dada por $\beta/2\pi$
- La constante de tiempo del decaimiento de la amplitud es $1/|\alpha|$
- El coeficiente de amortiguamiento determina la tasa de decaimiento del modo de oscilación. El coeficiente de amortiguamiento (ξ) del i -ésimo modo de oscilación se puede calcular como:

$$\xi_i = -\frac{\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \beta_i^2}}$$

En los SEP modernos, para un modo oscilatorio dado, usualmente se acepta como mínimo un 5% de razón de amortiguamiento. Para modos con amortiguamiento menores al 5%, los operadores deben tomar medidas correctivas de forma de amortiguar apropiadamente las oscilaciones y preservar la seguridad del sistema.

- **Sensibilidad de los valores propios**

Teniendo los valores propios de un sistema de n máquinas es posible conocer las potenciales frecuencias de oscilación del sistema, pero no se pueden conocer los principales componentes que dan origen a estas oscilaciones ni tampoco las variables de estado involucradas. Para determinar las contribuciones o participaciones relativas de cada variable de estado en un modo de oscilación específico, se utilizan los denominados *factores de participación*. Los factores de participación son coeficientes que determinan la sensibilidad de los valores propios de un sistema con respecto a las variables de estado involucradas. Para calcular los factores de participación, se sabe que:

$$A \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i$$

Si se deriva con respecto al elemento a_{kj} de la matriz A , se tiene que:

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i + A \cdot \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i + \lambda_i \cdot \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}$$

Multiplicando a ambos lados por ψ_i , la expresión queda:

$$\psi_i \cdot \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i + \psi_i \cdot A \cdot \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \psi_i \cdot \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i + \psi_i \cdot \lambda_i \cdot \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}$$

Teniendo en cuenta que el vector propio derecho e izquierdo son ortogonales ($\Psi \cdot \Phi = 1$), la ecuación anterior sería equivalente a:

$$\psi_i \cdot \left(\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} - \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \right) \cdot \phi_i + \psi_i \cdot \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} (A - \lambda_i I) = 0$$

Ahora, si consideramos que $\psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \psi_i$, entonces $\psi_i \cdot (A - \lambda_i I) = 0$. De esta manera:

$$\psi_i \cdot \left(\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} - \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \right) \cdot \phi_i = 0$$

Lo que sería equivalente a decir que:

$$\psi_i \cdot \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i = \psi_i \cdot \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i$$

Pero, considerando la ortogonalidad del vector propio derecho e izquierdo, se obtiene lo siguiente:

$$\psi_i \cdot \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \longrightarrow \text{Sensibilidad del valor propio } \lambda_i \text{ con respecto al elemento } a_{kj} \text{ de la matriz de estado}$$

Si se considera que todos los elementos de la matriz $\frac{\partial A}{\partial a_{kj}}$ son nulos, salvo el elemento $\frac{\partial A}{\partial a_{kj}}(k, j) = 1$, en ese caso la sensibilidad del valor propio λ_i con respecto al elemento a_{kj} de la matriz de estado es:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \cdot \phi_{ji}$$

Uno de los problemas de usar los vectores propios derechos e izquierdo para identificar la relación entre los diferentes estados del sistema y sus modos de oscilación es que los elementos de los vectores propios dependen de las unidades y escalamientos asociados a las variables de estado. A modo de solución de este problema, se propone el uso de la matriz de participación P definida como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] = \begin{bmatrix} p_{11} & \dots & p_{1i} & \dots & p_{1n} \\ p_{21} & \dots & p_{2i} & \dots & p_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1} & \dots & p_{ni} & \dots & p_{nn} \end{bmatrix}$$

Donde $p_{ki} = \phi_{ki} \cdot \psi_{ik}$ se denomina factor de participación, y sería una medida adimensional de la participación relativa de la k -ésima variable de estado, en el i -ésimo modo de oscilación.

Los factores de participación son un buen indicador de la importancia que tiene una variable de estado en las oscilaciones del sistema ante perturbaciones, determinando las variables de estado dominantes de un modo en particular. De esta manera, mediante el uso de estos factores se puede seleccionar cuales serían los GS más adecuados para amortiguar un modo específico y así ubicar, por ejemplo, estabilizadores de potencia (PSS) en la red. En dicho caso se tendrá:

- Si para un modo en particular, el factor de participación asociado a la velocidad del GS es cero, añadir amortiguamiento en el rotor de esa máquina no contribuirá a modificar el modo.
- Si el factor de participación es real positivo, añadir amortiguamiento en ese GS aumentará el amortiguamiento del modo.
- Si el factor de participación es real negativo, añadir amortiguamiento en ese GS reducirá el amortiguamiento del modo.

3.1.4 Modos oscilatorios electromecánicos

Los modos electromecánicos son aquellos asociados al ángulo del rotor o bien a la velocidad de los generadores del sistema, encontrándose en frecuencias comprendidas entre los 0,2 Hz y 2,5 Hz [65]. Para cada modo es posible identificar un conjunto de propiedades que proporcionan información sobre la estabilidad del sistema, entre las cuales se destacan:

- *Frecuencia y amortiguamiento:*

Cada modo electromecánico tiene asociada una frecuencia de oscilación. Si bien los modos pueden ser clasificados en función de sus frecuencias de oscilación, no existe un rango exacto. No obstante, una categorización típica corresponde:

Tipo de modo de oscilación	Rango de frecuencias aproximado
Locales	0,7 a 2,5Hz
Interárea	0,2 a 0,7Hz

Tabla 9: Rango de frecuencias aproximados de modos locales e interárea.

Por otra parte, cada modo electromecánico cuenta con un amortiguamiento expresado en términos porcentuales, cuyo valor debe estar en cumplimiento con las exigencias locales de los SEP involucrados.

- *Mode-shapes de velocidad:*

Los vectores propios derechos de la matriz de estado del sistema proporcionan los llamados “mode-shapes”, dando una medida de la actividad de una variable de estado cuando un determinado modo es excitado. Los *mode-shapes* de velocidad se componen de los factores de observabilidad de las velocidades rotóricas en cada modo, y se utilizan para identificar la forma en que oscilan las máquinas, permitiendo su clasificación en modos locales, intraplanta, interplantas e interáreas.

- *Factores de participación*

Los factores de participación son indicativos de las interacciones relativas de los respectivos estados en los respectivos modos, y viceversa. Los factores de participación de velocidad indican la sensibilidad del modo a la adición de amortiguamiento mecánico en el eje del generador. Si el factor de participación correspondiente a un determinado generador en un modo electromecánico fuera cercano a cero, entonces ese generador no tendrá capacidad de contribuir al amortiguamiento del modo.

3.1.5 Mecanismos de control y compensación que pueden a mejorar la estabilidad del sistema

Los problemas de estabilidad ante perturbaciones severas o de pequeña señal es un tema recurrente en los grandes SEP a nivel mundial. Actualmente, para prevenir los problemas de estabilidad de los SEP existen múltiples equipos y estrategias de control novedosas que permiten mejorar el desempeño dinámico de los SEP y disminuir así los riesgos de inestabilidad.

En la mayoría de los casos, los problemas de estabilidad de pequeña señal se deben a un mal amortiguamiento de las oscilaciones en caso de contingencias. El uso de estabilizadores de potencia (PSS) para controlar los sistemas de excitación de los GS resulta ser la solución más conveniente desde un punto de vista costo-efectividad para mejorar la estabilidad de pequeña señal de los SEP. Adicionalmente, se pueden usar métodos como reajustar parámetros de dispositivos FACTS (SVC Y STATCOM principalmente) [66], así como resintonizar o reajustar la ganancia de los AVR de modo que aporten torque amortiguante. Las oscilaciones de un SEP también se pueden mejorar mediante un correcto diseño y uso de baterías.

Los controladores utilizados para mejorar la estabilidad de pequeña señal de un sistema deben funcionar de manera satisfactoria durante grandes perturbaciones, por lo tanto, aunque estos controles se diseñen utilizando técnicas lineales, su rendimiento general se evalúa considerando la respuesta del sistema tanto para pequeñas como grandes perturbaciones. En esta sección, se describen algunas medidas que se pueden implementar en los modelos de planta de cada GS que pueden mejorar el amortiguamiento que cada equipo provee frente a modos oscilatorios inestables o mal amortiguados de manera de asegurar la estabilidad en pequeña señal del sistema.

1. Regulación de ganancia del AVR

Desde la inclusión de los reguladores de voltaje (AVR) en las unidades generadoras de los SEP modernos, prácticamente se han eliminado los problemas de inestabilidad no oscilatoria, debido principalmente a que el AVR puede suministrar la cantidad necesaria de torque sincronizante para evitar problemas de esta índole. Sin embargo, el valor de la ganancia de un AVR implica un *trade off* entre torque sincronizante y torque amortiguante, lo cual si bien no representa un problema de amortiguamiento ante modos locales, en presencia de modos interárea, un aumento del torque sincronizante a costa de una disminución del torque amortiguante podría traer problemas de estabilidad [67]. A continuación, en la Figura 16 se presenta un diagrama de bloques que consiste en la representación de un GS, incluyendo dinámica de campo (constantes K_2, K_3, K_4) y el efecto del AVR (constantes K_5 y K_6) como respuesta al error de voltaje [63].

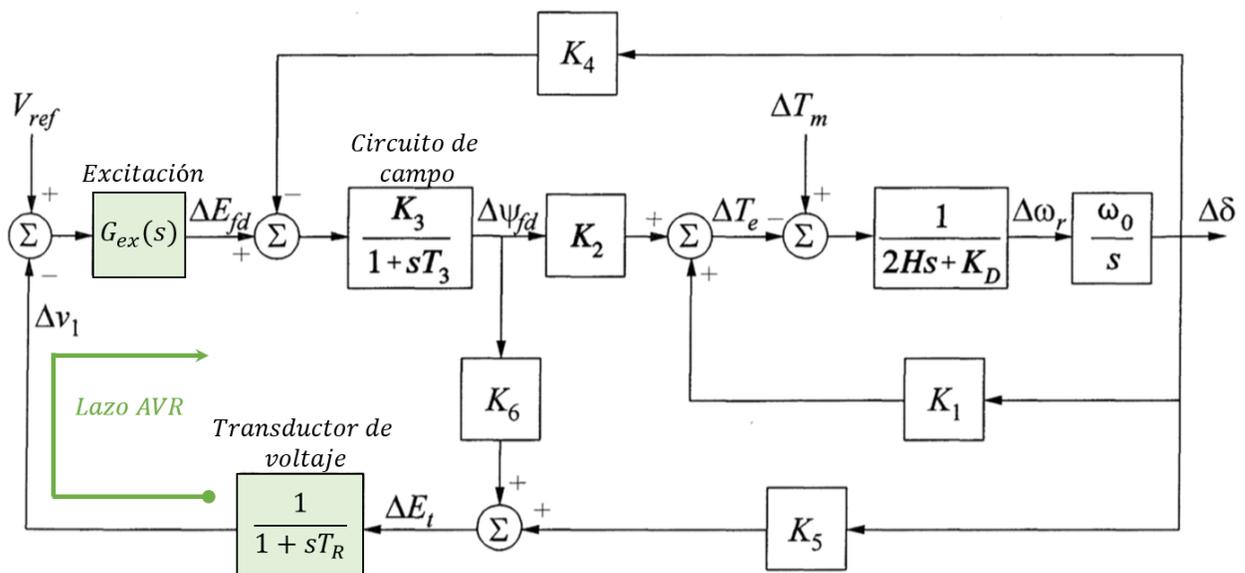


Figura 16: Diagrama de bloques de un GS considerando dinámica de campo y regulación de tensión (AVR).

El efecto que tiene el AVR sobre la excitación $G_{ex}(s)$ queda en función de la ganancia K_A , de tal manera que para un control de excitación en base a tiristores (típicamente utilizado), se tiene que $G_{ex}(s) = K_A$, tal como muestra la Figura 17 presentada a continuación.

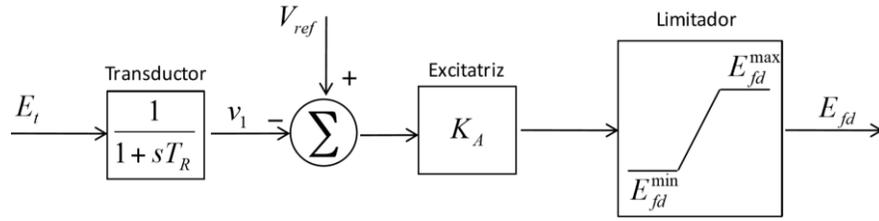


Figura 17: Diagrama de bloques que representan la acción del AVR de tipo ST1A (en base a tiristores) sobre la excitación del GS.

De los diagramas de bloques anteriores se aprecia que principalmente existen dos variables de control asociadas a la acción de un AVR sobre el sistema: T_R y K_A . Estas variables corresponden a la constante de tiempo de la regulación de voltaje (T_R), y a la ganancia K_A mediante la cual el AVR controla la excitación del sistema. Los valores de ganancia K_A se encuentran dentro de un espectro bastante grande, abarcando rangos típicamente entre 0 y 400 [p.u] [68].

Para un GS que cuenta con regulación automática de voltaje (AVR), la variación en el flujo magnético de excitación se genera principalmente producto de variaciones en el voltaje de excitación, así como también por motivo de la reacción de armadura relativa a la carga que suministra el GS. Del diagrama de bloques presentado en la Figura 16, se pueden ver varias variables que afectan de una manera u otra los valores de tensión interna, voltaje en bornes y flujos magnéticos. De las variables mencionadas se encuentran las “constantes K ” (K_2 , K_3 , K_4 , y K_6), que corresponden a valores constantes que usualmente son positivos, asociados al diseño y parámetros técnicos del GS y sus controladores. La variable K_5 puede tomar tanto valores positivos como negativos. Dicho esto, el efecto del AVR en las componentes de torque amortiguante y sincronizante se verá principalmente influenciada por los valores de K_5 y $G_{ex}(s)$.

Como se mencionó anteriormente, manejar la ganancia de un AVR, supone un *trade off* entre torque sincronizante y amortiguante relativo a los valores de sus “constantes K ”. El valor de la constante K_6 será siempre positivo, mientras que el valor de la constante K_5 puede ser positivo y negativo, dependiendo del punto de operación y de la impedancia de la red. Del diagrama de bloques presentado en la Figura 16, se observa que la variación del voltaje en bornes ΔE_t es la entrada al transductor según:

$$\Delta E_t = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta \Psi_{fd} \quad (11)$$

De La ecuación (11), se puede ver que para valores de K_5 mayores a cero, el efecto del AVR es introducir un torque sincronizante negativo y una componente de torque amortiguante positiva, mientras que para K_5 negativo, el efecto del AVR es el opuesto (introduce una componente de torque amortiguante negativo y torque sincronizante positivo). Una solución es establecer la respuesta del sistema de excitación de forma que resulte en torques sincronizante y amortiguante suficientes para asegurar la estabilidad oscilatoria y no oscilatoria en un amplio rango de condiciones de operación [63].

En cuanto a la ganancia K_A , para un AVR de tipo ST1A (como el descrito en la Figura 17), el control de la excitación viene dado por $G_{ex}(s) = K_A$. Dicho esto, el amortiguamiento que tendría el sistema producto del efecto que tiene aumentar la ganancia K_A dependerá principalmente de cuanto sea el valor inicial de dicha ganancia [63]. Si asumimos un GS consistente en 4 unidades generadoras en paralelo de 555MVA c/u, conectado a una barra infinita mediante un transformador elevador y un enlace de doble circuito (Figura 18), el efecto que tendría aumentar la ganancia K_A sería:

- Para valores de K_A cercanos a cero, las variaciones en el flujo magnético de excitación $\Delta\Psi_{fd}$ serán exclusivamente producto de la reacción de armadura. El efecto que tendría el AVR sería disminuir la componente de torque amortiguante y disminuir levemente la componente de torque sincronizante acorde aumenta la ganancia K_A .
- Para valores de $K_A < 50$ aproximadamente, el efecto de aumentar K_A será disminuir tanto la componente de torque sincronizante como la de torque amortiguante.
- Para valores de $K_A > 50$, el efecto de aumentar K_A será un aumento de la componente de torque sincronizante y una disminución de la componente de torque amortiguante.
- Para valores de $K_A \approx 200$, la componente de torque amortiguante será negativa y mínima, correspondiendo al valor más negativo que la componente amortiguante puede alcanzar, mientras que la componente de torque sincronizante sigue aumentando acorde aumenta K_A .
- Para valores de $K_A > 200$, la componente de torque amortiguante aumentará desde el punto mínimo alcanzado para $K_A \approx 200$ (pero seguirá siendo negativa), mientras que la componente de torque sincronizante sigue aumentando acorde aumenta K_A .
- Para valores de K_A muy grandes, el torque debido a $\Delta\Psi_{fd}$ estará en fase con $\Delta\delta$, por lo tanto no existirá una componente de torque amortiguante, y la componente de torque sincronizante habrá alcanzado el valor máximo (positivo) permitido.

La principal conclusión de lo expuesto es que un AVR que solo reacciona ante el error de voltaje debilita el amortiguamiento introducido por los amortiguadores y el campo para un amplio rango de valores de ganancia K_A . En el caso de un GS muy cargado conectado a una línea larga, una ganancia grande del AVR puede resultar en un torque amortiguante neto negativo, lo cual volvería el sistema inestable ante perturbaciones. Para esos casos extremos, el efecto negativo del AVR se puede corregir mediante la utilización de estabilizadores de potencia (PSS) [63].

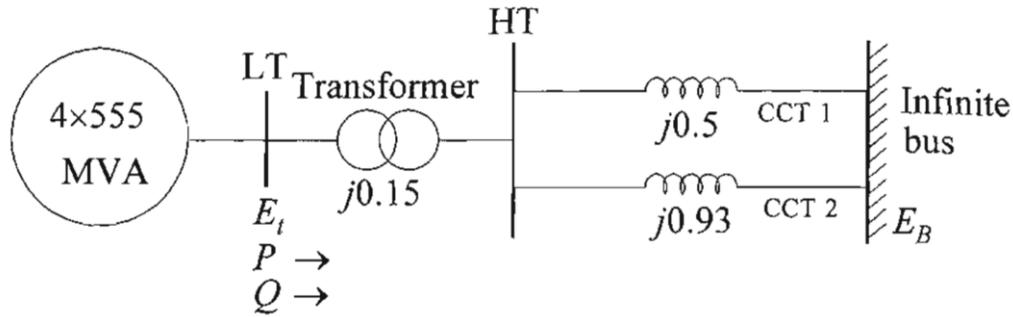


Figura 18: Esquema implementado para evaluar el efecto que tendría un aumento de K_A de un sistema consistente en 4 unidades generadoras de 555MVA c/u, conectados a una barra infinita.

2. Estabilizador de sistemas de potencia (PSS):

Un PSS es un controlador que consiste en un lazo de realimentación adicional para los AVR de los GS (en parte para eliminar el torque amortiguante negativo que podría introducir un AVR a modo de aumentar el torque sincronizante). El PSS es uno de los controladores más eficientes en términos de costo-efectividad para efectos de mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal de los sistemas de potencia. La función de un PSS es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador. Esto se consigue modulando la excitación del generador para desarrollar un componente de torque eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad del rotor. Entre las señales de entrada comúnmente utilizadas para un PSS se encuentran la velocidad del eje, la integral de la potencia y la frecuencia en bornes de la máquina. Entre los distintos tipos de controladores de PSS se puede encontrar: Estabilizador basado en la señal de velocidad del eje ($\delta - \Omega$), estabilizador $\delta - P - \Omega$, estabilizadores basados en variaciones de frecuencia, y estabilizadores digitales, entre otras opciones [66].

La inserción de PSS en los AVR de los generadores es una de las formas más comunes de mejorar la estabilidad tanto transitoria como de pequeña señal. En particular, la tarea del PSS es añadir una señal adicional que compensa la desviación de voltaje (ΔV) y entrega un componente amortiguante en fase con Δw . En el diseño de los PSS se requiere conocer la estructura y los parámetros del AVR. Un mal diseño de PSS puede producir oscilaciones indeseadas que podrían poner en riesgo la estabilidad. Usualmente, los parámetros de los PSS son optimizados con respecto a las oscilaciones observadas en el análisis de pequeña señal. Sin embargo, un diseño adecuado de los PSS puede mejorar incluso el amortiguamiento ante una contingencia severa. Los PSS incluso, pueden mejorar la estabilidad de first-swing mediante un lazo de control adicional.

Por otra parte, la inserción de PSS en los GOV de los generadores es una práctica poco usual. Este método es utilizado para reducir las oscilaciones producidas luego del despeje de una falla severa y un cambio en la topología del sistema. En este caso, el PSS ofrece amortiguamiento solo de manera local, afectando al generador que se le introduce. En particular, la tarea del PSS en el *governor* es forzar cambios en la potencia mecánica (ΔP_m) que están en fase con (Δw).

A continuación, se presenta el diagrama de bloques de un GS con control de tensión y un PSS (Figura 19). De la Figura 19, se puede ver que el lazo de control del PSS, se modela como una entrada adicional ΔV_s que se suma a la acción $V_{ref} - V_1$ del AVR. Cabe mencionar que para simplificar el análisis, el diagrama de bloques presentado no incluye los circuitos amortiguadores.

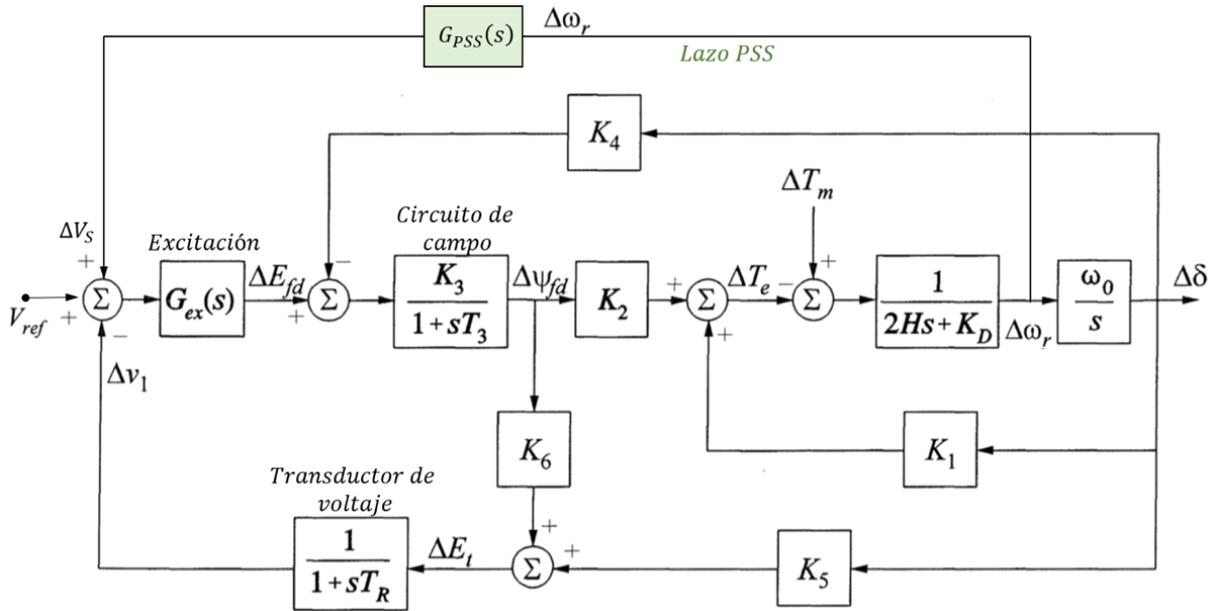


Figura 19: Diagrama de bloques para un GS con control de tensión y un PSS, sin considerar efecto de circuitos amortiguadores.

Del diagrama de bloques presentado en la Figura 19, el lazo que representa la función de transferencia G_{PSS} del PSS, debe tener circuitos de compensación de fase apropiados (*phase lead compensator*) los cuales introducen una componente de torque eléctrico en fase con las variaciones de velocidad del eje, contribuyendo así a amortiguar oscilaciones en el rotor. En el caso ideal, si la característica de fase del PSS, G_{PSS} fuese el inverso exacto de la característica de fase de la excitatriz y del GS, el PSS resultaría en un torque amortiguante “puro” para todas las frecuencias de oscilación. Una de las alternativas típicas para representar la acción de un PSS, es el diagrama de bloques presentado en la Figura 20.

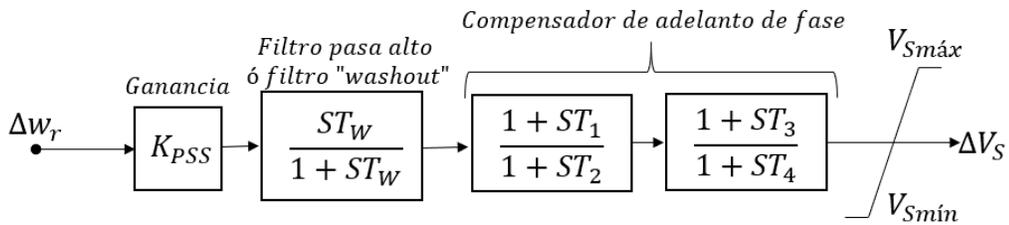


Figura 20: Función de transferencia clásica de un PSS.

Del diagrama de bloque presentado anteriormente (Figura 20), se puede ver que la entrada típica de este lazo de control es la velocidad del eje (rotor) del generador, pero también puede ser la potencia eléctrica o frecuencia. La entrada pasa primero por un filtro de alta frecuencia (filtro “washout”), el cual elimina el valor en régimen permanente de la señal de 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 interárea. Por otra parte, los PSS más modernos tienen bloques *lead/lag* adicionales, los que podrían no ser necesarios en todas las aplicaciones.

La sintonización de los PSS requiere determinar los parámetros de la función de transferencia. Los parámetros deben ser definidos de manera tal que incrementen el

amortiguamiento del sistema sin afectar adversamente otros modos oscilatorios, lo cual puede resultar bastante complejo. Es por esto, que para disminuir la dificultad de la sintonización de los parámetros de un PSS, generalmente se asumen algunos valores y otros se determinan en base a diferentes análisis. En este contexto, la constante de tiempo T_W del filtro “washout” no es crítica, encontrándose generalmente en el rango de 1 a 20 segundos. Su valor se define en función del modo oscilatorio que se pretenda amortiguar: 1 – 2 segundos para un modo local, y $T_W > 10$ segundos para un modo interárea. En cuanto a los dos bloques que conforman el compensador de adelanto de fase, generalmente solo se sintoniza una de las dos constantes de tiempo en cada uno, asumiendo el valor de una variable y calculando la otra en función de este. La sintonización de un PSS se hace generalmente en base a las variables K_{PSS} , T_1 y T_3 del diagrama de bloques presentado en la Figura 20, asumiendo los valores que tendrían las variables T_2 y T_4 . Los valores típicos de los parámetros a sintonizar de un PSS son:

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo
K_{PSS}	0,01	50
T_W	1	20
T_1	0,1	1
T_2	0,08	0,1
T_3	0,1	1
T_4	0,09	0,1

Tabla 10: Valores típicos a considerar para la sintonización de un PSS.

- *Efecto PSS en amortiguamiento de oscilaciones interárea y locales*

Las características de un modo de oscilación interárea son bastante complejas y difieren bastante de las características de un modo de oscilación local. Particularmente, las características de la carga tendrán un efecto mucho mayor en la estabilidad de los modos interárea. La manera en que los sistemas de excitación afectan las oscilaciones interárea depende del tipo de mecanismo de excitación, su ubicación y las características de la carga [69]. La controlabilidad de un modo interárea mediante el uso de PSS resulta ser una tarea bastante compleja, la cual depende principalmente de tres factores: 1) Localización de las unidades generadoras que cuentan con PSS, 2) Características y ubicación de las cargas, y 3) Tipo de excitación de las otras unidades generadoras [63].

En algunos casos, el uso PSS no logra cumplir de manera correcta la función de amortiguar las oscilaciones de un modo interárea. Según la investigación realizada en [70], un PSS añade amortiguamiento a un modo interárea en gran parte modulando las cargas del sistema. Cuando el voltaje de la barra de carga se mantiene constante o la carga no varía con el voltaje, la efectividad del PSS para amortiguar un modo interárea cae significativamente, afectando de esta manera la capacidad del PSS de amortiguar oscilaciones. Los resultados obtenidos en [70] subrayan la importancia de utilizar modelos de carga apropiados en el diseño de PSS para mejorar la estabilidad en modos interárea.

Por otra parte, el rendimiento de los PSS en cuanto a modos locales se ve levemente afectado por su ubicación o las características de las cargas [70], ya que los problemas asociados a modos de oscilación local se deben principalmente a oscilaciones entre rotores de máquinas

cercanas o mala sintonización de controladores que actúan sobre la excitación, y no con respecto al valor de una carga o su voltaje en la barra.

3. Compensación serie (sin electrónica de potencia):

Este método suele aplicarse a líneas de transmisión. En dicho método se introducen capacitores en serie a las líneas, lo cual disminuye directamente la reactancia serie de la misma. De esta forma, la capacidad máxima de transferencia de potencia puede aumentar significativamente mejorando así la estabilidad transitoria y de voltaje, disminuyendo las caídas de tensión, y minimizando las pérdidas de potencia activa y reactiva. Normalmente, mediante este método se compensa entre un 25 % y 70 % de la reactancia inductiva [71]. Estos métodos de compensación se utilizan generalmente para líneas de largo mayor a 120 km. Si la compensación es de un 100 %, el flujo de la línea sería extremadamente sensible a la variación del ángulo entre los voltajes de los extremos de la línea, perjudicando la respuesta dinámica del sistema ante alguna contingencia [71].

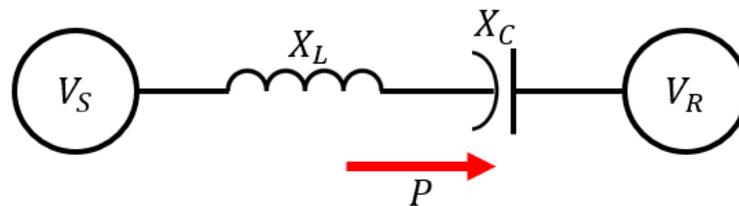


Figura 21: Sistema que utiliza compensación serie.

Como complemento a lo anterior, si consideramos el sistema presentado en la Figura 21, el cual presenta una reactancia X_L y una compensación X_C . Teniendo eso en consideración, y definiendo la variable K como el porcentaje de compensación añadida (según X_L), la transferencia de potencia queda expresada como:

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

Al aumentar la compensación X_C (aumentar compensación capacitiva porcentual K), aumentaría la máxima transferencia de potencia como se muestra en la Figura 22. Esto tiene como consecuencia el aumento de área desacelerante, implicando un efecto positivo en la respuesta transitoria del sistema pues aumenta el margen de estabilidad y el tiempo máximo de despeje de falla. Sin embargo, el aumento de la compensación serie implicaría una disminución en la magnitud del factor de potencia (al compensar los reactivos que se consumen a lo largo de la línea), desplazando hacia arriba la curva P^V/P_Q (curva de nariz). Esto quiere decir, que a medida que aumenta la compensación en la línea, la máxima potencia que se puede transferir aumenta, así como también el voltaje crítico donde se alcanza este punto. Esto resultaría peligroso, ya que la máxima transferencia de potencia podría ser alcanzada para voltajes cercanos al nominal, tal como muestra la Figura 23.

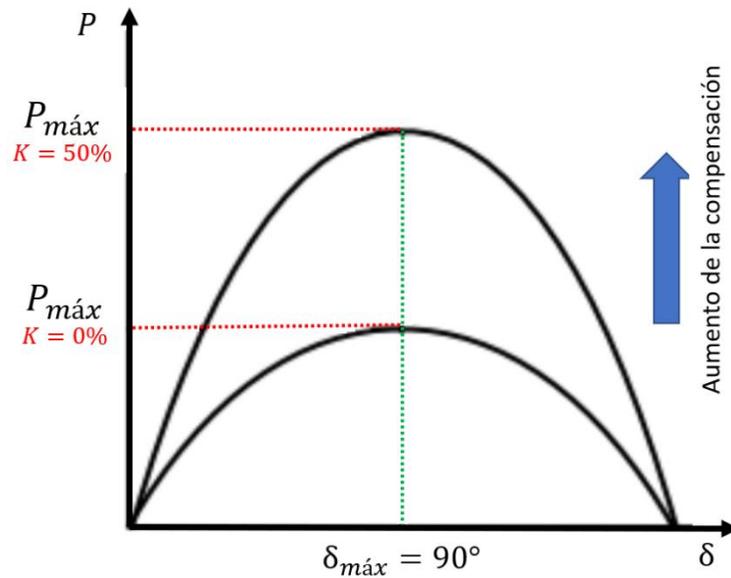


Figura 22: Aumento de capacidad de transferencia de una línea ante un aumento de la compensación serie.

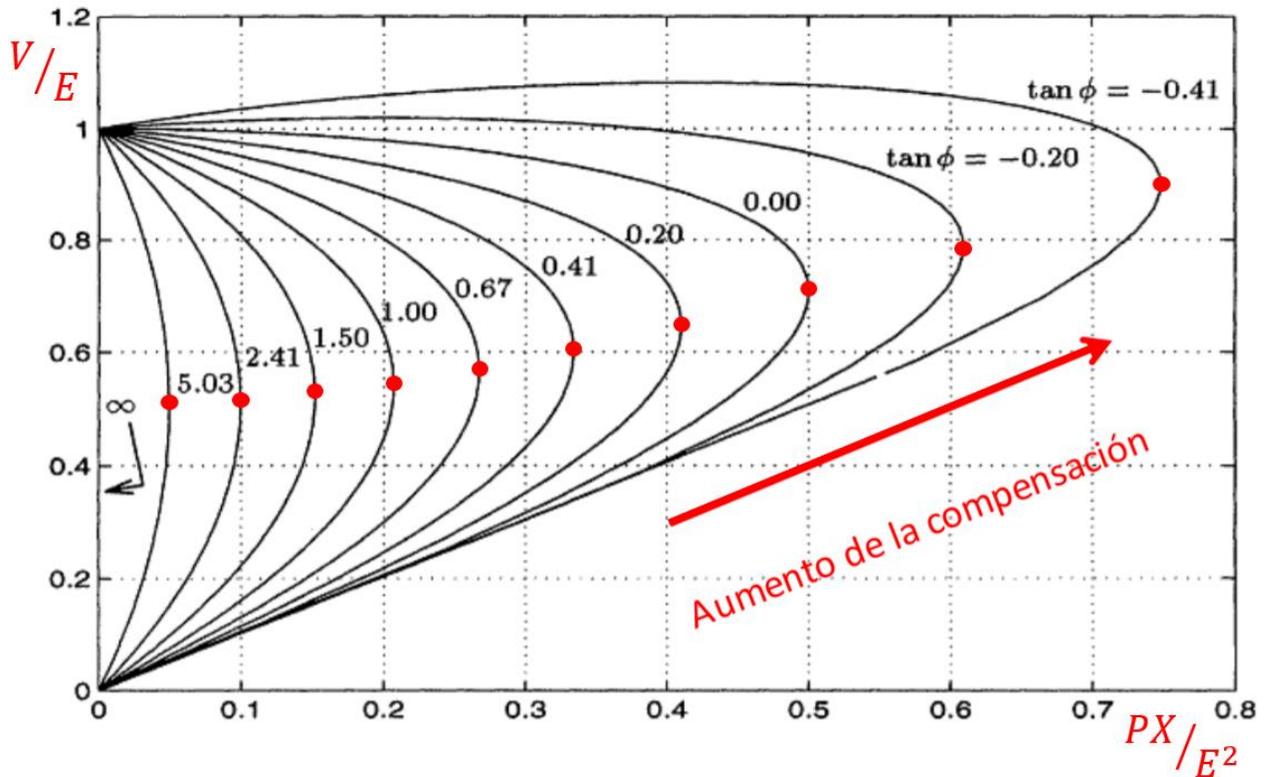


Figura 23: Efecto de un aumento de la compensación serie en curva PV/PQ (curva de nariz).

- *Rango típico de compensación serie utilizado*

El rango típico de compensación serie usado en los sistemas de potencia se muestra en la Tabla 11, representado según la variable K [71]. De lo presentado en la Tabla 11, cabe mencionar que una compensación capacitiva serie de 100 % de la inductancia equivalente de la línea nunca es considerada debido a que el flujo por la línea sería extremadamente sensible a la variación del

ángulo entre los voltajes de ambos extremos de la línea, con un serio riesgo de perder la estabilidad del sistema (ya sea por el margen de estabilidad en la curva de nariz, o por la entrada del sistema en un modo de resonancia).

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo
K	25%	75%

Tabla 11: Rango típico de compensación serie utilizado según variable K .

4. Compensación shunt:

En el caso de compensación shunt, 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 general, las reactancias suelen conectarse en bornes de las líneas con el fin de minimizar las pérdidas y regular la tensión. Cuando las líneas son muy largas, estas reactancias suelen situarse a lo largo de las líneas [72]. Existen dos métodos de compensación shunt:

- *Compensación shunt capacitiva:* Este método mejora el factor de potencia y aumenta la tensión.
- *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 [73], 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 [72].

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 según se requiera (puede consumir o entregar reactivos dependiendo del caso). Este esquema de conexión es el que se muestra en la Figura 24.

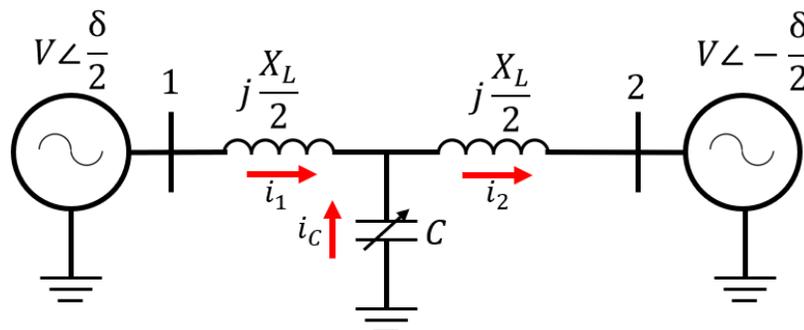


Figura 24: Sistema con compensación shunt, modelo simplificado.

Si se considera el caso ideal, los voltajes en las barras son $V_1 = V_C = V_2$. Teniendo eso en cuenta, la potencia activa y reactiva que se transfiere desde la barra 1 a la 2 se determina según:

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

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

De las ecuaciones para la transferencia de potencia activa y reactiva vistas anteriormente, se concluye que la capacidad máxima de transferencia de potencia activa y reactiva se duplica y cuadruplica respectivamente para un sistema con compensación shunt (Figura 24). Esto implicaría un aumento del margen de estabilidad transitoria y del margen de regulación de tensión. Los límites de la compensación shunt requerida se definen en base al nivel de voltaje y/o factor de potencia deseados.

5. Equipos FACTSs (serie y/o paralelo)

La compensación mediante equipos FACTSs puede ser usada 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 serie, paralelo y combinados (serie/paralelo). La gran diferencia entre la compensación de equipos FACTSs y la compensación paralelo y serie, es la operación controlada por medio de electrónica de potencia, la cual ajusta las potencias a los valores de referencia deseados [74]. Son cinco los dispositivos FACTS más utilizados en los SEP actuales para mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal: 1) *Static Var Compensator* (SVC), 2) *Static Synchronous Compensator* (STATCOM), 3) *Thyristor-Controlled Series Condensador* (TCSC), 4) *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC), y 5) *Unified Power Flow Controller* (UPFC). Cada una de ellas presenta sus propias características y limitaciones [75]:

- El compensador estático de potencia reactiva (SVC) pertenece a la primera generación de los dispositivos FACTS que puede controlar la tensión en una barra específica, mejorando así el perfil de tensión del sistema. La principal tarea de un SVC es mantener la tensión de una barra mediante la compensación de potencia reactiva. Los SVC han sido usados por su alto desempeño en estado estacionario y buen control de tensión durante transitorios. Los SVC también son empleados para amortiguar oscilaciones de potencia, para mejorar la estabilidad transitoria y para reducir pérdidas del sistema mediante el control optimizado de potencia reactiva [75].
- El compensador estático síncrono (STATCOM) pertenece a la segunda generación de dispositivos FACTS y es usado para las mismas tareas que el SVC mencionadas. Las principales diferencias con el SVC son que la corriente entregada es independiente de la tensión del sistema y que el tiempo de respuesta es inferior a un ciclo (respuesta más rápida que el SVC).
- El condensador serie controlado por tiristores (TCSC) es un miembro de los dispositivos FACTS que cada vez se aplica con mayor frecuencia a líneas de transmisión de gran longitud en los sistemas de potencia modernos. Éste puede tener varios roles en la operación y control de un sistema de potencia como programar el flujo de potencia, disminuir los componentes asimétricos, reducir pérdidas en la red, dar soporte en control de tensión, limitar las corrientes de cortocircuito, mitigar la resonancia subsíncrona,

amortiguar oscilaciones producto de desbalances de potencia y mejorar la estabilidad transitoria.

- El compensador estático síncrono serie (SSSC) pertenece a la segunda generación de dispositivos FACTS y son usados para balancear la carga en redes MT de distribución así como para corregir el factor de potencia y el control del flujo de potencia.
- El controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) es el más versátil ya que puede ser usado para mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal en estado estacionario. El UPFC puede controlar de manera independiente más variables que los otros dispositivos FACTS, puesto que es una combinación de un STATCOM y un SSSC. Este dispositivo permite mitigar las oscilaciones de potencia de un sistema [76].

Para efectos de la presente investigación, los dispositivos FACTS que se considerarán para aumentar el amortiguamiento de oscilaciones, y por ende mejorar la estabilidad del sistema se limitarán a la implementación de SVC y STATCOM. A continuación se presenta una breve reseña explicativa para el SVC y STATCOM, y luego se presenta un estudio que evalúa la contribución de cada uno de estos a mejorar la estabilidad del sistema.

- Dispositivos SVC

Al controlar rápidamente el voltaje y la potencia reactiva, un SVC puede contribuir a mejorar el desempeño dinámico de los SEP. Normalmente, la regulación de voltaje es el modo principal de control de un SVC, y esto a su vez mejora tanto la estabilidad del voltaje como la estabilidad transitoria. Sin embargo, la contribución de un SVC al amortiguamiento de las oscilaciones del sistema suele ser pequeña, por lo que generalmente es necesario añadir un control adicional. La eficacia de un SVC para mejorar la estabilidad de pequeña señal dependerá de la ubicación del SVC, las señales de entrada utilizadas, y el diseño del controlador.

Típicamente un SVC se diseña de modo de mantener la tensión en bornes en base a la inyección o consumo de potencia reactiva dependiendo de la condición de operación. Tal como se dijo, un SVC puede amortiguar oscilaciones mediante una señal de entrada adicional y un lazo de control adicional al lazo de voltaje. En esta investigación, el SVC se representa mediante una reactancia variable con límites máximos inductivos y capacitivos para controlar el voltaje en bornes de la barra a la cual se conecta, con un bloque de control adicional y señales para amortiguar las oscilaciones, tal como muestra el diagrama de bloques de la Figura 25.

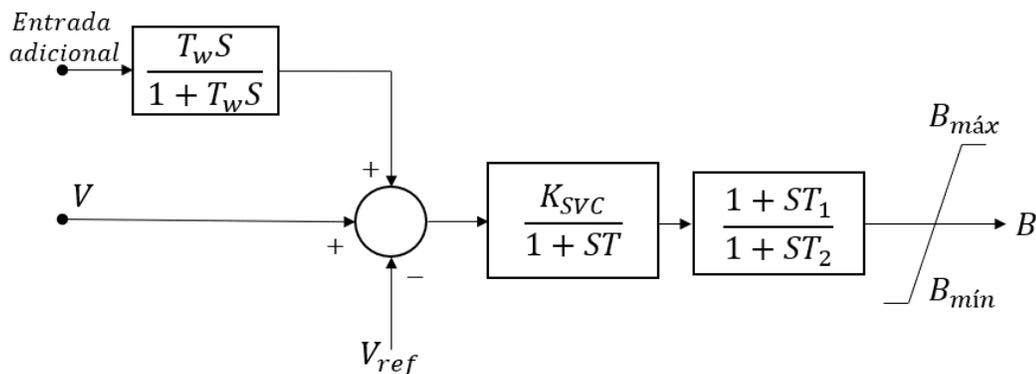


Figura 25: Diagrama de bloques típico de la acción de un SVC modelado como una señal de entrada y un lazo de control adicional al loop de voltaje.

El principal parámetro a sintonizar para mejorar el amortiguamiento del sistema ante oscilaciones es la variable K_{SVC} del integrador de la Figura 25. No existe un rango bien definido para la ganancia K_{SVC} debido a que el valor presenta una relación no lineal con los parámetros de carga [77] y con los niveles de robustez de la red donde se conecta [78].

- *Dispositivos 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 en magnitud como en fase. El desempeño dinámico de este compensador es mejor en comparación a los compensadores clásicos. Más aún, la respuesta dinámica puede mejorar aún más si se incluye en el STATCOM un sistema de almacenamiento (BESS), el cual otorga la habilidad de controlar también potencia activa. Las distintas topologías de STATCOMs se ilustran en la Figura 26.

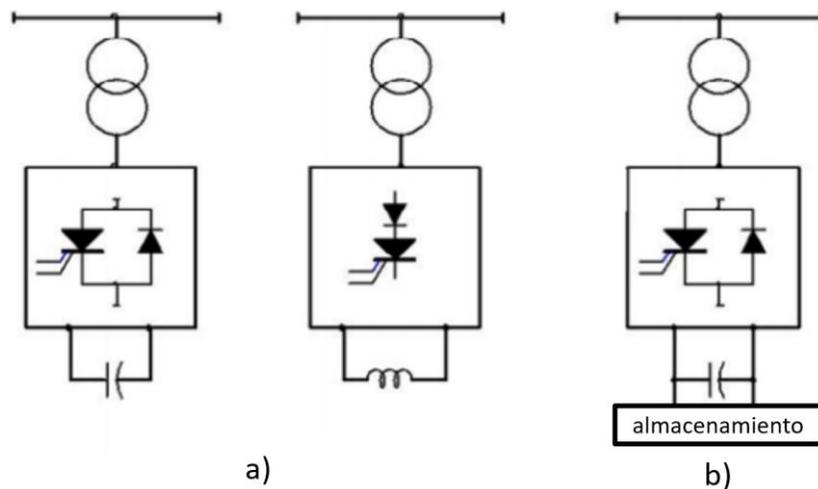


Figura 26: Topologías de STATCOM: a) basados en VSI y CSI, y b) STATCOM con sistema de almacenamiento.

El STATCOM se modela utilizando el modelo descrito en [79], que es un modelo del controlador a frecuencia fundamental, el cual representa con precisión los flujos de potencia activa y reactiva desde y hacia el *Voltage Source Converter* (VSC). El modelo es básicamente una fuente de tensión controlable detrás de una impedancia considerando la dinámica de carga y descarga del condensador DC, así como también las pérdidas AC y DC del STATCOM. Se asume una estrategia de control de fase para controlar el voltaje de la barra a la cual se conecta el STATCOM y se añade una entrada adicional al diagrama de control, para considerar amortiguamiento de las oscilaciones como se muestra en la Figura 27.

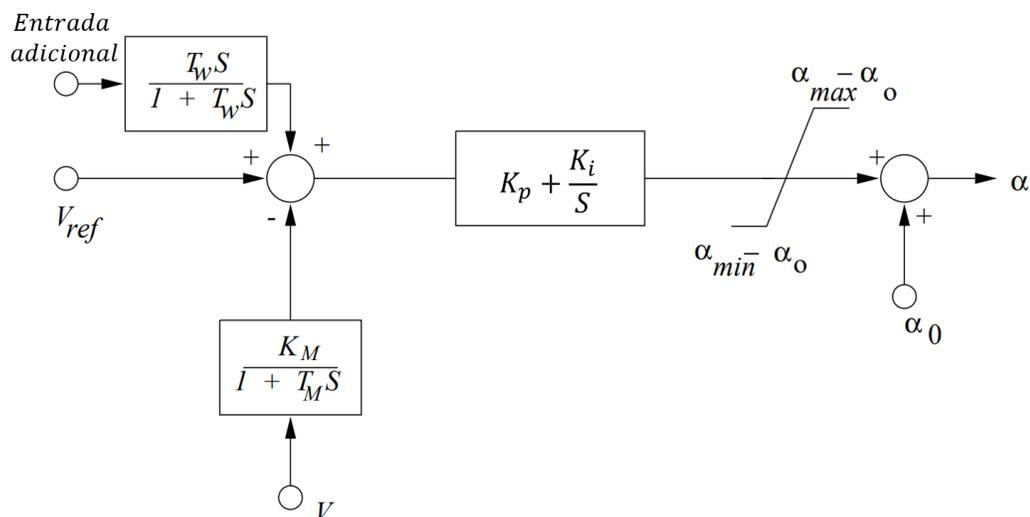


Figura 27: Diagrama de bloques considerado para modelar STATCOM.

- *Utilización dispositivos SVC y STATCOM para mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema*

Para analizar el efecto que tiene el uso de dispositivos SVC y STATCOM para amortiguar oscilaciones y mejorar la estabilidad de pequeña señal del sistema, tomaremos los resultados obtenidos en [80]. El estudio utiliza el modelo *IEEE 50 machine system*, el cual cuenta con 50 GS, de los cuales 7 cuentan con AVR de tipo ST1A (como el presentado en la Figura 17) y los otros están modelados solamente con la ecuación del swing (no tienen modelos de planta definidos). Además, el sistema cuenta con 145 barras de conexión, 453 líneas de transmisión, 52 transformadores y 60 cargas de potencia constante, determinando así lo que sería el caso base. Por otra parte, a modo de ampliar la investigación, se considera también el análisis de pequeña señal del mismo sistema pero con cambios en su topología, más específicamente sacar la línea 90-92 de operación.

En la práctica, se ha demostrado que el modelo *IEEE 50 machine system* presenta oscilaciones de baja frecuencia cuando se encuentra operando con altos niveles de carga. Es por esto, que el consumo total de potencia activa y reactiva en el sistema para ambos casos de estudio (caso base y salida de operación de línea 90-92) sería 2,83 GW y 0,8 GVar respectivamente. La investigación busca mediante análisis de pequeña señal, evaluar si los dispositivos SVC y STATCOM pueden contribuir a mejorar la estabilidad del sistema, y si además su ubicación permite que estos dispositivos puedan contribuir de mejor manera. A continuación se presentan los distintos resultados obtenidos en [80]:

- a) **Curvas P-V:** Para realizar el análisis de estabilidad de tensión, se procede a realizar el análisis de las curvas P-V del sistema. En la Figura 28, se incluye la curva P-V de la barra número 92 del modelo *IEEE 50 machine system*, tanto para el caso base como cuando se incluyen dispositivos SVC y STATCOM (cada caso analizado por separado) en la barra número 125. De lo mostrado en la Figura 28, se puede ver que si bien el margen de estabilidad y capacidad aumenta, este aumento no resulta significativo. Esto se debe principalmente a que la ubicación óptima para ubicar el SVC / STATCOM (BARRA 107) difiere de la ubicación escogida (barra 125), principalmente para mostrar que sin importar donde se encuentre el SVC / STATCOM, estos dispositivos pueden

aportar a mejorar la estabilidad. Además, el tamaño de los SVC / STATCOM utilizados (150 MVar), no resulta ser significativo a modo de analizar contribuciones al margen de estabilidad según curvas P-V.

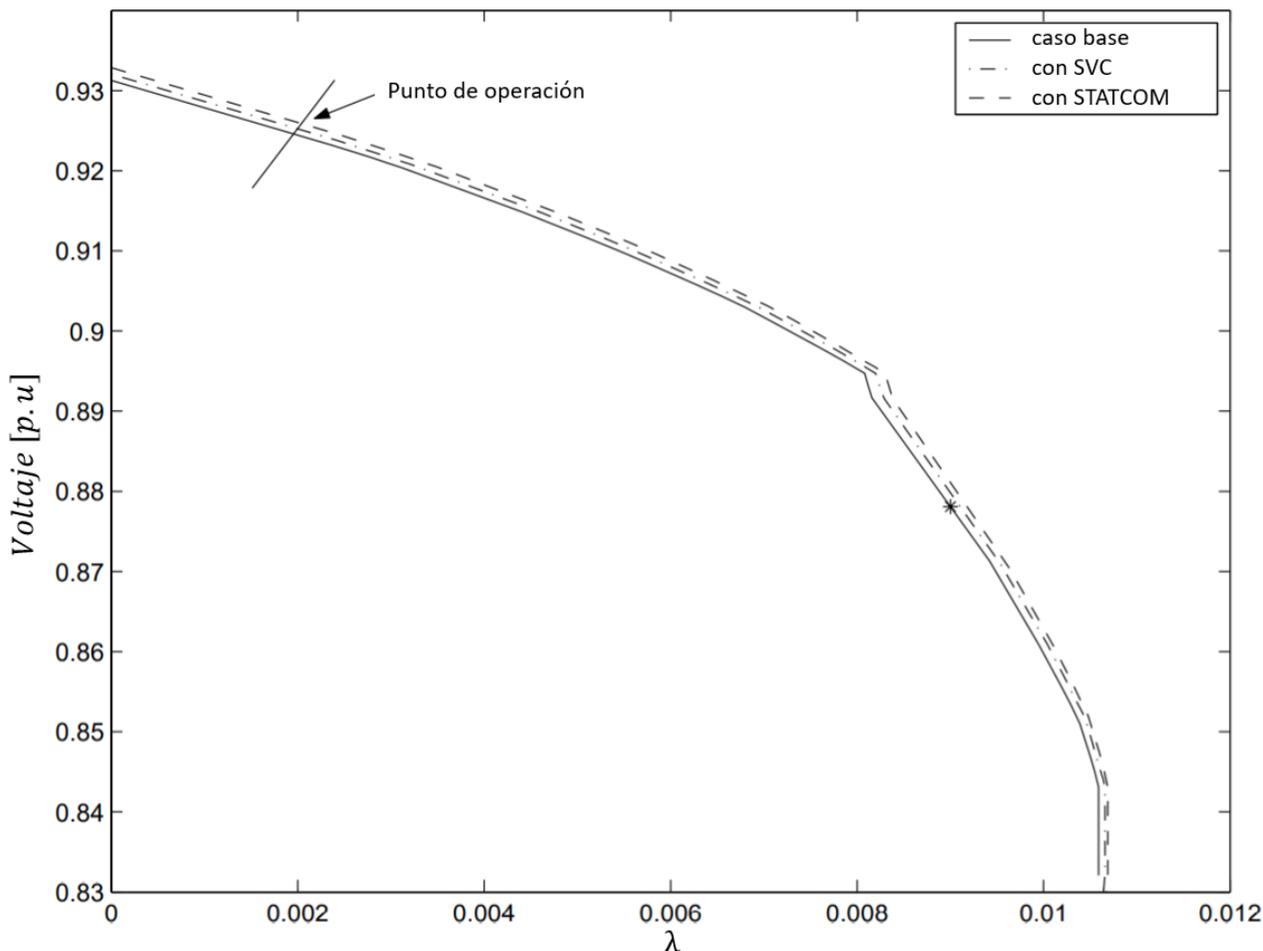


Figura 28: Curva P-V en barra número 92, que incluye: el caso base, SVC en barra 125, STATCOM en barra 125.

- b) **Máximo margen de carga:** Como se mencionó anteriormente, se ha demostrado que el modelo *IEEE 50 machine system* presenta oscilaciones de baja frecuencia cuando se encuentra operando con altos niveles de carga, condición que coincide justamente con el punto de operación del sistema (*worst case*) para evaluar estabilidad en las dos topologías distintas (caso base y línea 90-92 desconectada). La Tabla 12 muestra el máximo margen de carga que presentan los GS del sistema en la condición de operación inicial y para ambas topologías de estudio. Los resultados muestran que para ambas topologías, el uso de dispositivos SVC y STATCOM aumenta este margen de carga en comparación a la condición en que estos no son utilizados, y por ende mejorarían la estabilidad del sistema (mayor margen de acción para los GS en caso de contingencias). Además, en la Tabla 12 se puede ver que la ubicación del SVC / STATCOM puede mejorar la contribución de estos dispositivos a la estabilidad del sistema (siendo la barra 107 la ubicación óptima para utilizar estos dispositivos).

Configuración	Máximo margen de carga (p.u)	
	Caso base	Línea 90-92 desconectada
Sin controladores	0,01059	0,00454
PSS	0,01059	0,00454
SVC en barra 125	0,01066	0,01059
STATCOM en barra 125	0,01069	0,01066
SVC en barra 107	0,01069	0,01061
STATCOM en barra 107	0,01078	0,01071

Tabla 12: Margen de carga máximo para distintas configuraciones de controladores según los distintos escenarios de estudio.

- c) **Análisis de valores propios:** Analizando los valores propios del sistema para la topología en que la línea 90-92 se encuentra desconectada, de la Figura 29 se puede ver que todos los valores propios del sistema tanto para el uso de SVC como STATCOM en la barra 125 (ubicación no óptima) se encuentran en la región izquierda del eje real, lo que quiere decir que el sistema en estudio es estable en pequeña señal cuando se utilizan estos dispositivos.

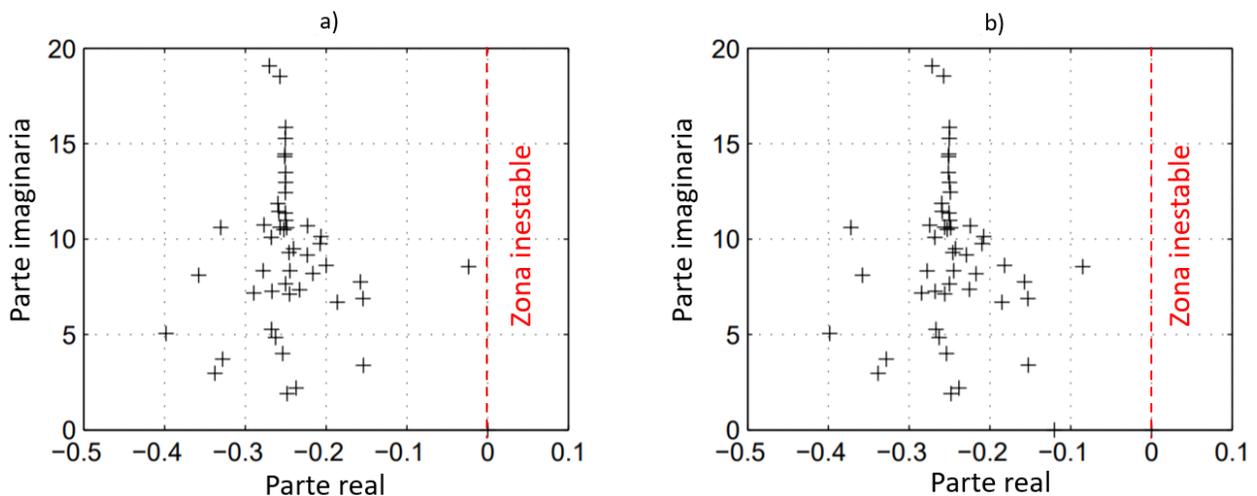


Figura 29: Valores propios en topología sin línea 90-92: a) inclusión de SVC en barra 125, b) Inclusión de STATCOM en barra 125.

- d) **Amortiguamiento de oscilaciones:** La parte más importante de la investigación [80] es aquella en que analizan mediante un análisis dinámico de estabilidad transitoria qué es lo que ocurre en el sistema, y si el uso de controladores SVC y STATCOM pueden contribuir a amortiguar transitorios producto de perturbaciones. Además, se pretende comparar el amortiguamiento añadido por el SVC / STATCOM en sus respectivas ubicaciones óptimas, con el amortiguamiento que entregaría un PSS (también en su ubicación óptima).

Para realizar este análisis dinámico, la perturbación considerada es la desconexión intempestiva de la línea 90-92, y las configuraciones de modelos de planta consideradas son: 1) modelos de planta sin controladores añadidos, 2) Amortiguamiento entregado por PSS en su ubicación óptima (barras 93 y 104), 3) Amortiguamiento entregado por SVC en su ubicación óptima (barra 107), y 4) Amortiguamiento entregado por STATCOM en su ubicación óptima (barra 107).

Los resultados obtenidos, muestran en primera instancia un sistema inestable y mal amortiguado, el cual corresponde al caso en que no hay controladores añadidos a los modelos de planta (Figura 30). Además, los resultados indican que el mejor amortiguamiento de oscilaciones se alcanza en el caso en que se utilizan PSS para amortiguar (Figura 31). Sin embargo, una correcta utilización de SVC (Figura 32) y STATCOM (Figura 33) puede proveer un amortiguamiento significativo para el transitorio producto de perturbaciones.

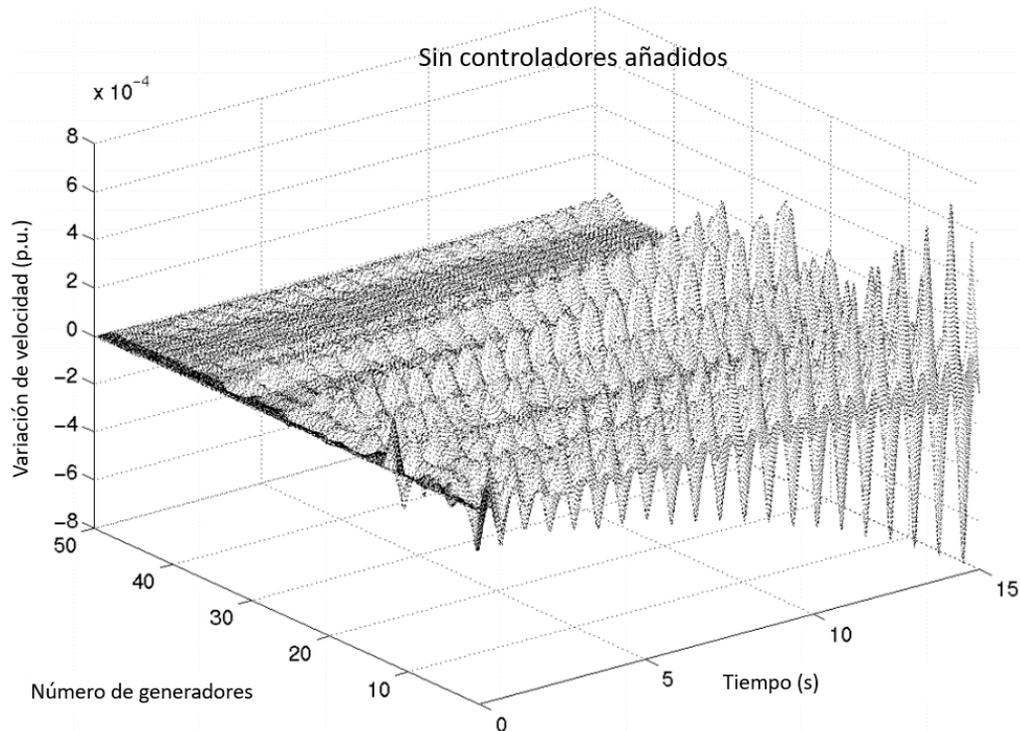


Figura 30: Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 y sin controladores añadidos.

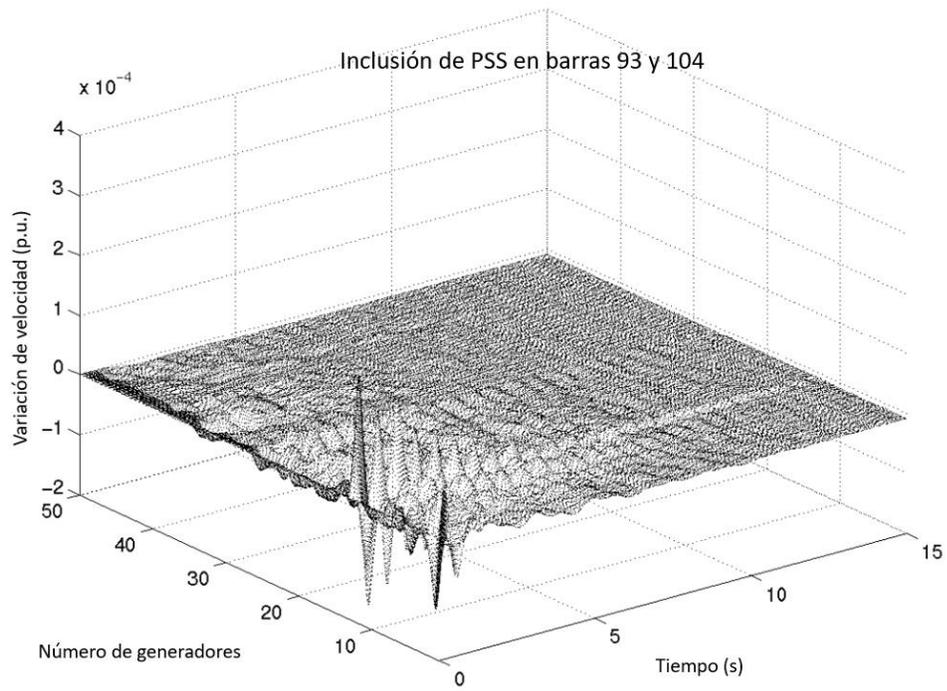


Figura 31: Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 y acción de PSS en barras 93 y 104.

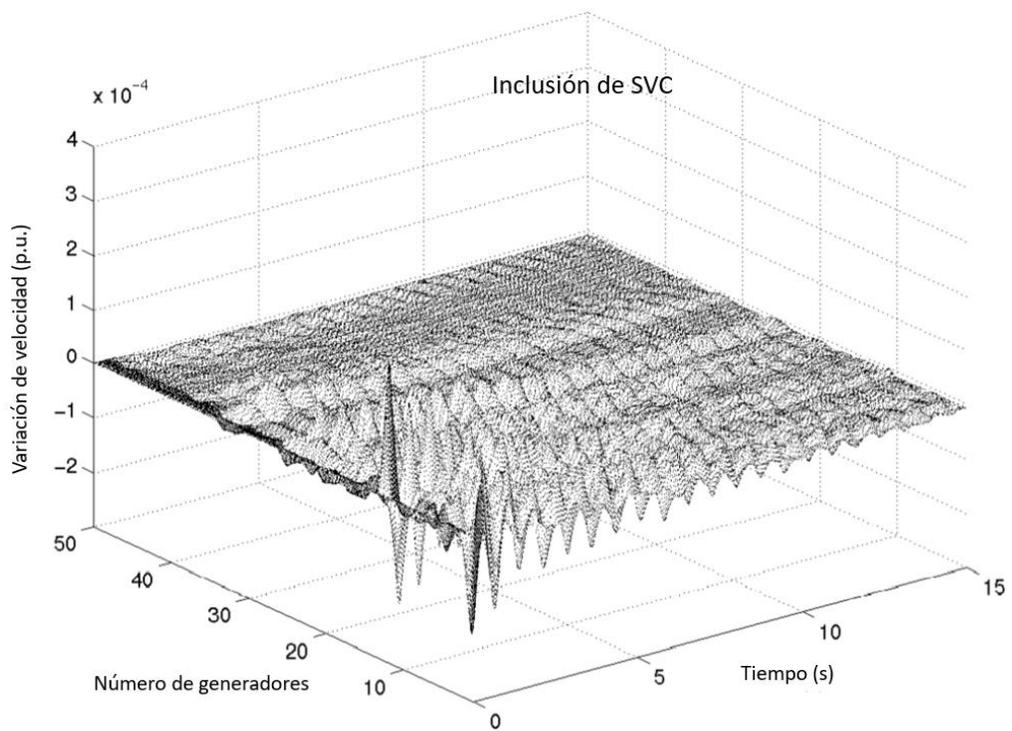


Figura 32: Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 con la inclusión de SVC en ubicación óptima.

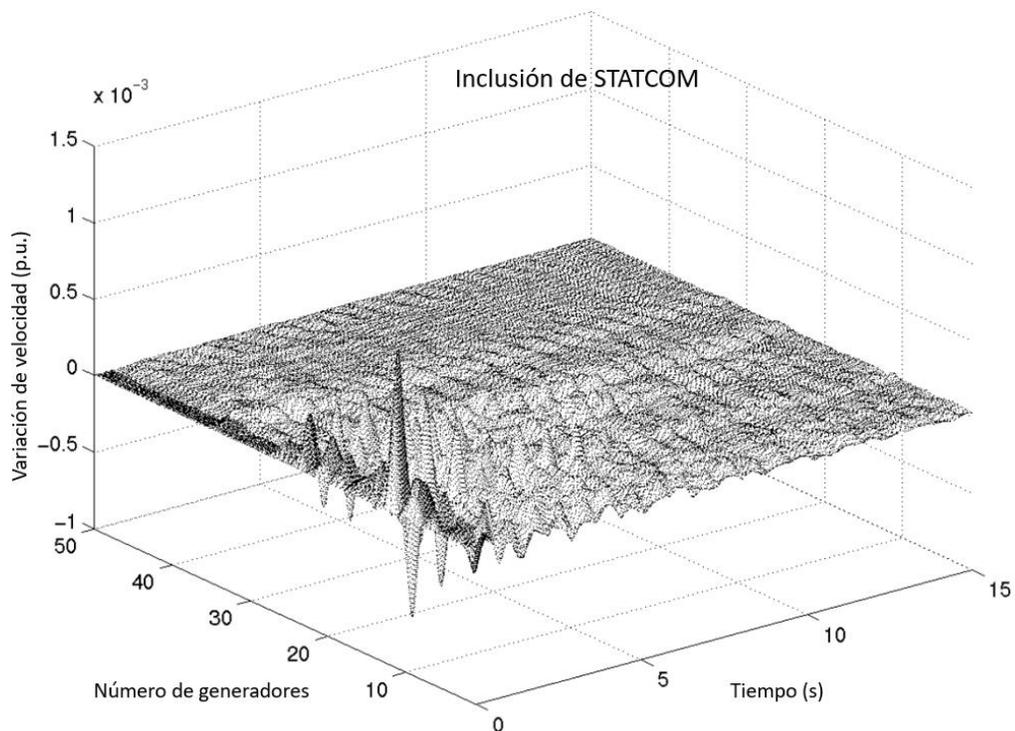


Figura 33: Oscilaciones producto de desconexión intempestiva de línea 90-92 con la inclusión de STATCOM en ubicación óptima.

La investigación [80] concluye que los SVC y STATCOM pueden amortiguar eficazmente las oscilaciones del sistema si se localizan correctamente y si están bien sintonizados. Además, en [80] se muestra que los SVC aumentan significativamente los márgenes de estabilidad del sistema (Tabla 12), especialmente en caso de contingencias, y que además mejoran el nivel de tensión en el SEP (Figura 28).

6. Uso de baterías

En general, existen varias categorías de sistemas de almacenamiento o “ESS” por sus siglas en inglés (*Energy Storage System*). Una primera categoría corresponde a los dispositivos de almacenamiento eléctrico tales como baterías, supercondensadores y superconductores magnéticos. La segunda engloba a los dispositivos de almacenamiento no eléctricos, en donde otras formas de energía (por ejemplo, térmica y cinética) son convertidas en energía eléctrica. Algunos ejemplos de esta última categoría son los volantes de inercia, almacenamiento de aire comprimido, centrales de bombeo, entre otros. [81]. Para efectos de la presente investigación, solo se considerará el uso de baterías debido a que varias tecnologías BESS existentes ya son competitivas para su uso en los SEP actuales.

Como fuente de potencia activa, los BESS pueden utilizarse para equilibrar desbalances entre carga y generación en los sistemas de energía, participando así de la regulación de frecuencia de los SEP. Para estos efectos, en condiciones normales de operación un BESS funciona cargándose o descargándose según las necesidades del sistema. Sin embargo, debido a la inversión inicial asociada, su rol puede extenderse no sólo como unidad de apoyo para mantener el balance de carga del sistema, sino también para proporcionar una amortiguación adicional de las oscilaciones del sistema o incluso para apoyar la recuperación de las tensiones durante

cortocircuitos inyectando corrientes reactivas [81]. Para la implementación de un banco de baterías en un SEP se considerará un esquema de conexión como el mostrado en la Figura 34.

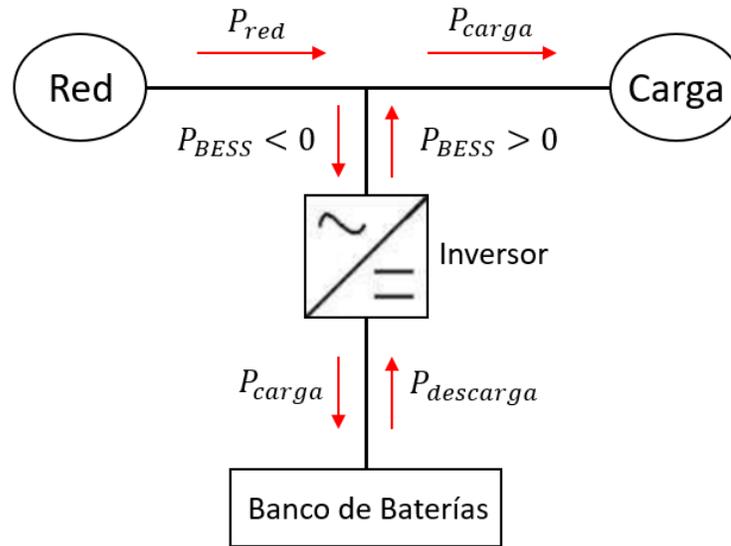


Figura 34: Diagrama esquemático de la acción de un banco de baterías operando en un SEP.

En [82] se propone un método de control para los equipos BESS a modo de mejorar el coeficiente de amortiguamiento de un modo de oscilación cargando o descargando el banco de baterías instalado mediante mediciones locales. El foco principal del estudio es evaluar la utilidad de bancos de baterías para amortiguar un modo oscilatorio mediante análisis de pequeña señal. En vista de esto, el estudio utiliza el modelo de dos áreas de Kundur [83], el cual se describe en la Figura 35.

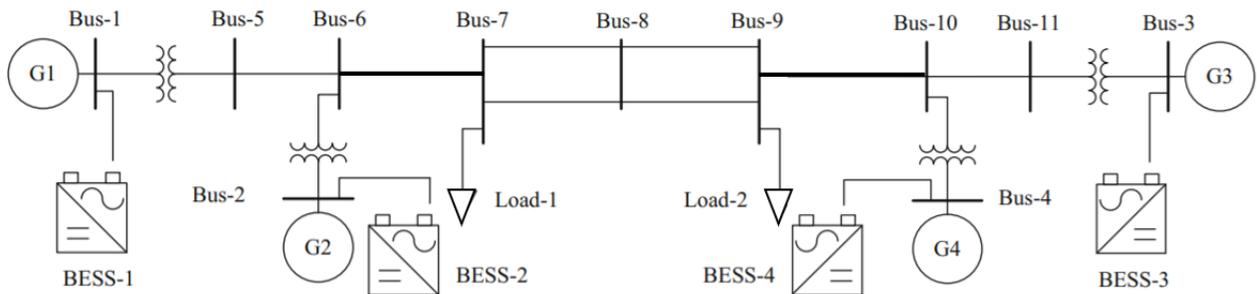


Figura 35: Modelo de dos áreas de Kundur utilizado en la investigación [82].

Para lograr los objetivos, el esquema de control utilizado para modelar las baterías consiste en una estrategia donde los lazos de control de potencia activa y reactiva se encuentran desacopladas entre sí (Figura 36).

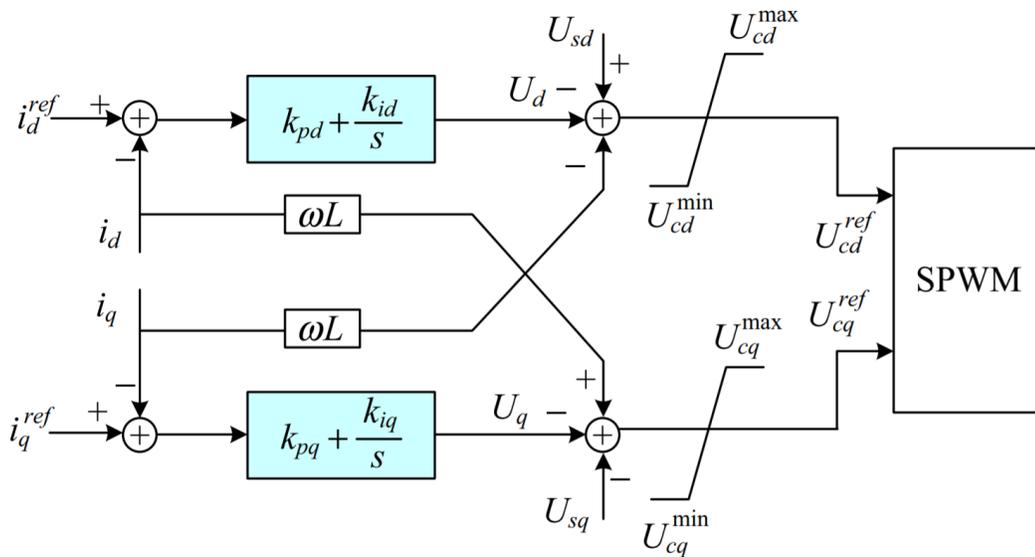


Figura 36: Estrategia de control utilizada para bancos de baterías, donde los controles de potencia activa y reactiva se encuentran desacoplados entre sí.

Un esquema de control típico donde el control de la potencia activa y reactiva están desacoplados entre sí, permite regular la potencia entregada hasta sus valores de referencia. Sin embargo, usualmente la respuesta de los dispositivos que utilizan electrónica de potencia es mucho más rápida que la respuesta dinámica de la gran mayoría de los dispositivos electromecánicos (por ej: GS). Además, las constantes de tiempo de los controladores propuestos para los sistemas de baterías (aprox. 0,02 segundos) son bastante inferiores al período de oscilación de las oscilaciones de baja frecuencia que se puedan generar producto de perturbaciones de pequeña señal (0,2 a 2,5 Hz). Debido a esto, la potencia entregada por el esquema de control implementado en los bancos de baterías puede ser modelada como una función de transferencia de primer orden [82] como la que se muestra en la Figura 37, donde T_{BAT} es la constante de tiempo que modela la respuesta del banco de baterías implementado.

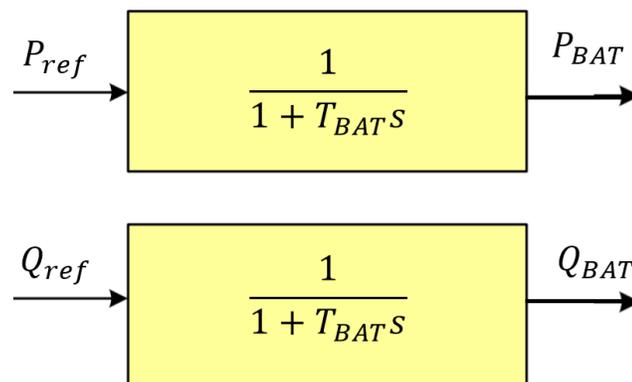


Figura 37: Esquema de control consistente en función de transferencia de 1er orden utilizado para bancos de baterías en [82].

Luego de implementado el esquema de control anteriormente mencionado para los bancos de baterías (Figura 37) en el modelo de dos áreas de Kundur (Figura 35), la investigación [82] realizó un análisis de pequeña señal en el sistema tanto para el caso en que los bancos de baterías no están operativos (caso base), como el caso en que sí están operativas. Los resultados obtenidos

para algunos de los modos de oscilación determinados mediante el análisis de pequeña señal se muestran en la tabla a continuación:

Modo oscilatorio (Hz)	Sin Baterías		Con Baterías	
	Coef. Amortiguamiento (%)	Frec. (Hz)	Coef. Amortiguamiento (%)	Frec. (Hz)
0,548	4,38	0,54865	5,04	0,54857
1,002	4,86	1,00218	5	1,00205
1,036	4,92	1,03642	5,06	1,03628

Tabla 13: Resultados obtenidos del análisis de pequeña señal realizado en [82] al modelo de dos áreas de Kundur.

De los resultados mostrados en la Tabla 13, se puede ver que la inclusión de baterías disminuye levemente la frecuencia de oscilación de los modos oscilatorios estudiados, principalmente debido al aumento en el coeficiente de amortiguamiento que implicaría la inclusión de bancos de baterías bajo el esquema de control descrito en la Figura 37.

Por otra parte, la investigación [82] investigó acerca del efecto que tendría en la estabilidad transitoria la inclusión de un limitador de potencia en los bancos de baterías. Para esto, se realizó un análisis dinámico de estabilidad transitoria al sistema, modelando una falla trifásica a tierra en la barra 8 del SEP de dos áreas descrito (Figura 35) que ocurre para $t = 2$ segundos con un tiempo de despeje de 0,02 segundos. El análisis dinámico se realizó para evaluar transitorios en el ángulo relativo entre los generadores 1-4, 1-2 y 3-4 con un coeficiente de amortiguamiento del 10% considerando tres casos: 1) Bancos de baterías operativos sin limitadores de potencia, 2) Bancos de baterías con límite de potencia 3 MW, y 3) No hay bancos de baterías. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

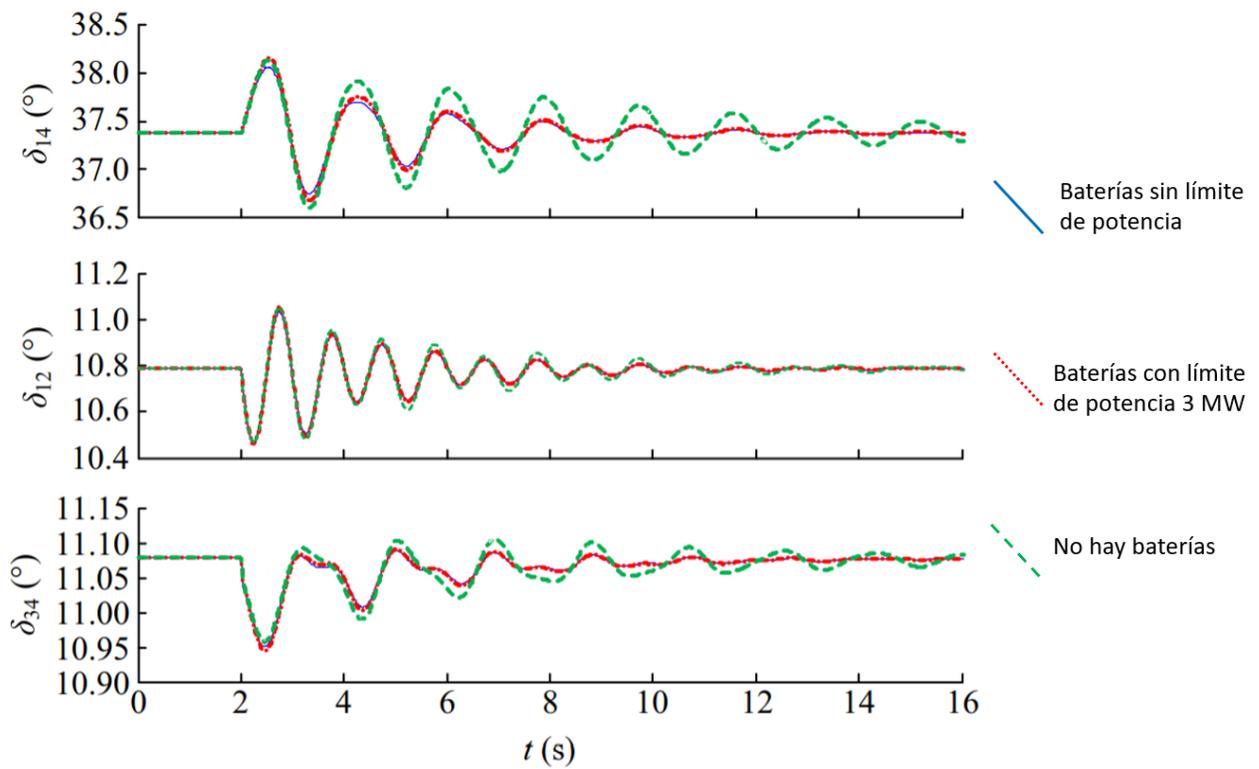


Figura 38: Respuesta dinámica de ángulo relativo entre generadores 1-4, 1-2 y 3-4 para una falla trifásica en la barra 8 considerando distintas configuraciones de baterías.

Los resultados de la investigación [82] mostrados en la Figura 38 concluyen que la inclusión de bancos de baterías con el esquema propuesto (Figura 37) permite una estabilización más rápida del transitorio producto de fallas en comparación al caso en que no hay inclusión de baterías. Sin embargo, la diferencia que existe al limitar la potencia de salida en los bancos de baterías resulta marginal al caso en que no existe un limitador.

3.2 Metodología

Tal como se dijo en el capítulo 1, el objetivo del presente trabajo es *realizar un estudio de estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico latinoamericano interconectado, asumiendo que se maximiza el uso del potencial solar en Chile y de las ERNC a nivel regional (en Latinoamérica)*. Para lograr esto, se propone la metodología mostrada en la Figura 39.

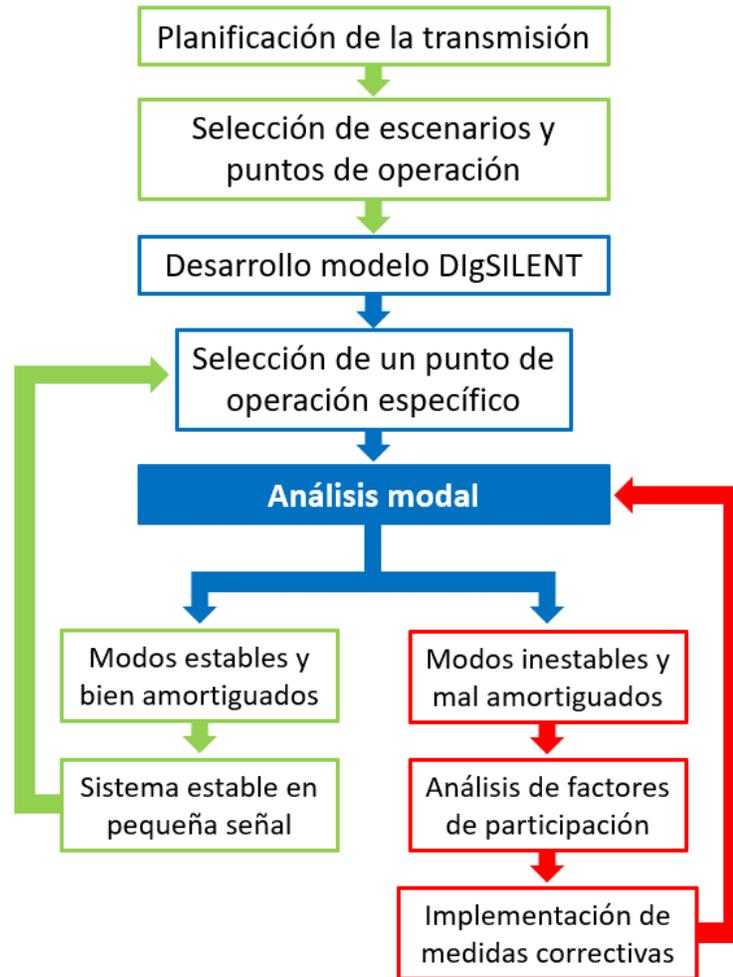


Figura 39: Diagrama de bloques que resume la metodología implementada en la presente investigación.

Como se puede ver de la figura, el primer paso de la metodología consiste en realizar una planificación del sistema interconectado latinoamericano para el año 2030. Esto se realiza utilizando el modelo de optimización desarrollado en [15], asumiendo una expansión de la generación del sistema completo según [23] y un crecimiento de la demanda según [15]. De los resultados obtenidos en la planificación se tiene la operación del sistema interconectado para el año 2030 en bloques horarios. En base a esta operación se determinan los puntos de operación a analizar en el estudio de estabilidad. La selección de los escenarios consiste en determinar un conjunto de puntos de operación relevantes desde una perspectiva de estabilidad, es decir, puntos de operación en que el sistema sea más vulnerable a inestabilidades cuando es sometido a perturbaciones. Una vez realizada la planificación, se procede a desarrollar el modelo dinámico de Latinoamérica interconectada en la plataforma DIgSILENT PowerFactory.

Una vez desarrollado el modelo en DIgSILENT PowerFactory y definidos los escenarios de estudio, se comienza con la realización del análisis de pequeña señal del sistema interconectado. En esta parte se calculan los valores propios del sistema para luego verificar que estos sean estables y que se encuentren bien amortiguados. En caso que en alguno de los puntos de operación en estudio algún modo resulte inestable o mal amortiguado, se procede a implementar medidas correctivas tales como resintonización de parámetros de controladores (AVR, PSS y/o reguladores de velocidad) o incorporación de equipos adicionales como FACTS, SVC, entre otros. El proceso continúa hasta que todos los modos de oscilación del sistema estén bien amortiguados y sean estables para todos los puntos de operación en estudio.

1. Planificación de la transmisión

La red de interconexión regional para el año 2030 se obtiene de un proceso de planificación centralizado según lo realizado en [23]. La planificación se realiza para el horizonte que contempla desde el año 2018 hasta el 2040, es decir, un horizonte de 22 años (planificación dinámica) modelando la demanda anual en 72 bloques. Para efectos del presente estudio se utilizaron los resultados de la planificación en el año 2030. El modelo requiere como datos de entrada los proyectos de generación en cada país que son candidatos a desarrollarse dentro del horizonte de tiempo establecido distinguiendo entre las distintas tecnologías (carbón, gas, diesel, solar, eólica). Además, se requiere una proyección de la demanda para cada país, la cual se obtiene del estudio presentado en [15].

Los datos de entrada para la planificación realizada se obtienen principalmente de dos fuentes:

- a) Base de datos utilizada en la planificación realizada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “La red del futuro” [15]
- b) Restricciones específicas que se incluyeron en el problema de optimización, las cuales apuntan a un escenario específico del estudio de planificación considerado [23]. Este modelo corresponde al escenario *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) del estudio desarrollado en [23]. Este escenario en particular considera que para un sistema latinoamericano interconectado se reduce fuertemente la generación térmica y se reemplaza por fuentes de energía renovable. En este contexto es importante mencionar que el estudio de planificación [23] considera que Chile aumenta su generación solar de manera paulatina en el tiempo, alcanzando una capacidad instalada de 42.929 MW para el año 2030.

La planificación de la expansión de generación y transmisión se refiere al problema de encontrar la combinación óptima de obras de generación y transmisión que minimiza el valor actual neto (VAN) de los costos totales del sistema evaluado para el año 2040 (operación e inversión). La planificación se hace mediante el software PLEXOS, el cual resuelve de manera conjunta el problema de expansión de la generación y transmisión, así como también el problema del despacho desde una perspectiva centralizada a largo plazo.

Las pérdidas en las líneas de transmisión producto de los flujos de potencia se modelan como resistencias o reactancias serie que se añaden a la impedancia total de la línea de transmisión (Figura 40). Las pérdidas que se generan dentro de las centrales así como también las pérdidas que se generan al transportar la energía desde la central a la barra de conexión, no se toman en cuenta ya que son despreciables en comparación a las pérdidas en líneas de transmisión.

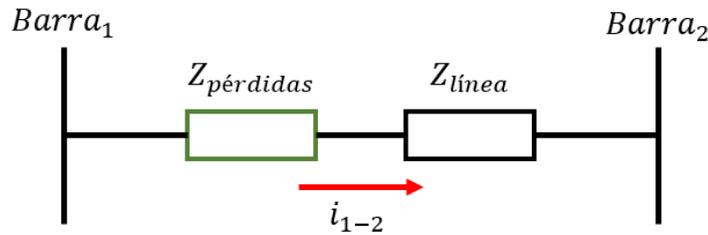


Figura 40: Esquema según el cual se modelan pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión como impedancia serie.

El estudio de planificación realizado considera restricciones operacionales y de seguridad para la operación del sistema en régimen permanente como: 1) Requerimientos de reserva de potencia para control de frecuencia por país, 2) Límites máximos y mínimos de generadores, 3) Límite de emisiones por 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 traspasos de energía, y 7) Limitaciones en los flujos de potencia por las líneas de transmisión en función de criterio $n - 1$. Mayores detalles acerca de las restricciones consideradas en el estudio se pueden encontrar en [23].

2. Selección de escenarios y puntos de operación

Las propiedades de los modos oscilatorios de un sistema dependen de la condición de operación en la cual éste se encuentre (demanda, despacho, transferencias por las líneas, disponibilidad de controladores de unidades sincrónicas, entre otras) así como de las características propias y controladores de cada elemento del sistema. Si bien el ideal en cualquier estudio es analizar la mayor cantidad de condiciones de operación que pueda presentar el sistema, la gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para sistemas eléctricos de potencia así como los tiempos de ejecución asociados, llevan a que el análisis de todas las condiciones de operación que podrían surgir en un sistema sea un problema impracticable debido al tiempo que se requeriría para su desarrollo. Por este motivo, es necesario acotar la cantidad de puntos de operación a analizar.

En el presente trabajo los puntos de operación a analizar se seleccionan en base a un criterio de *worst-case scenario*, el cual implica seleccionar aquellos escenarios o condiciones de operación que representen las peores circunstancias que podrían ser experimentadas por el sistema desde el punto de vista estabilidad. En este contexto, los puntos de operación potencialmente críticos son aquellos donde el sistema puede encontrarse más estresado, con menor cantidad de reservas, o gran cantidad de inyección de energías renovables como la solar o eólica (baja inercia). Dicho esto, para el presente estudio se considera el análisis de las siguientes condiciones de operación:

- i. *Máxima generación ERNC.*
- ii. *Mínima inercia del sistema.*
- iii. *Demanda máxima del sistema.*
- iv. *Demanda mínima del sistema.*

3. Desarrollo del modelo en DIgSILENT

Una vez obtenida la planificación de la transmisión, y teniendo las capacidades instaladas de generación y el consumo en cada nodo de los diferentes países, se procede a realizar un modelo dinámico de la región en el software DIgSILENT PowerFactory. El detalle de los supuestos y las simplificaciones realizadas para efectos de modelar la red en DIgSILENT PowerFactory se describe en la sección 4.3 del presente documento.

4. Análisis de pequeña señal

En base al modelo implementado en DIgSILENT PowerFactory se procede a realizar el estudio de pequeña señal para los puntos de operación seleccionados. En base a este análisis se determinan si existen modos oscilatorios inestables o mal amortiguados.

Tras la realización del análisis de pequeña señal para un punto de operación se obtiene un conjunto de valores propios que definen la dinámica del sistema ante pequeñas perturbaciones. Cada valor propio contiene información importante del modo como su *frecuencia, medida en Hz* y su *amortiguamiento en %*. Al momento de realizar este análisis, pueden ocurrir dos cosas:

- *Sistema presenta solo modos estables y bien amortiguados:* En este caso, el sistema es estable y está bien amortiguado para el caso de pequeñas perturbaciones, por lo que no es necesario realizar ningún ajuste a los controladores asociados a las unidades generadoras ni agregar equipos adicionales al sistema.
- *Sistema presenta al menos un modo oscilatorio inestable o mal amortiguado:* Si el sistema presenta modos oscilatorios inestables o mal amortiguados, entonces es necesario implementar alguna medida correctiva como las presentadas la sección 3.1.5.

En caso que para un punto de operación dado surja un modo inestable o mal amortiguado, la siguiente etapa incluye realizar un análisis de los factores de participación de forma de conocer las variables de estado que más afectan a dicho modo y diseñar así medidas correctivas apropiadas¹. En caso contrario, es decir, que para el punto de operación actual, el sistema no tenga ningún modo inestable o mal amortiguado, se procede a analizar el siguiente punto de operación.

El proceso iterativo descrito anteriormente finaliza una vez que se hayan analizado todos los puntos de operación críticos y se verifique que el conjunto de medidas correctivas adoptadas en cada iteración permiten que el sistema interconectado sea estable para todos los puntos de operación en estudio.

5. Análisis de factores de participación

Tal como se dijo, si luego del análisis de pequeña señal los resultados indican valores propios inestables o mal amortiguados, se deben definir medidas correctivas que permitan asegurar

¹ En función de los resultados obtenidos de los factores de participación, se pueden determinar las variables de estado que más afectan un modo oscilatorio en particular. Teniendo claras las variables de estado más relevantes, se pueden determinar las medidas correctivas a implementar (en concordancia a lo establecido en el capítulo 3.1.5)

la estabilidad en pequeña señal y un amortiguamiento adecuado de todos los modos de oscilación. Para corregir un modo oscilatorio inestable o mal amortiguado, se utilizan los factores de participación (descritos en la sección 3.1.3). Estos factores entregan una medida relativa de la participación de una variable de estado específica sobre un modo oscilatorio en particular. Dicho esto, en caso de la existencia de un modo oscilatorio inestable o mal amortiguado, se analizan los factores de participación de dicho modo y así se tiene el detalle de cuáles son las variables de estado que más lo afectan. Teniendo esta información, se definen las mejores medidas correctivas dependiendo de la naturaleza del modo y los elementos de red que más lo afectan.

6. Implementación de medidas correctivas

Tal como se observa en la Figura 39, una vez que se determinan las medidas correctivas para un modo inestable o mal amortiguado asociado a un punto de operación, se implementan dichas medidas en el modelo dinámico en DIgSILENT. Luego de esto se verifica el correcto funcionamiento de las medidas correctivas adoptadas mediante un nuevo análisis modal. En caso que para un punto de operación dado, las medidas correctivas implementadas logren dejar todos los modos del sistema estables y bien amortiguados, se realiza nuevamente el análisis modal considerando ahora el siguiente punto de operación.

4 Caso de estudio

Para efectos de la presente investigación, se utilizaron como base los resultados de planificación obtenidos para el año 2030 del estudio [23], donde se realiza un ejercicio de planificación conjunta de generación y transmisión con todo Latinoamérica interconectada considerando el horizonte 2018 - 2040. El trabajo considera como datos de entrada los proyectos de generación y transmisión considerados en la planificación realizada por el BID en el documento [15], así como las restricciones modeladas en [23] asociadas a la descarbonización de los sistemas eléctricos. Adicionalmente, se considera que Chile aumenta su generación solar de manera paulatina en el tiempo, alcanzando una capacidad instalada de 42.929 MW para el año 2030. De esta forma, el escenario en estudio corresponde a un escenario de expansión de la generación solar en el Norte de Chile, que impulsa la descarbonización de la matriz energética latinoamericana y en el cual los países de Latinoamérica se encuentran interconectados entre sí.

El año tomado en consideración para el presente trabajo es el 2030 (aunque la planificación realizada en considera hasta el año 2040), en que el parque generador, la infraestructura del sistema de transmisión y la demanda son proyecciones que se obtienen de [23]. Tal como se dijo anteriormente, estos resultados se obtienen a partir de la base de datos del proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “La red del futuro” [15].

4.1 Descripción del sistema de transmisión

El modelo de red desarrollado es un modelo simplificado con 64 nodos que representan todos los países de Latinoamérica. El modelo incluye además 17 bancos de baterías con una capacidad instalada de 36.992 MVA, 161 líneas de transmisión, de las cuales 57 corresponden a interconexiones regionales y 104 a líneas locales. En la Tabla A. 1 de la sección Anexos se presenta la cantidad de nodos representativos por país. La siguiente tabla resume las principales características de las líneas de transmisión modeladas, y la Figura 41 presenta una imagen que resume la disposición geográfica de los nodos y líneas de transmisión consideradas.

Tipo de Línea	Cantidad	Voltaje [kV]	Cantidad	Tipo de interconexión	Cantidad	Capacidad
AC	143	69	2	Internacional	2	3000 MVA
		115	3	Internacional	3	Entre 100 y 1000 MVA
		220	8	Internacional	7	Entre 332 y 5280 MVA
				Local	1	
		230	25	Internacional	14	Entre 183 y 5000 MVA
				Local	11	
		400	37	Local	37	Entre 239,31 y 4000 MVA
		500	67	Internacional	18	Entre 100 y 11018 MVA
				Local	49	
		800	1	Local	1	8000 MVA
DC	18	220	1	Internacional	1	1500 MVA
		230	9	Internacional	9	Entre 140 y 2400 MVA
		500	6	Internacional	3	Entre 1500 y 6000 MVA
				Local	3	
		750	1	Local	1	5500 MVA
		800	1	Local	1	16000 MVA

Tabla 14: Tabla resumen líneas de transmisión consideradas en el modelo.

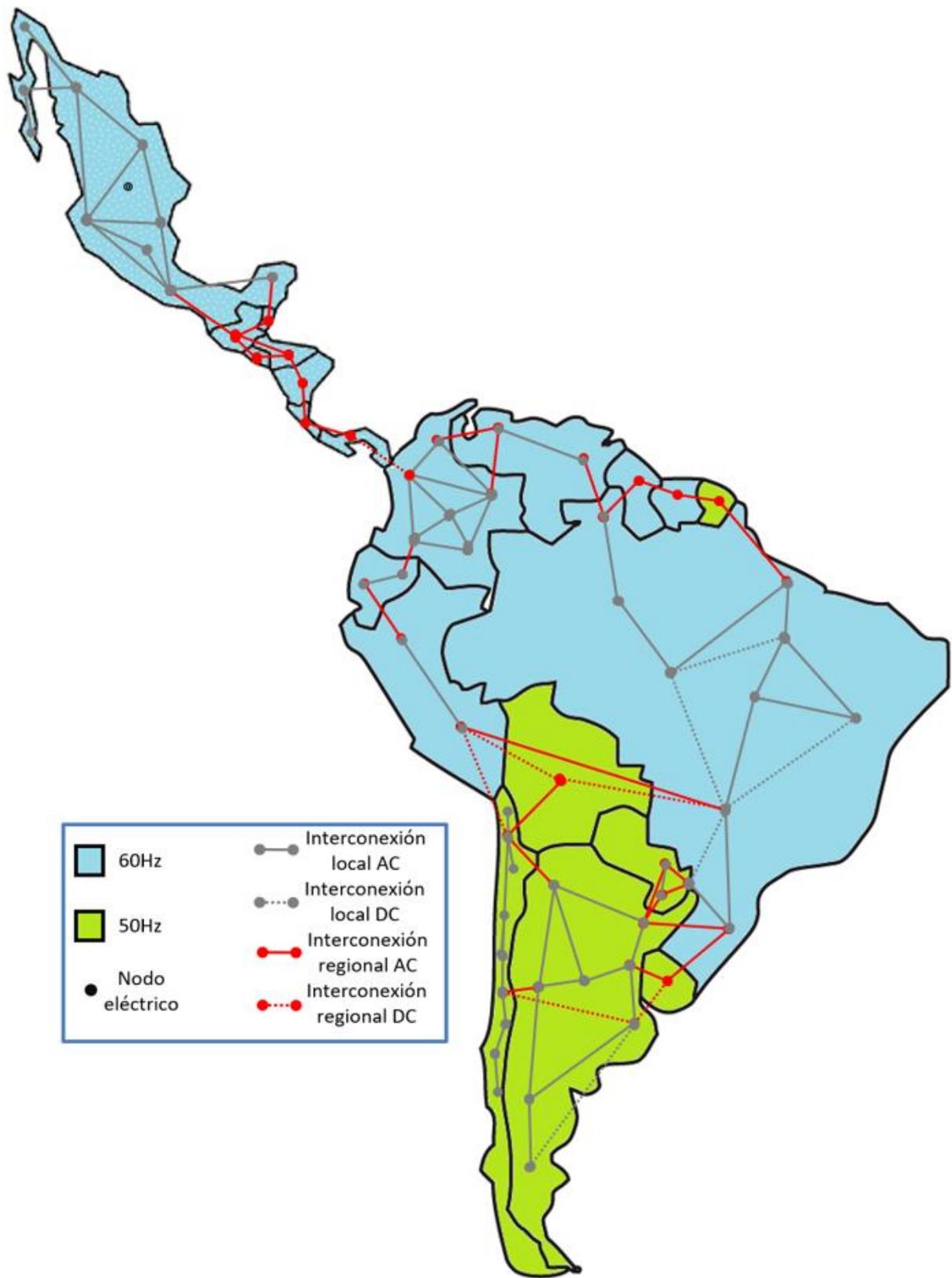


Figura 41: Esquema representativo de los nodos y de las interconexiones locales e internacionales consideradas en el modelo.

4.2 Capacidad instalada en generación y demanda

La matriz de generación del sistema latinoamericano tiene una capacidad instalada total de 660,53 GW, de la cual el 31,09% (aproximadamente 205,4 GW) corresponden a centrales eólicas y fotovoltaicas. La siguiente figura resume la capacidad instalada de generación para país. El detalle se encuentra en la Tabla A. 3 de la sección Anexos.

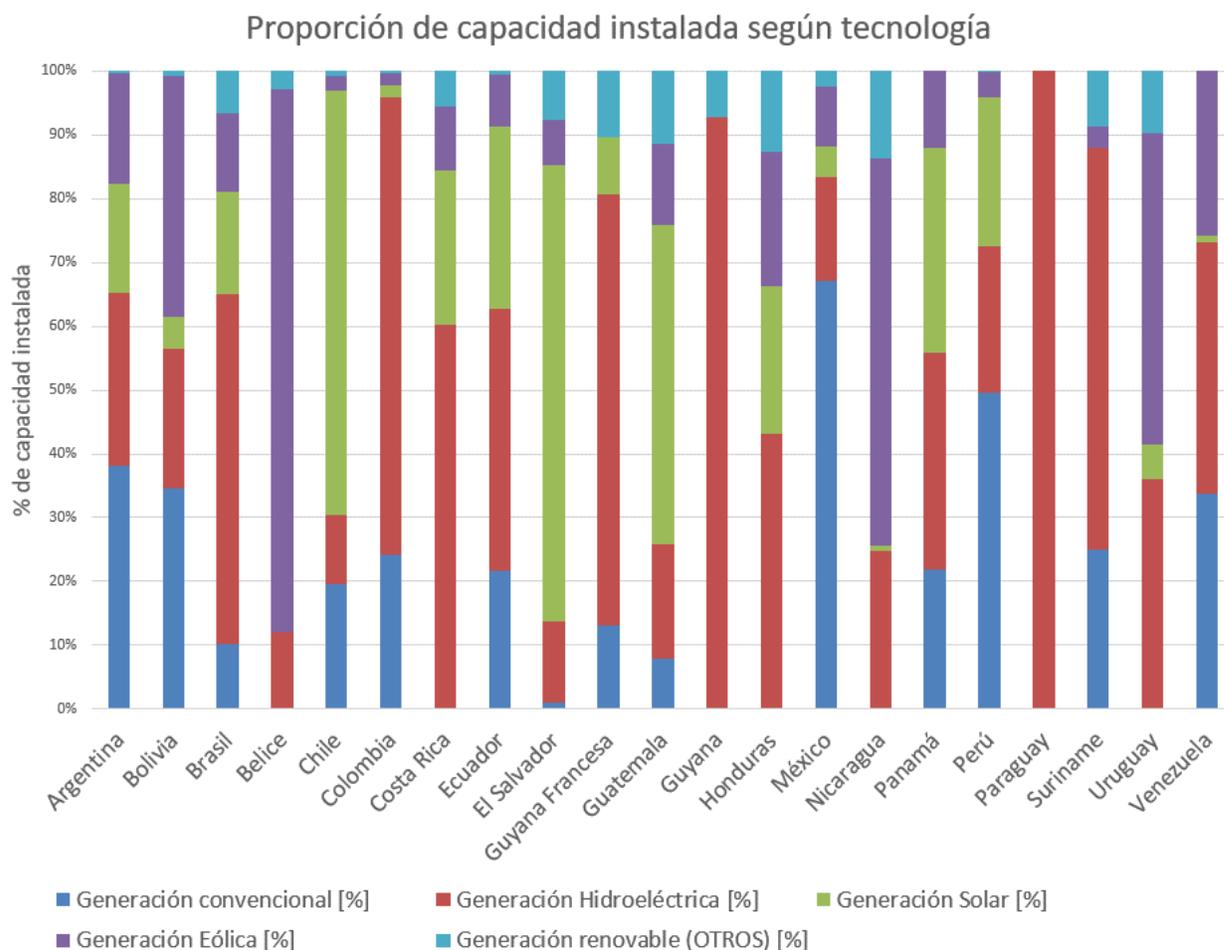


Figura 42: Proporción de capacidad instalada según tecnología por país.

A continuación se muestra una tabla resumen con la capacidad instalada en MW por cada país, haciendo distinción entre generación convencional, hidroeléctrica, solar, eólica y otras fuentes de generación renovable (geotérmica, biomasa, biogás, mareomotriz):

Nodo	País	Gen. Convencional	HIDRO	SOLAR	EÓLICA	Otras renovable
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Argentina	AR	21684	15385	9781	9746	250
Bolivia	BO	3460	2177	505	3774	80
Brasil	BR	27000	145275	42982	32281	17757
Belice	BZ	0	55	0	388	14
Chile	CL	12624	7071	42929	1473	560
Colombia	CO	5064	14988	411	381	77
Costa Rica	CR	0	2453	985	404	227
Ecuador	EC	2747	5209	3635	1017	80
El Salvador	ES	70	884	4959	490	539
Guyana Francesa	FG	50	258	34	0	40
Guatemala	GU	667	1524	4242	1074	970
Guyana	GY	0	781	0	0	62
Honduras	HO	0	962	520	469	285
México	MX	75536	18176	5492	10484	2715
Nicaragua	NI	0	668	20	1641	367
Panamá	PA	1511	2332	2214	832	0
Perú	PE	12753	5857	6006	1018	48
Paraguay	PY	0	5852	0	0	0
Suriname	SU	238	602	0	30	84
Uruguay	UY	0	1511	229	2046	413
Venezuela	VE	16166	18968	529	12380	0
TOTAL		179571	250988	125472	79929	24568

Tabla 15: Capacidad instalada de generación por país.

En cuanto a la demanda proyectada para el año 2030, se tiene una demanda punta de 330,89 GW con un consumo anual de 2.559.914,8 GWh.

4.3 Puntos de operación en estudio

Tal como se mencionó anteriormente, lo ideal en cualquier un estudio de estabilidad de pequeña señal sería analizar todos los posibles puntos de operación del sistema. Sin embargo, las limitaciones de tiempo y computacionales que dicho análisis implicaría hacen imposible su realización. Por lo anterior, usualmente se eligen solo algunos puntos de operación que sean potencialmente críticos en términos de estabilidad con un enfoque de peor escenario o “*worst case*”. Para el presente estudio, se seleccionan los escenarios descritos a continuación:

1. **Máxima demanda del sistema:** Este punto es de interés debido a que representa el punto donde el sistema en conjunto se encontraría más estresado (tanto líneas como generadores). Este escenario de operación representa uno de los puntos donde el sistema se encuentra en las condiciones más desfavorables para asegurar su correcta operación ante contingencias.
2. **Mínima demanda del sistema:** Este punto de operación es de interés debido a que el sistema presenta una baja cantidad de máquinas sincrónicas operando, lo que implicaría un bajo nivel de inercia en el sistema.
3. **Máxima penetración ERNC y mínima inercia:** Dadas las características del despacho obtenido según [23], el punto de operación donde la penetración ERNC es máxima coincide con el de mínima inercia. Este punto es de interés debido a:
 - El punto de operación del sistema que presenta la máxima generación ERNC resulta interesante, principalmente debido a la estocasticidad del recurso solar y eólico, lo cual implicaría la necesidad de cambiar rápida y bruscamente el despacho de las otras máquinas entre dos bloques horarios adyacentes.
 - El punto de operación donde la inercia del sistema es mínima resulta interesante, principalmente debido a que la respuesta inercial de las máquinas rotarias del sistema estaría en su valor mínimo, lo cual implicaría una peor respuesta ante contingencias y una mayor sensibilidad de ángulo, frecuencia y voltaje ante variaciones de demanda y flujos entre las líneas.

La Tabla 16 resume las características de los cuatro puntos de operación seleccionados para analizar en el presente estudio.

Escenario de operación	Bloque horario	Demanda [MW]	Penetración renovable [%]	Penetración ERNC [%]
Máxima demanda	39	330.898,7	75,77	38,95
Mínima demanda	1	266.552,9	78,32	23,56
Máxima penetración ERNC y mínima inercia	53	321.054,6	78,88	48,97

Tabla 16: Escenarios de operación de interés, bloques horarios en que se encuentran y especificaciones.

4.4 Implementación del modelo DIgSILENT PowerFactory

Dado el tamaño del sistema eléctrico en estudio, resulta bastante complejo implementar todos los elementos descritos sin hacer ningún tipo de simplificación. Debido a esto, se realizaron diversas simplificaciones de forma que el modelo implementado en DIgSILENT sea lo más parecido posible al modelo obtenido en [23], pero que a su vez permita obtener resultados con tiempos de procesamiento razonables. La manera en que dicho modelo se implementó en DIgSILENT PowerFactory se describe en esta sección.

4.4.1 Líneas de transmisión

El modelo de planificación realizado en [23] incluye los datos de impedancia, voltaje, capacidad, y nodos interconectados. Sin embargo, no incluye los datos de longitud de cada una de las líneas. Sin embargo, para realizar un modelo dinámico del sistema se requiere conocer el largo de las líneas, ya que esto define su comportamiento tanto en la operación estática como dinámica. Este problema se solucionó mediante la estimación de la longitud de las líneas mediante la aplicación *Google Earth*.

El modelo desarrollado incluye líneas AC y DC. El modelo de líneas utilizado para representar las líneas AC es el modelo de línea en corriente alterna que viene por defecto en DIgSILENT PowerFactory, por lo que no se presentan detalles del modelo utilizado. En cuanto a las líneas DC, éstas fueron modeladas como enlaces HVDC, principalmente debido al alto nivel de voltaje utilizado (desde 200 a 800 kV) y a la capacidad a la cual operan estas líneas. El modelo utilizado corresponde al template *HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)* existente en DIgSILENT. El *frame* principal utilizado para definir el modelo de planta de los enlaces HVDC corresponde al *composite model frame* denominado “*Frame HVDC Terminal (Static Generator)*”, el cual se puede encontrar en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021.

El modelo de planta implementado en cada uno de los enlaces HVDC cuenta con 25 bloques, dentro de los cuales destacan: *Operation Mode*, *Emergency power control* (EPC), *Frequency Sensitive Mode* (FSM), *Power Oscillation Damping* (POD), *Synthetic Inertia*, *Fault Ride Trough* (FRT), *Phase-Locked Loop* (PLL), sistema de protección, control de tensión y potencia (tanto activa como reactiva), y medidores de corrientes y voltaje. La forma en que funciona cada uno de los elementos anteriormente mencionados, se describe a continuación:

- *Operation Mode*: Este bloque define si el convertidor opera en modo isla o en sincronismo y conectado a la red. Este modelo corresponde al diagrama de bloques "opm_Operating Mode BlkDef" definido en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021 (Figura 43).

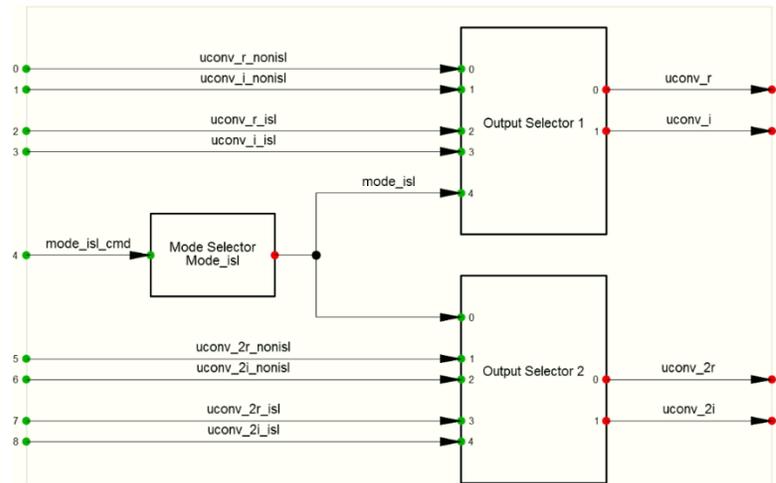


Figura 43: Frame del bloque "Operation mode".

- *Emergency power control*: Este bloque permite controlar variaciones de potencia súbitas en las líneas HVDC producto de alguna contingencia o falla. El modelo utilizado para definir el EPC corresponde al modelo "EPC Generic BlkDef" definido en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021 como un set de ecuaciones algebraicas.

- *Frequency Sensitive Mode*: Este bloque ayuda a mantener el sincronismo y la frecuencia entre el convertidor HVDC y la red. Este modelo corresponde al diagrama de bloques “*fsm_Freq Sensitive Mode HVDC Link BlkDef*” definido en la librería de DIGSILENT PowerFactory 2021 (Figura 44).

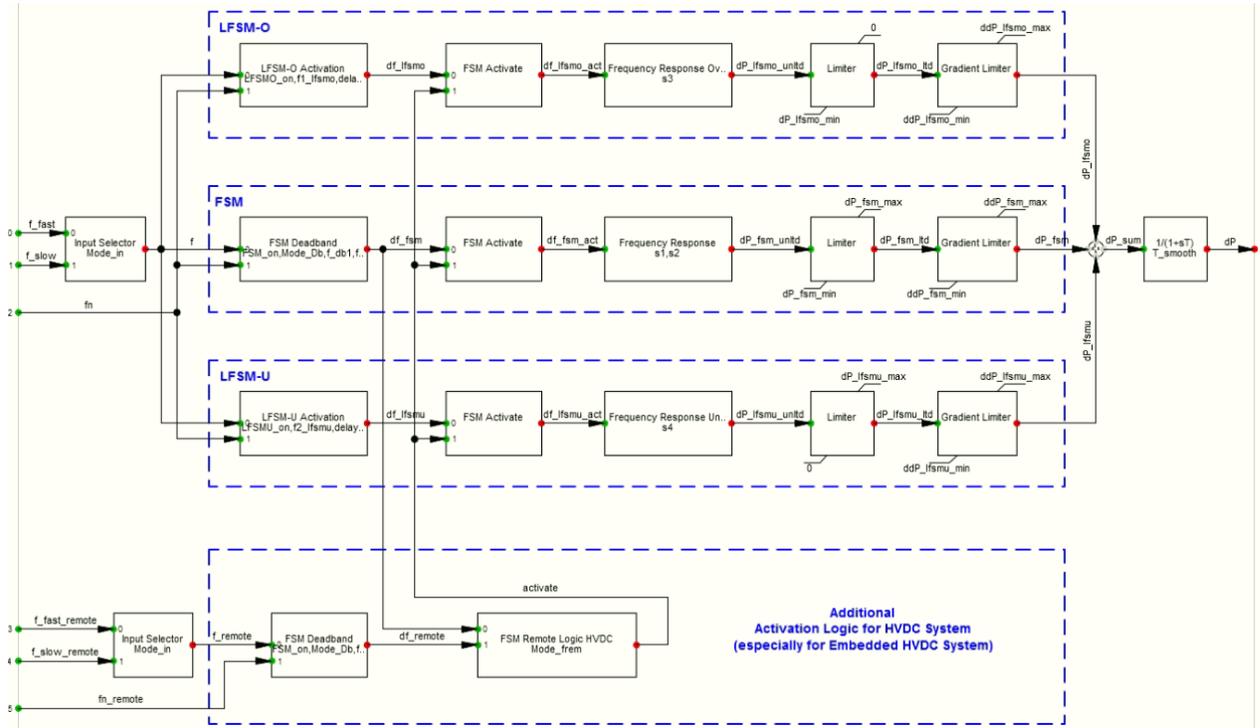


Figura 44: Frame del bloque “*Frequency Sensitive Mode*”.

- *Power Oscillation Damping*: Permite amortiguar las oscilaciones de potencia midiendo la potencia activa, potencia reactiva, frecuencia o voltaje AC en bornes. Este modelo corresponde al diagrama “*pod_Power Oscillation Damping BlkDef*” definido en la librería de DIGSILENT PowerFactory 2021 (Figura 45).

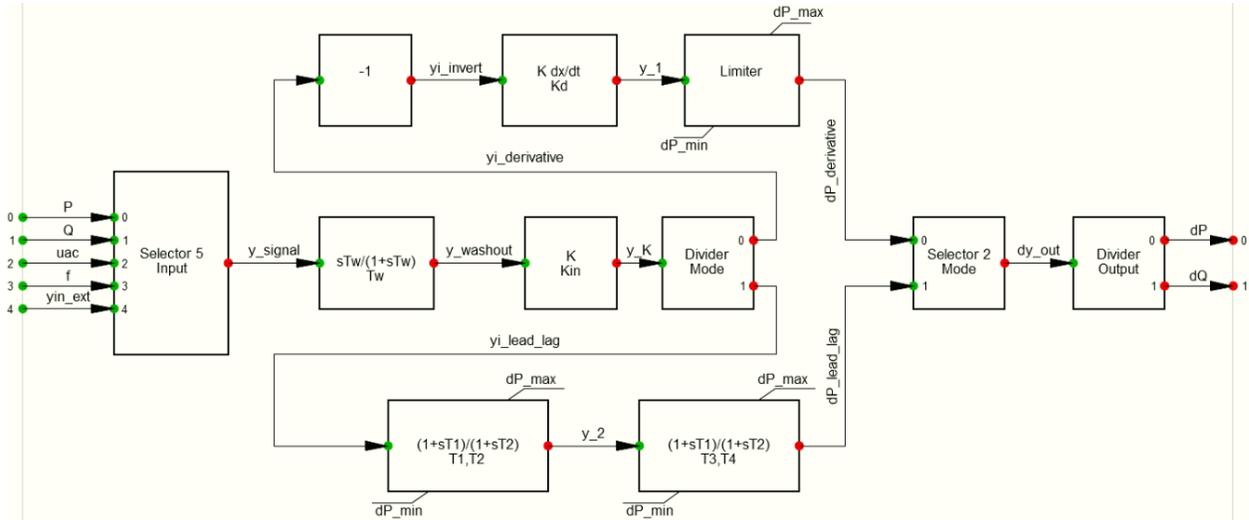


Figura 45: Frame del bloque “*Power Oscillation Damping*”.

- *Synthetic Inertia*: Permite compensar la inercia rotacional que se pierde al desacoplar electromecánicamente dos zonas mediante una interconexión HVDC. Esta compensación se logra mediante un lazo de control que permite al enlace tener una respuesta rápida de frecuencia ante desbalances. Este modelo corresponde al modelo “*si_Synthetic Inertia BlkDef*” definido en la librería de DIGSILENT PowerFactory 2021 como un set de ecuaciones diferenciales.

- *Fault Ride Trough*: Ayuda a mantener conectada la línea HVDC a la red después de una falla o caída severa de tensión. Este modelo corresponde al diagrama de bloques “*FRT Control (Pos Seq Balanced) BlkDef*” definido en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021 (Figura 46).

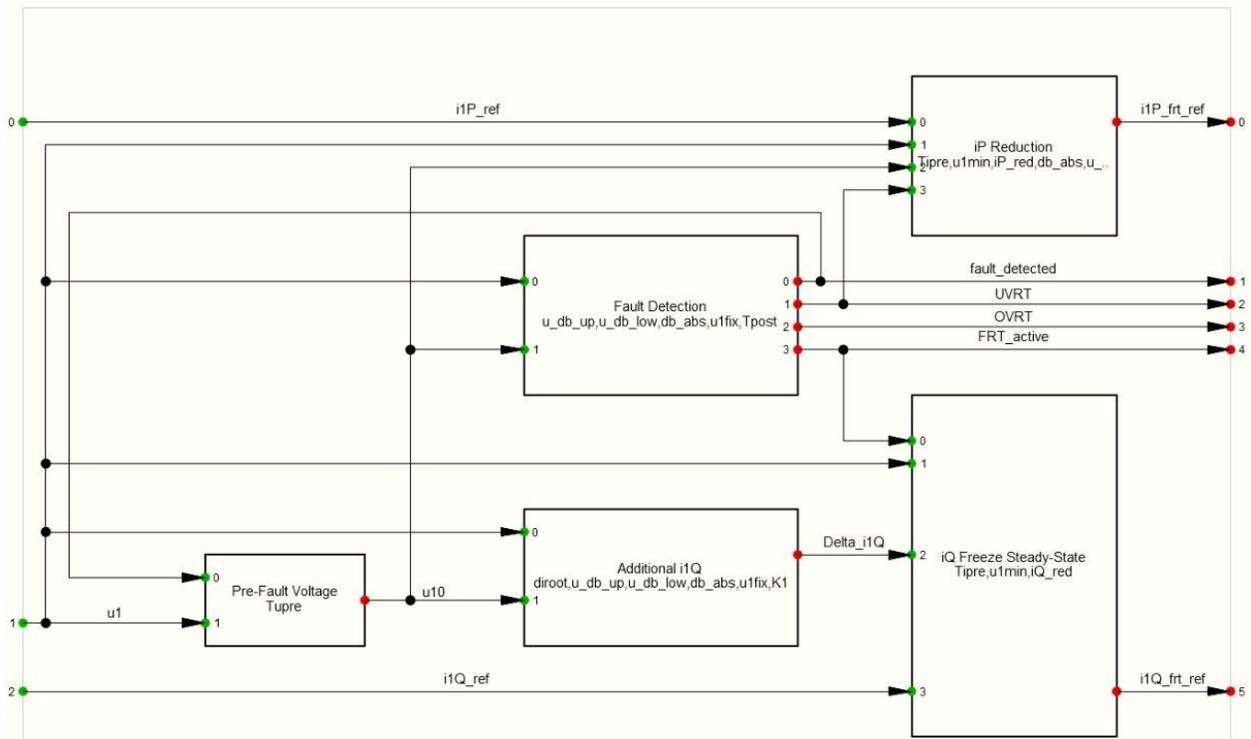


Figura 46: Frame del bloque “*Fault Ride Trough*”.

- *Phase-Locked Loop*: Permite sincronizar el voltaje del convertidor HVDC con la red. Para incluir un PLL en el modelo de planta de los enlaces HVDC, se utilizó el PLL utilizado por defecto en el *template* de enlace HVDC “*HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)*”. Este PLL se puede encontrar en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021 como “*PLL Model Version 3*” [84].
- *Sistema de protección*: Este bloque dispara los interruptores AC/DC a ambos lados del enlace HVDC durante contingencias y fallas dependiendo de alzas y bajas de frecuencia o voltaje tanto en el lado AC como DC.

Para el caso en que se tienen interconexiones AC entre países que operan bajo una distinta frecuencia nominal, se utilizaron enlaces HVDC como los anteriormente descritos (*HVDC MMC 2-Terminal Link (RMS Balanced)*) para que operen como un convertidor *back-to-back* entre dos enlaces AC.

4.4.2 Sistemas de generación

En base a los datos de capacidad instalada por tecnología en cada nodo (Tabla A. 3 de la sección Anexos), se definieron 638 generadores sincrónicos, 37 generadores solares y 38 generadores eólicos.

4.4.2.1 Generadores sincrónicos

Dada la cantidad de máquinas existentes en el escenario de estudio (2636 generadores síncronos según [23]), la cantidad de modelos a implementar se redujo agrupando generadores de igual tecnología por país. Lo anterior se realizó de la siguiente manera:

- Se consideraron modelos de GS extraídos de los ejemplos que vienen incluidos en el software DIgSILENT PowerFactory 2020 así como también del modelo del SEN en DIgSILENT desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional [85]. Todos estos modelos de GS cuentan con un modelo de planta definido.
- Estos modelos se separaron según si estaban modelados para generación convencional o para centrales hidroeléctricas. Luego, se construyeron dos bases de datos: Una de generadores sincrónicos modelados para generación convencional, y otra para centrales hidroeléctricas.
- Se hizo calzar la capacidad instalada por tecnología entregada en [23] con una combinación lineal de los generadores sincrónicos disponibles según la base de datos de GS que corresponda (convencional o hidroeléctrica).
- Para definir los controladores, como todos los modelos de generadores que están en la base de datos utilizada cuentan con un modelo de planta bien definido, una vez determinados los generadores síncronos presentes en cada nodo, se determinó cual modelo de la base de datos corresponde cada uno, definiendo así el diseño de controladores que cada generador tendría.

Con esta metodología, el número final de generadores sincrónicos considerados en esta investigación disminuyó a 617.

4.4.2.2 Generación solar

En el caso de las centrales solares fotovoltaicas se utilizó el *modelo WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz* [86], al cual se le modificó la potencia nominal de operación de tal manera que coincidiera con la capacidad instalada de generación solar en cada nodo. El modelo de planta (mostrado en la Figura 47), está compuesto de los siguientes bloques:

- Medidores de voltajes (“*Voltage Measurement*”).
- Medidores de potencia activa y reactiva (“*Power Measurement*”).
- *Control de planta (“Plant Control”)*
- Sistema de protección (*Protection*).
- Control del lazo externo del convertidor (*Electrical Control*).
- Control del lazo interno del convertidor (*Gen-Con Model*).
- Voltaje de referencia para operar como fuente de voltaje (“*Voltage source reference*”)
- Generador

El sistema de protección (*Protection*) desconecta la central fotovoltaica ante problemas de tensión o frecuencia. La desconexión se produce tanto para variaciones de frecuencia, cómo para subidas o caídas de tensión mediante una respuesta lenta (pequeñas variaciones de tensión) o rápida (grandes variaciones de tensión) según describe la Tabla 17. El sistema de protección que opera en el modelo de planta de las centrales fotovoltaicas no entrega capacidad de regulación de frecuencia ni tampoco capacidad de *Fault ride through* (FRT) durante fallas en el sistema. Todas las centrales fotovoltaicas consideradas en la presente investigación usan control PI (para mantener el voltaje, y la relación V/Q en sus valores de referencia). En cuanto al controlador del lazo externo, mediante este se define si el convertidor se opera controlando el voltaje en bornes, la potencia reactiva, el factor de potencia o la relación Q/V . Finalmente el controlador del lazo interno define los límites de corriente y voltaje en la operación del convertidor, y la respuesta dinámica con la que se limitan dichos parámetros.

Causa	Valor límite [p.u.]	Tipo de respuesta	Tiempo de respuesta [seg]
Subida de voltaje	1,1	Lenta	60
	1,15	Rápida	0,1
Caída de voltaje	0,8	Lenta	1,5
	0,45	Rápida	0,8
Subida de frecuencia	1,025	-	0,1
Caída de frecuencia	0,96	-	0,1

Tabla 17: Límites y tiempo de respuesta para la desconexión de la central fotovoltaica por el sistema de protección ante variaciones de voltaje o frecuencia del sistema.

Para mejorar el comportamiento dinámico del modelo *WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz*, se incluyó un *Phase-Locked Loop* (PLL) en el modelo de planta. El PLL utilizado se obtiene de la librería de DIGSILENT, y su diagrama de control se muestra en la Figura 48. Dicho modelo cuenta con un control PI para el seguimiento de fase y un elemento que bloquea su operación ante caídas de tensión en bornes del convertidor (bloque “*blocking umin*” en la Figura 48).

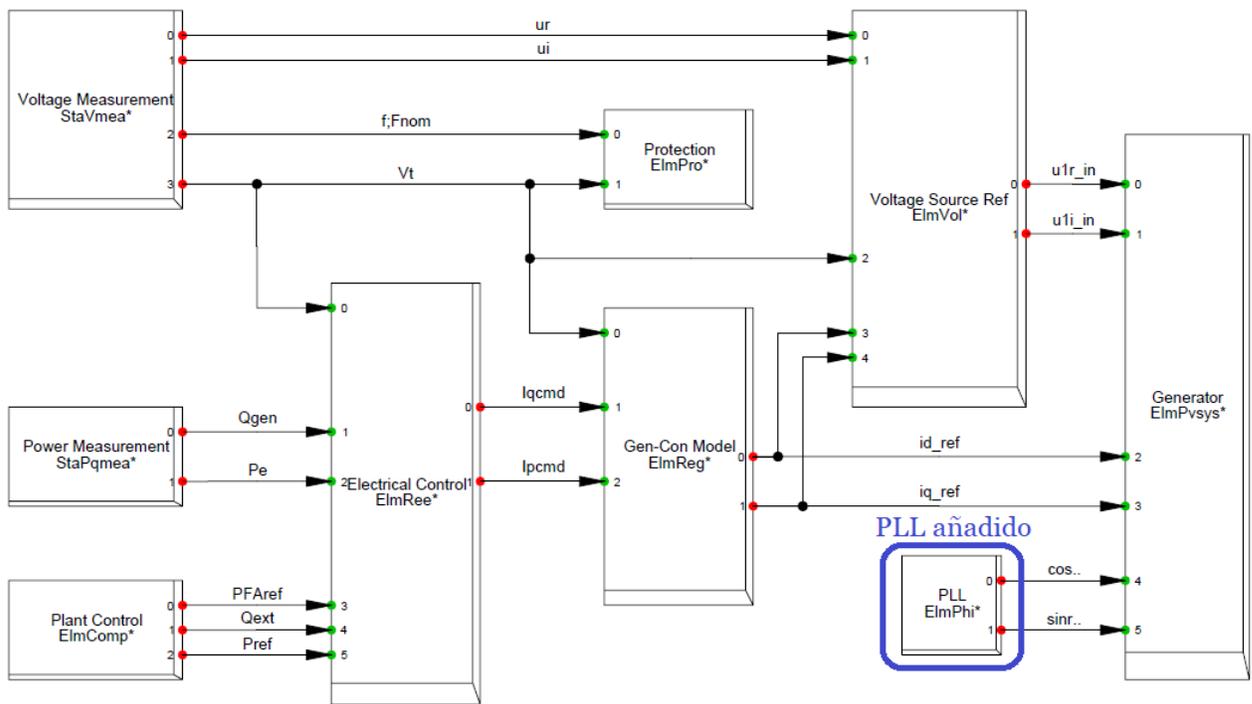


Figura 47: Modelo de planta de la central solar WECC Large-scale PV Plant 110MVA 50/60Hz.

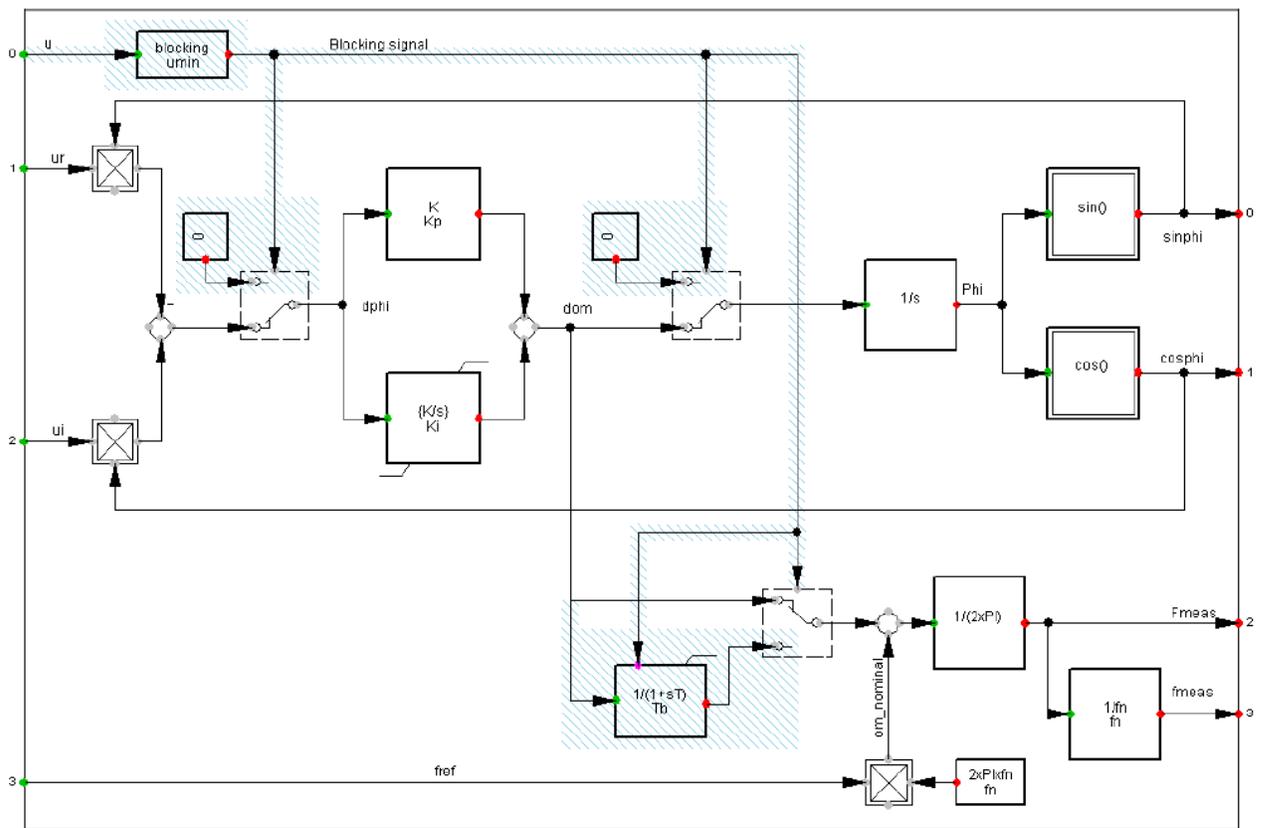


Figura 48: Modelo de control del Phase-locked loop (PLL) utilizado.

4.4.2.3 Generación eólica

En el caso de las centrales eólicas se decidió utilizar el *template WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz* [87], al cual se le modificó la cantidad de generadores eólicos en paralelo de manera que la potencia total coincidiera con la capacidad instalada de generación eólica en cada nodo. Cabe mencionar que se utilizó un modelo *type 4* o *full-converters* de turbina eólica porque durante la última década se ha incrementado el uso de esta tecnología en la región, y este tipo de modelo presentaría un comportamiento más fidedigno en comparación a la operación real de una central eólica en LA. Además, este tipo de tecnología aísla completamente al generador del sistema (incluidas las perturbaciones), sin requerir mayores elementos de compensación en comparación a tecnologías como la *type 3*, lo cual sería una ventaja desde el punto de vista del comportamiento dinámico. El *template* seleccionado está conformado por un modelo de central eólica *type 4*, un transformador elevador (0.69/20 kV), un sistema de protección y los controladores del convertidor. El modelo de planta considerado para una central eólica (Figura 49) está compuesto de:

- Medidores de voltajes (“*Voltage Measurement*”).
- Medidores de potencia activa y reactiva (“*Power Measurement*”).
- *Control de planta* (“*Plant Control*”).
- Sistema de protección (*Protection*).
- Control del lazo externo del convertidor (*Electrical Control*).
- Control del lazo interno del convertidor (*Gen-Con Model*).
- Voltaje de referencia para operar como fuente de voltaje (“*Voltage source reference*”).
- Generador

El sistema de protección (*Protection*) puede desconectar la central eólica ante problemas de tensión o frecuencias (ante importantes variaciones del *Rate of Change of Frequency*). La desconexión se produce tanto para variaciones de frecuencia, cómo para subidas o caídas de tensión mediante una respuesta lenta (pequeñas variaciones de tensión) o rápida (grandes variaciones de tensión) según describe la Tabla 18. El sistema de protección que opera en el modelo de planta de las centrales fotovoltaicas no entrega capacidad de regulación de frecuencia ni tampoco capacidad de *Fault ride through* (FRT) durante fallas en el sistema. Todas las centrales fotovoltaicas consideradas en la presente investigación usan control PI (para mantener el voltaje, y la relación V/Q en sus valores de referencia). El controlador del lazo externo externo (*Electrical Control*) se opera controlando el voltaje en bornes, la potencia reactiva, el factor de potencia o la relación Q/V . El controlador del lazo interno (*Gen-Con Model*) define los límites de corriente y voltaje en la operación del convertidor, y la respuesta dinámica con la que se limitan dichos parámetros. Cabe mencionar que este modelo de planta (Figura 49) opera de una manera muy similar al modelo de planta utilizado en los generadores solares (Figura 47), y en vista de eso, al igual que para el modelo de planta de una central solar, se incluyó un PLL (cómo el presentado en la Figura 48) en el modelo de planta de las centrales eólicas.

Causa	Valor límite [p.u.]	Tipo de respuesta	Tiempo de respuesta [seg]
Subida de voltaje	1,1	Lenta	60
	1,15	Rápida	0,1
Caída de voltaje	0,8	Lenta	1,5
	0,45	Rápida	0,8
Subida de frecuencia	1,05	-	0,1
Caída de frecuencia	0,95	-	0,1

Tabla 18: Límites y tiempo de respuesta para desconexión de la central eólica por el sistema de protección ante variaciones de voltaje o frecuencia en el sistema.

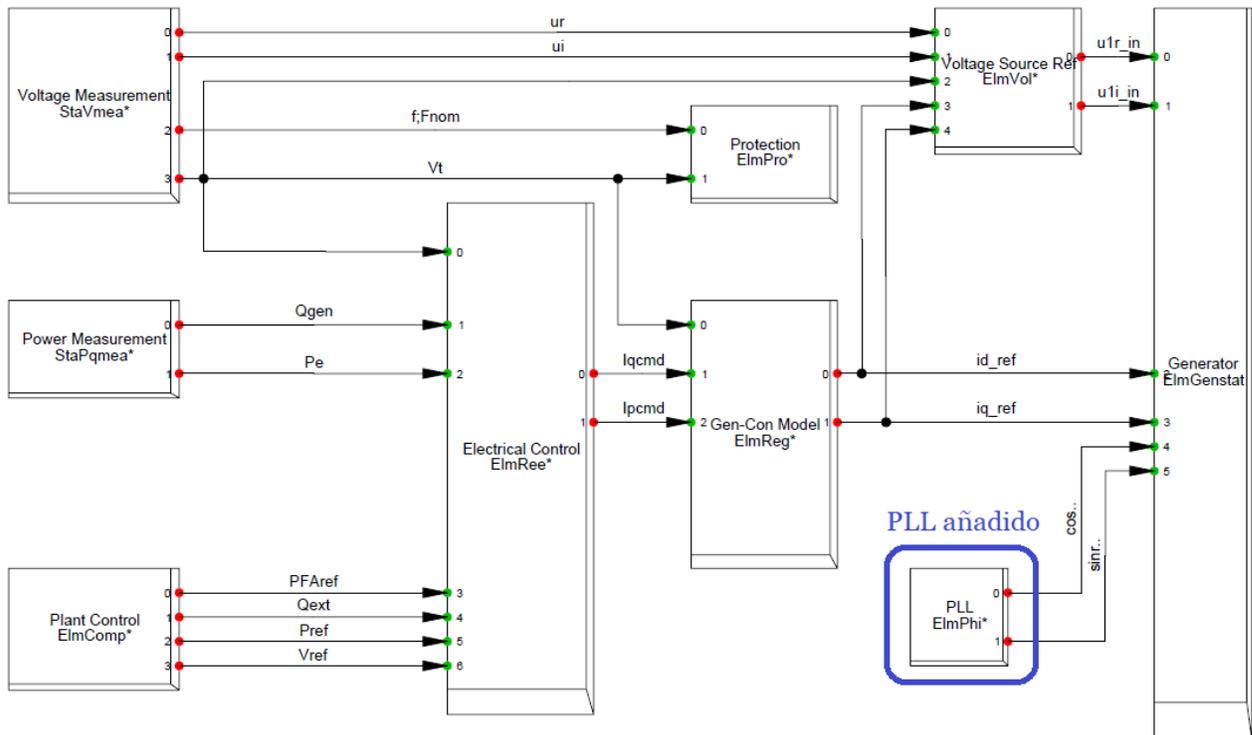


Figura 49: Modelo de planta de la central eólica *type 4 WECC WTG Type4B 2.0MVA 50/60Hz.*

4.4.3 Sistemas de almacenamiento

Tal como se mencionó anteriormente, el caso de estudio de esta investigación considera una capacidad de 26.017 MW en 17 sistemas de almacenamiento. La capacidad instalada de estos sistemas se muestra en la Tabla 19.

País	Número de bancos de baterías	Capacidad instalada [MW]
Argentina	2	4.681
Bolivia	1	339
Brasil	2	1.247
Chile	6	8.689
Colombia	1	0,038
Ecuador	2	1.624
México	1	2.671
Perú	1	229
Venezuela	1	6.536
TOTAL	17	26.017

Tabla 19: Detalle bancos de baterías implementados por país.

Para modelar estos sistemas de almacenamiento se utilizó el *template* de baterías por defecto que provee DIgSILENT PowerFactory. Dicho modelo es considerado como un *static generator* y no incluye un modelo de planta, es decir, no regula tensión ni frecuencia (de la regulación de tensión y frecuencia se encargan principalmente los GS y SVC considerados en la presente investigación).

4.4.4 Demanda

Dentro del modelo implementado en DIgSILENT PowerFactory, existen 64 nodos representativos de todas las barras de interés en el sistema interconectado de Latinoamérica continental para el año 2030. Los valores de demanda de cada uno de estos nodos se obtuvieron de la predicción de demanda para el año 2030 calculada en [15]. Esta predicción de los valores de demanda, presentan un valor de potencia constante durante todo el bloque horario. En vista de esto, las cargas se modelaron con el modelo de carga por defecto que provee DIgSILENT PowerFactory, es decir, como un *template* de carga estática sin modelo dinámico. Además, para el cálculo del flujo de potencia se consideró que las cargas presentaran dependencia con respecto al nivel de voltaje en la barra a la cual se conectan.

4.4.5 Implementación - Resumen

Luego de aplicadas estas simplificaciones, el modelo implementado en DIgSILENT considera lo siguiente:

- 64 nodos representativos, 259 nodos en total (considerando nodos representativos, nodos para conectar transformadores, nodos intermedios en el sistema de transmisión, etc)
- 143 líneas de transmisión AC.
- 18 líneas de transmisión HVDC.
- 6 convertidores *back-to-back*.
- 970 transformadores asociados a generación.
- 36 transformadores asociados a transmisión.
- 617 generadores síncronos.
- 38 generadores solares.
- 38 generadores eólicos.
- 17 bancos de baterías.
- 82 dispositivos SVC (no todos están operativos siempre).
- 64 condensadores / reactores (1 por cada nodo representativo).

5 Resultados

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos para el flujo de potencia y análisis modal luego de haber sintonizado correctamente el sistema, obteniendo de esta manera la estabilidad en pequeña señal para los tres escenarios estudiados. Los parámetros modificados para lograr la estabilidad en pequeña señal se modificaron en concordancia con lo definido en la sección 3.1.5 de la presente investigación. A continuación, se presentan las consideraciones previas al análisis modal (para obtener un flujo de potencia correcto) y luego los resultados del análisis modal obtenidos para cada escenario.

5.1 Flujo de potencia

5.1.1 Consideraciones previas – Rangos de operación

Antes de realizar un análisis modal en DIgSILENT PowerFactory, se necesita lograr la convergencia del flujo de potencia para cada escenario estudiado. Además, en vista de los modos de oscilación y los posibles valores entregados en el análisis modal, se hace necesario que el flujo de potencia presente resultados aceptables que indiquen un sistema operando de manera correcta y **respetando los valores de despacho para generadores y flujos en los enlaces HVDC calculados en [23]**. Dicho esto, los resultados del flujo de potencia considerados aceptables en la presente investigación, deberían cumplir con los siguientes requisitos aplicables a un sistema real:

- El nivel de voltaje de cualquier nodo no se sale del margen de operación definido por 0,95 y 1,05 [p.u.].
- Ninguna línea presenta un nivel de carga más allá del 105%.
- Ningún transformador presenta un nivel de carga más allá del 100%.
- Ningún generador (síncrono, solar o eólico) presenta un nivel de carga mayor al 100%.
- La convergencia del flujo de potencia debe respetar los valores de despacho calculados en [23] tanto para generadores, como para el flujo en los enlaces HVDC.

Hay que tener en consideración que los puntos de operación seleccionados corresponden a escenarios críticos del sistema, por lo que la evaluación debe ser flexible al considerar los límites dentro de los cuales los parámetros de voltaje y nivel de carga pueden moverse.

5.1.2 Resultados flujo de potencia

Para lograr una correcta convergencia del flujo de potencia (teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas en la sección 5.1.1), en primer lugar se hace necesario equilibrar la demanda de reactivos en el sistema. Para esto, se agregaron dispositivos SVC, condensadores y reactores en los nodos con problemas de reactivos. El detalle de la compensación por país se encuentra en la Tabla 20 para dispositivos SVC, y en la Tabla 21 para condensadores y reactores. Además, se hizo necesario compensar mediante condensadores serie las líneas presentadas en la Tabla 22.

Elemento	País	$Q_{m\acute{a}x}$	Mínima demanda	Máxima demanda	Mín. inercia y máx. penetración ERNC
		[Mvar]	[%]	[%]	[%]
SVC	Argentina	11006,78	50,44	36,23	26,64
SVC	Bolivia	2743,33	32,80	24,22	-27,37
SVC	Brasil	54581,84	47,71	52,57	48,77
SVC	Belice	32,11	-40,52	43,04	-29,64
SVC	Costa Rica	334,09	32,41	2,90	6,94
SVC	El Salvador	2528,05	15,32	23,53	-45,31
SVC	Guatemala	2000,00	87,34	81,85	80,53
SVC	Honduras	500,00	74,83	42,23	49,57
SVC	Nicaragua	347,05	45,50	21,96	3,45
SVC	Panamá	2197,32	17,87	9,37	7,35
SVC	México	22790,73	17,07	50,17	-4,47
SVC	Chile	16314,11	9,22	29,42	-40,66
SVC	Colombia	7163,57	18,19	17,69	4,90
SVC	Ecuador	763,29	-9,58	47,09	-31,60
SVC	Guyana	185,37	50,86	30,75	-16,85
SVC	Guyana Francesa	42,38	-1,59	48,33	-30,89
SVC	Paraguay	4823,88	39,84	23,73	25,69
SVC	Surinam	63,70	-0,85	6,39	-1,56
SVC	Uruguay	2682,60	16,93	7,31	18,99
SVC	Perú	3525,96	68,74	67,81	52,87
SVC	Venezuela	8977,50	33,80	37,74	-22,95

Tabla 20: Resultados por escenario de inyección (verde) o consumo (rojo) de reactivos en los dispositivos SVC según flujo de potencia.

Elemento	País	$Q_{m\acute{a}xima\ TOTAL}$	Estado
		[Mvar]	
Condensadores y reactores	Argentina	9686,19	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Bolivia	2162,60	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Brasil	74616,84	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Belice	32,63	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Costa Rica	941,19	País inyecta Q
Condensadores y reactores	El Salvador	981,21	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Guatemala	2585,70	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Honduras	1132,57	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Nicaragua	347,59	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Panamá	1212,04	País inyecta Q
Condensadores y reactores	México	20779,71	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Chile	7826,11	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Colombia	-212,21	País consume Q
Condensadores y reactores	Ecuador	2274,50	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Guyana	30,68	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Guyana Francesa	65,74	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Paraguay	61,34	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Surinam	462,55	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Uruguay	1095,65	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Perú	6315,06	País inyecta Q
Condensadores y reactores	Venezuela	11433,81	País inyecta Q

Tabla 21: Resultados por escenario de inyección o consumo de reactivos en condensadores y reactores del sistema.

Nombre Línea	Tipo de Interconexión	Países Involucrados	Q_{comp} [MVAR]
R_Linea_BR_Madeira-BO_SIN	Internacional	Bolivia y Brasil	0,30
R_Linea_COMMER_EXP	Local	Argentina	1621,69
R_Linea_CO_Copey-VE_Yaracuy	Internacional	Colombia y Venezuela	171,37
R_Linea_CO_Sogamoso-VE_Yaracuy	Internacional	Colombia y Venezuela	343,64
R_Linea_NOAYAC	Local	Argentina	1743,70
R_Linea_Uruguay_Brazil	Internacional	Brasil y Uruguay	57,69

Tabla 22: Líneas consideradas en la planificación [23] que necesitaron compensación de reactivos.

Una vez equilibrada la demanda de reactivos, se hizo necesario aumentar la capacidad máxima de algunos enlaces de interconexión. Para esto, se reforzaron algunas líneas del modelo de planificación entregado en [23]. Estas líneas se presentan en la Tabla 23.

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

Tabla 23: Líneas reforzadas para una correcta convergencia del flujo de potencia.

Luego de implementadas todas las medidas anteriormente descritas para obtener un correcto flujo de potencia (compensaciones de reactivos y refuerzo de líneas descritas en la Tabla 23), se calculó el flujo de potencia en cada escenario incluyendo un *Verification Report* en el *Output Window* de DIgSILENT PowerFactory. Este *Verification Report* fue configurado con un límite de carga máximo de 100% y un voltaje mínimo y máximo de 0,95 y 1,05 [p.u.] tal como muestra la Figura 50.

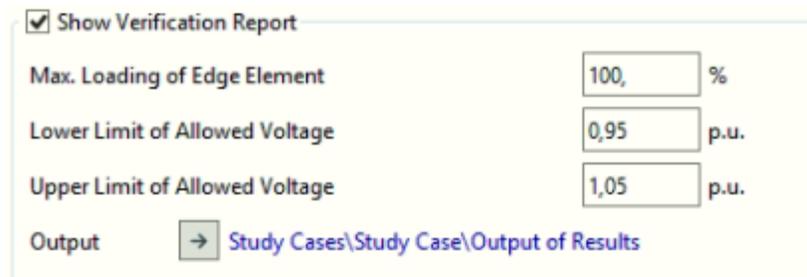


Figura 50: Configuración del *Verification Report* incluido en los resultados del flujo de potencia.

El *Verification Report* descrito en la Figura 50, entrega todos los elementos del sistema que sobrepasen el 100% de carga, y también todos aquellos elementos con voltaje menor a 0,95 y mayor a 1,05. De esta manera, se puede determinar todos aquellos elementos que estén fuera de un margen aceptable de voltaje y/o carga, y así poder implementar medidas correctivas.

Los resultados del flujo de potencia obtenidos para los escenarios de **mínima demanda**, **máxima demanda** y **mínima inercia y máxima penetración ERNC** se presentan respectivamente en la Figura 51, Figura 52 y Figura 53. Estos resultados presentan valores correctos según lo descrito en la sección 5.1.1, salvo en el escenario de máxima demanda, donde un nodo presenta un nivel de tensión de 1,07 [p.u.]. Aunque este valor supera el límite de tensión de 1,05 [p.u.], no se implementaron medidas correctivas, ya que estos escenarios de operación serían considerados críticos y este valor no se encuentra tan lejano al límite.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	[kV]
Overloaded Elements				
Barra_AYOITA_220_B	Term	1.05	527,40	
Barra_CL_SIC_CentroSurCharrua_WIND		1.05	0,72	
Barra_CL_SIC_Norte_WINDerm		1.05	0,73	
Barra_MX_BajaCalifornia_WIND		1.05	0,73	
Barra_MX_Mulege_WIND	Term	1.05	0,73	
Barra_PATMER-EXP_B	Term	1.05	527,21	
Patagonia	Term	1.05	527,21	
Terminal_HVDC2 Ayolas - Itaipu		1.05	527,40	
CL_SIC_CentroNorte-SIC_Cen_500		100.01		
CL_SING-BO_SIN	Lne	101.73		
CL_SING_Centro-SIC_CentroNorte		100.73		
VE_Guri-BR_BoaVista	Lne	101.00		

Figura 51: Resultados *Verification Report* flujo de potencia - Escenario mínima demanda.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	[kV]
Overloaded Elements				
Barra_AYOITA_220_B	Term	1.05	526,26	
Barra_MX_Mulege_WIND	Term	1.05	0,73	
Barra_MX_Noroeste_WINDTerm		1.07	0,74	
Barra_PATMER-EXP_B	Term	1.05	527,40	
Patagonia	Term	1.05	527,40	
Terminal_HVDC2 Ayolas - Itaipu		1.05	526,26	
BR_Madeira-BO_SIN	Lne	102.08		

Figura 52: Resultados *Verification Report* flujo de potencia - Escenario máxima demanda.

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	[kV]
Overloaded Elements				
BR_Madeira-BO_SIN	Lne	102.08		

Figura 53: Resultados *Verification Report* flujo de potencia - Escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.

El despacho de los sistemas de almacenamiento utilizados en la presente investigación se puede encontrar en la Tabla A. 4 de la sección Anexos.

5.2 Resultados análisis modal

Para lograr la estabilidad de pequeña señal del sistema, y que además todos los modos electromecánicos de oscilación presenten un adecuado nivel de amortiguamiento ($> 5\%$), se realizaron diversos ajustes al sistema (principalmente en los modelos de planta de las unidades generadoras del sistema). Los ajustes realizados se determinaron según los factores de participación obtenidos del análisis modal para lograr desplazar hacia la zona estable (zona 1 en la Figura 54) todos aquellos modos electromecánicos que estuvieran en la zona de operación inestable o mal amortiguada (zona 2 y 3 respectivamente en la Figura 54).

Los ajustes realizados al sistema para corregir modos de oscilación inestables o mal amortiguados principalmente consistieron en:

1. Sintonización de ganancia de PSS, AVR, SVC, y *governor*.
2. Modificación de ganancia en lazos de realimentación en enlaces HVDC.
3. Compensación reactiva de líneas y nodos.

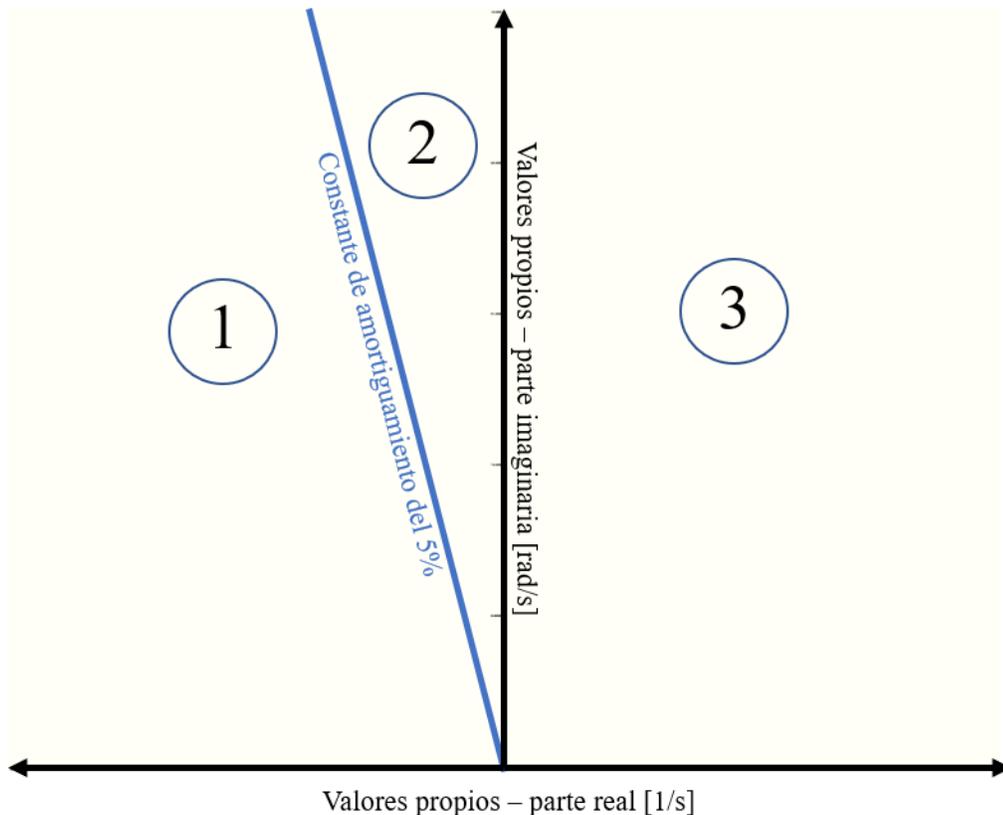


Figura 54: Plano complejo dividido en zonas de operación estable (1), estable pero mal amortiguada (2) e inestable (3).

5.2.1 Resultados análisis modal – Mínima demanda

La siguiente figura (Figura 55) muestra los valores propios obtenidos al realizar un análisis modal del escenario de operación **mínima demanda** tanto para el caso inicial (sistema sin ajustes correctivos), como el caso en que se han aplicado todas las medidas correctivas correspondientes. Los ejes de la figura se han restringido de forma de mostrar los modos electromecánicos de oscilación.

El análisis modal del escenario de operación **mínima demanda** entrega un total de 13196 modos de oscilación. La zona donde se ubicarían los modos mal amortiguados en este punto de operación se encuentra demarcada por el triángulo azul, y los modos inestables se encuentran demarcados en la zona amarilla. De la Figura 55 se puede apreciar que luego de los ajustes correctivos implementados al escenario de **mínima demanda**, no hay modos oscilatorios fuera de la zona de operación estable y ninguno presenta un bajo nivel de amortiguamiento, es decir, un *damping ratio* menor a 5%.

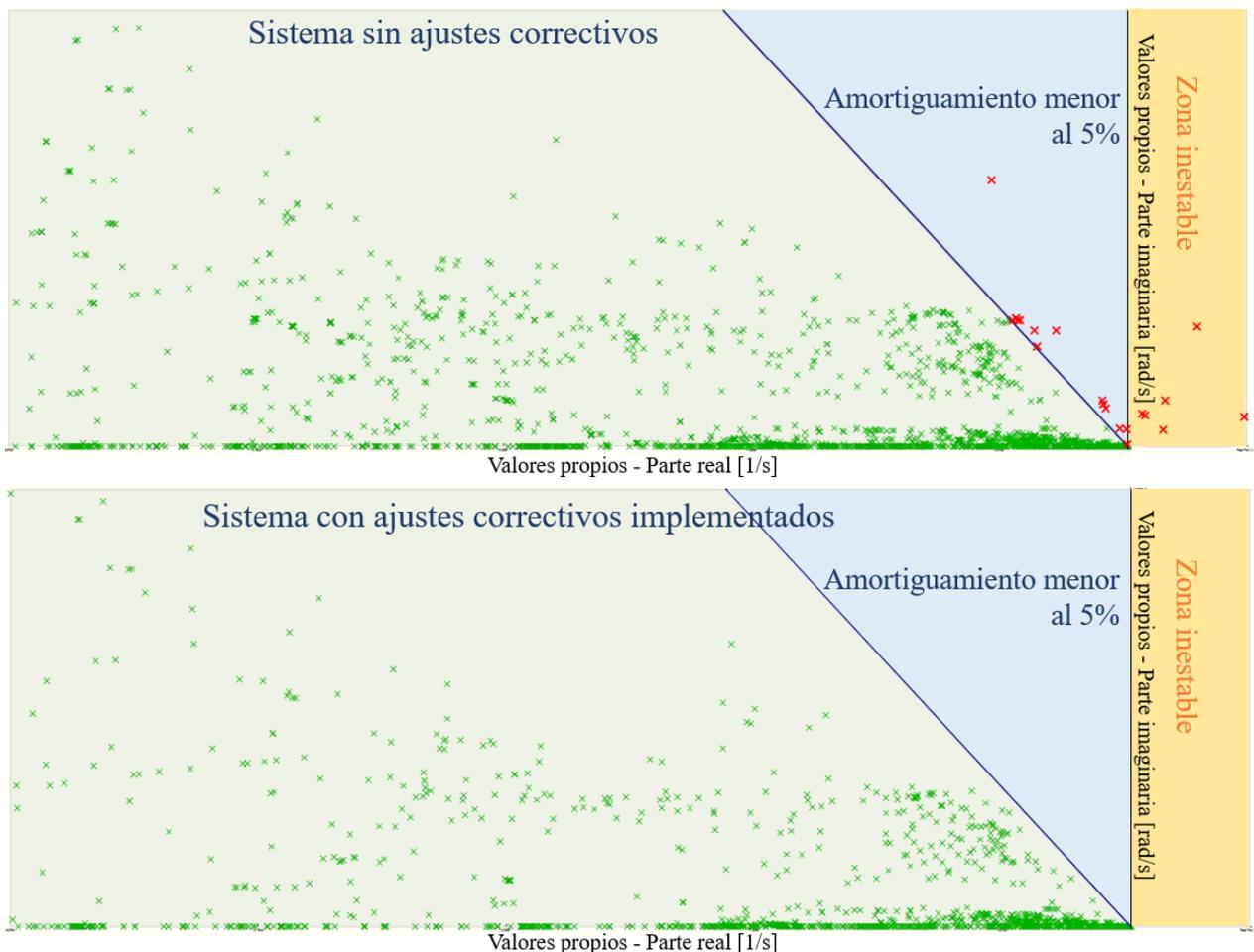


Figura 55: Valores propios escenario mínima demanda.

La figura completa de los modos electromecánicos ubicados dentro del plano complejo se puede encontrar en la Figura A. 1 de la sección Anexos.

5.2.2 Resultados análisis modal – Máxima demanda

La siguiente figura (Figura 56) muestra los valores propios obtenidos al realizar un análisis modal del escenario de operación **máxima demanda** tanto para el caso inicial (sistema sin ajustes correctivos), como el caso en que se han aplicado todas las medidas correctivas correspondientes. Los ejes de la figura se han restringido de forma de mostrar los modos electromecánicos de oscilación.

El análisis modal del escenario de operación **máxima demanda** entrega un total de 13259 modos de oscilación. La zona donde se ubicarían los modos mal amortiguados en este punto de operación se encuentra demarcada por el triángulo azul, y los modos inestables se encuentran demarcados en la zona amarilla. De la Figura 56 se puede apreciar que luego de los ajustes correctivos implementados al escenario de **máxima demanda**, no hay modos oscilatorios fuera de la zona de operación estable y ninguno presenta un bajo nivel de amortiguamiento, es decir, un *damping ratio* menor a 5%.

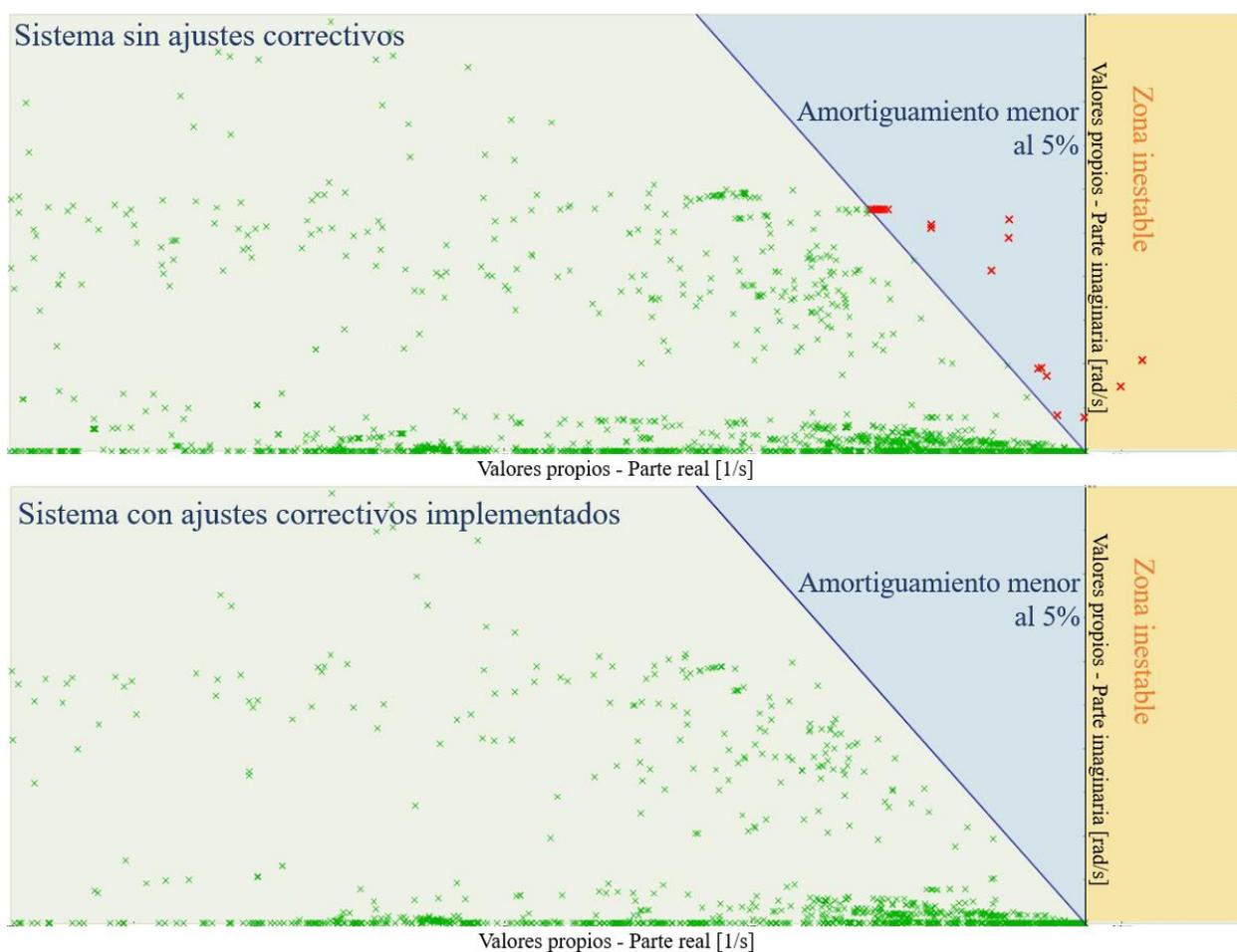


Figura 56: Valores propios escenario máxima demanda.

La figura completa de los modos electromecánicos ubicados dentro del plano complejo se puede encontrar en la Figura A. 2 de la sección Anexos.

5.2.3 Resultados análisis modal – Mínima inercia y máxima penetración ERNC

La siguiente figura (Figura 57) muestra los valores propios obtenidos al realizar un análisis modal del escenario de operación **mínima inercia y máxima penetración ERNC** tanto para el caso inicial (sistema sin ajustes correctivos), como el caso en que se han aplicado todas las medidas correctivas correspondientes. Los ejes de la figura se han restringido de forma de mostrar los modos electromecánicos de oscilación.

El análisis modal del escenario de operación **mínima inercia y máxima penetración ERNC** entrega un total de 13208 modos de oscilación. La zona donde se ubicarían los modos mal amortiguados en este punto de operación se encuentra demarcada por el triángulo azul, y los modos inestables se encuentran demarcados en la zona amarilla. De la Figura 57 se puede apreciar que luego de los ajustes correctivos implementados al escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC**, no hay modos oscilatorios fuera de la zona de operación estable y ninguno presenta un bajo nivel de amortiguamiento, es decir, un *damping ratio* menor a 5%.

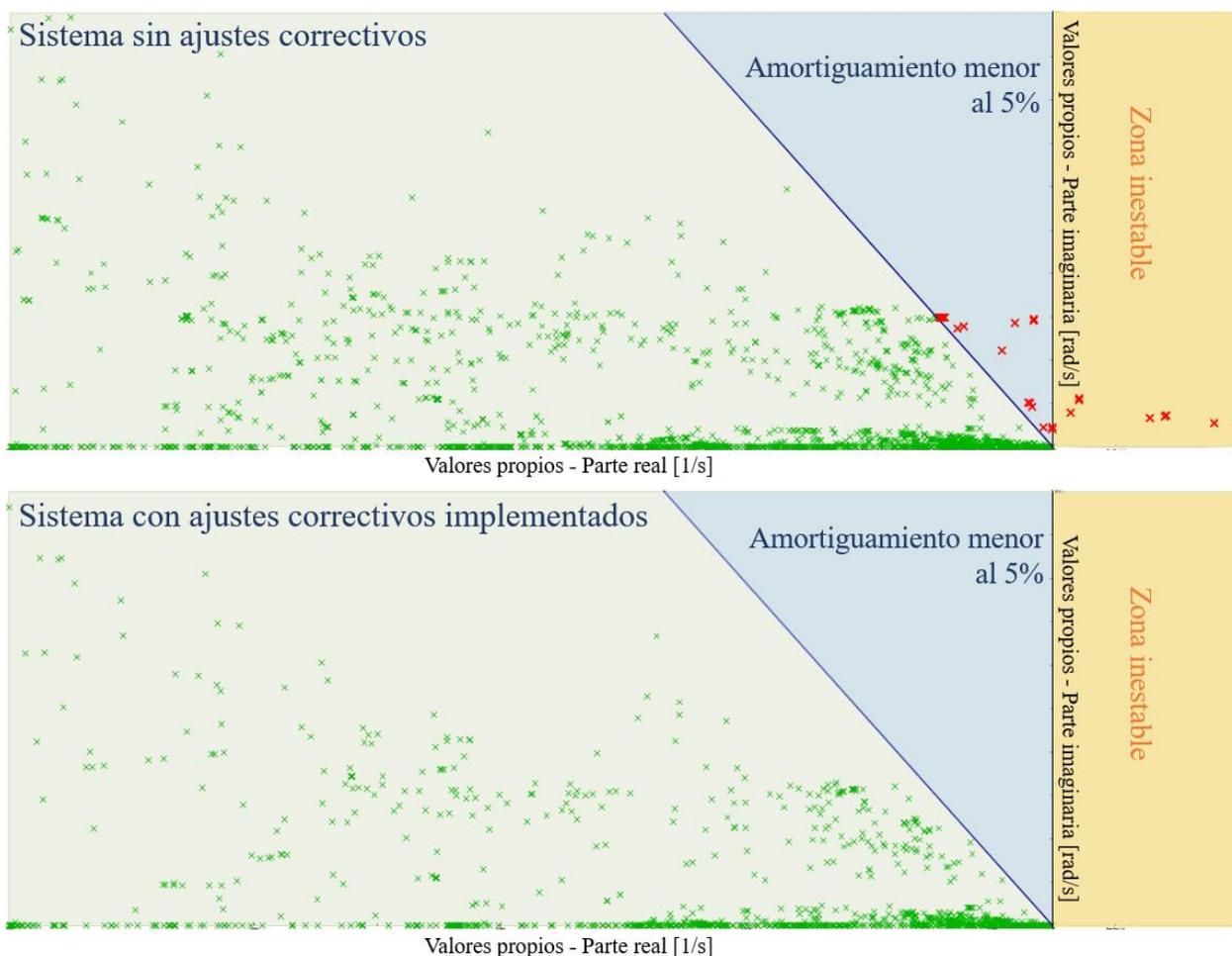


Figura 57: Valores propios escenario mínima inercia y máxima penetración ERNC.

La figura completa de los modos electromecánicos ubicados dentro del plano complejo se puede encontrar en la Figura A. 3 de la sección Anexos.

5.3 Operación real – Simulación RMS del sistema

La estabilidad de pequeña señal de un sistema es un logro importante dentro de los estudios de estabilidad. Sin embargo, que un sistema sea estable en pequeña señal no indica precisamente que esté bien modelado. Un sistema puede ser estable en pequeña señal, sin la necesidad de funcionar correctamente en tiempo real.

Para efectos de la presente investigación, se tiene un sistema que logra convergencia en el flujo de potencia (dentro de parámetros normales de operación) y que además es estable en pequeña señal. Para corroborar la correcta implementación del sistema, se realizan simulaciones dinámicas de tipo RMS sin considerar contingencias (operación normal en escenarios críticos). En esta sección, se presentan los resultados obtenidos para la medición dinámica de voltaje y frecuencia en las barras más importantes del sistema.

5.3.1 Simulación RMS – Mínima demanda

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la simulación RMS del sistema operando sin fallas para el escenario de **mínima demanda** (Figura 58 y Figura 59). Se realizaron simulaciones de frecuencia y voltaje, considerando las barras más importantes de cada uno de los países de Latinoamérica. De la Figura 58 se puede apreciar que para el escenario de **mínima demanda**, todos los países de Latinoamérica mantienen su frecuencia en el valor 1 [p.u.]. Para el caso de la medición dinámica de voltaje, de la Figura 59 se puede apreciar que si bien existe un pequeño transitorio de voltaje, este no supera en magnitud el 1,004 [p.u.] de magnitud, por lo cual no representa ningún tipo de operación anormal en el escenario de **mínima demanda**.

Simulación RMS – Frecuencia en el tiempo

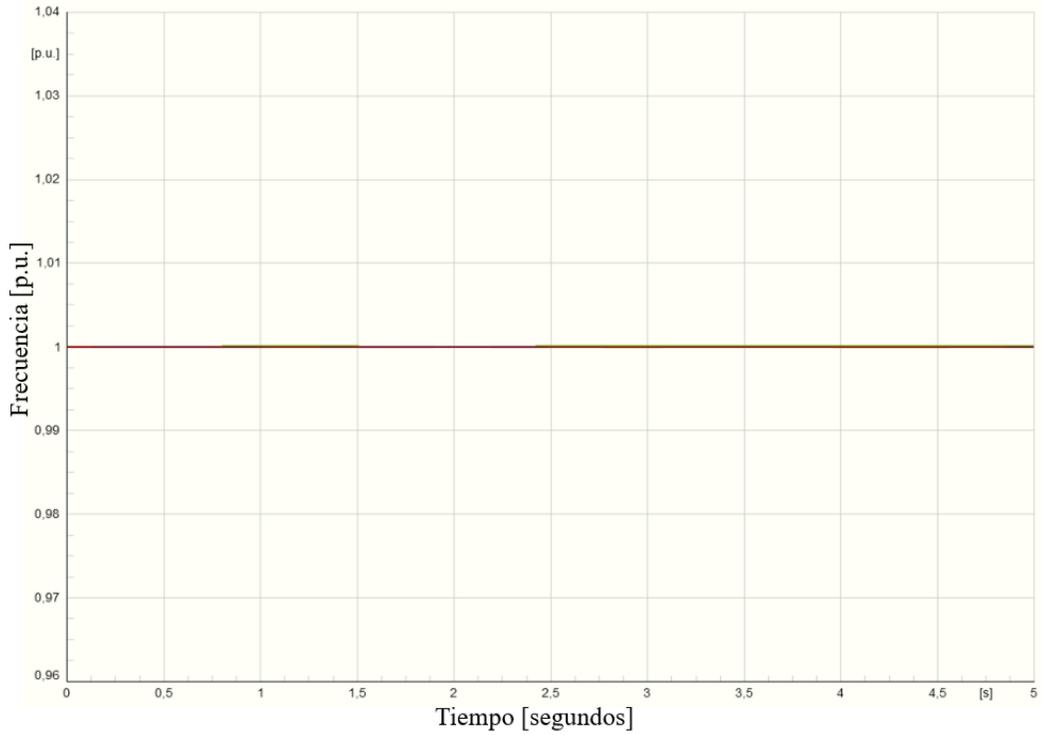


Figura 58: Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario **mínima demanda**.

Simulación RMS – Voltaje en el tiempo

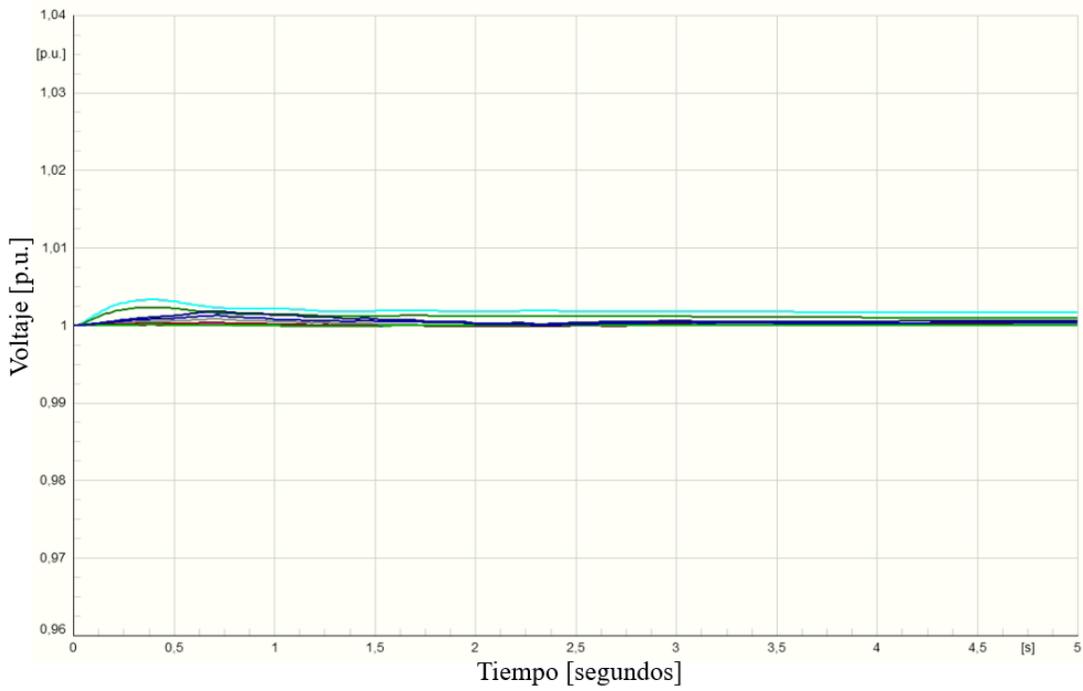


Figura 59: Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario **mínima demanda**.

5.3.2 Simulación RMS – Máxima demanda

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos de la simulación RMS del sistema operando sin fallas para el escenario de **máxima demanda** (Figura 60 y Figura 61). Se realizaron simulaciones de frecuencia y voltaje, considerando las barras más importantes de cada uno de los países de Latinoamérica. De la Figura 60 se puede apreciar que para el escenario de **máxima demanda**, todos los países de Latinoamérica mantienen su frecuencia en el valor 1 [p.u.]. Para el caso de la medición dinámica de voltaje, de la Figura 61 se puede apreciar que si bien existe un pequeño transitorio de voltaje, este no supera en magnitud el 1,0025 [p.u.] de magnitud, por lo cual no representa ningún tipo de operación anormal en el escenario de **máxima demanda**.

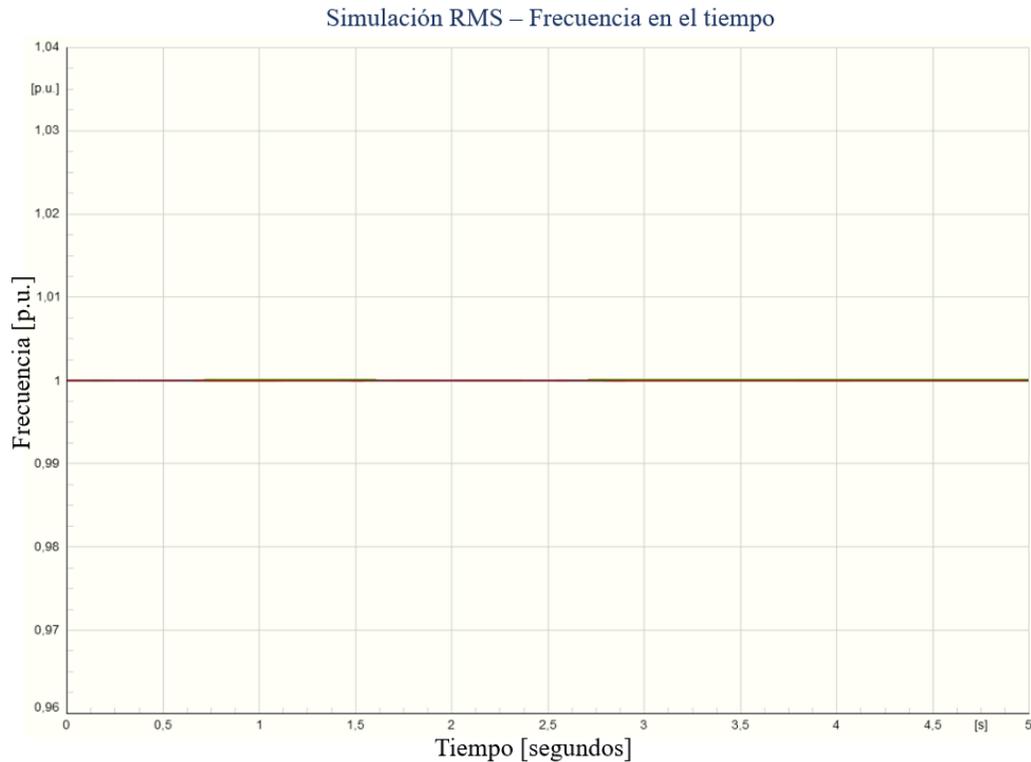


Figura 60: Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de **máxima demanda**.

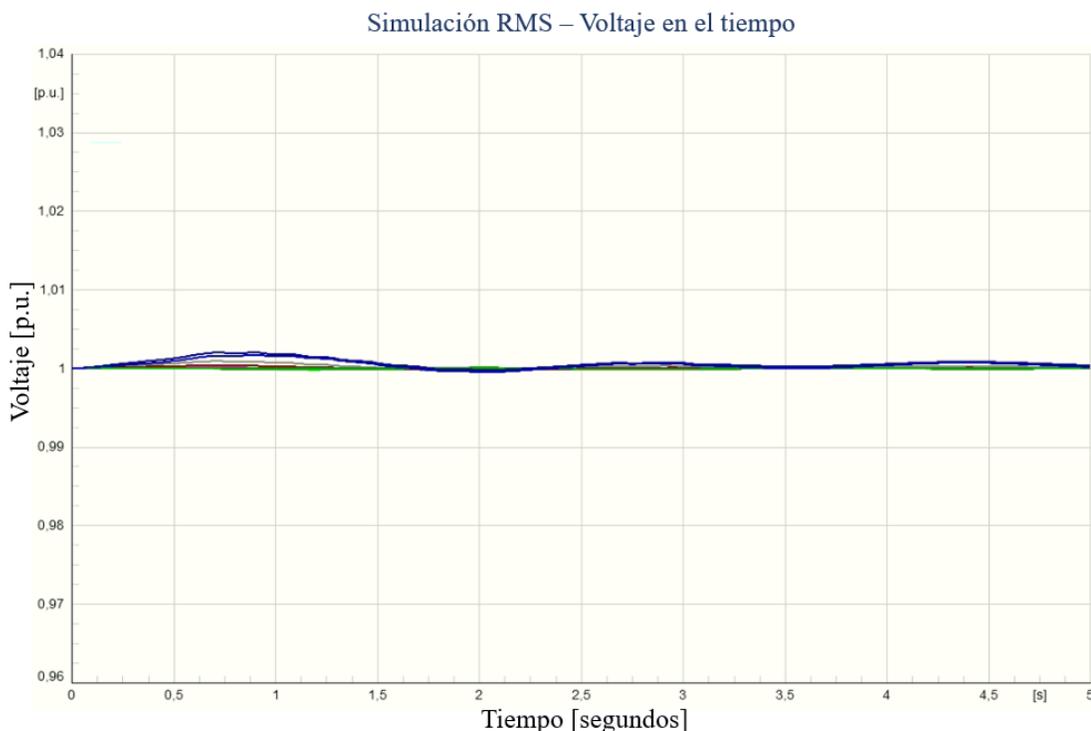


Figura 61: Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de **máxima demanda**.

5.3.3 Simulación RMS – Mínima inercia y máxima penetración ERNC

Finalmente, se presentan los resultados obtenidos de la simulación RMS del sistema operando sin fallas para el escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC** (Figura 62 y Figura 63). Se realizaron simulaciones de frecuencia y voltaje, considerando las barras más importantes de cada uno de los países de Latinoamérica. De la Figura 62 se puede apreciar que para el escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC**, todos los países de Latinoamérica mantienen su frecuencia en el valor 1 [p.u.]. Para el caso de la medición dinámica de voltaje, de la Figura 63 se puede apreciar que si bien existe un pequeño transitorio de voltaje, este no supera en magnitud el 1,0025 [p.u.] de magnitud, por lo cual no representa ningún tipo de operación anormal en el escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC**.

Simulación RMS – Frecuencia en el tiempo

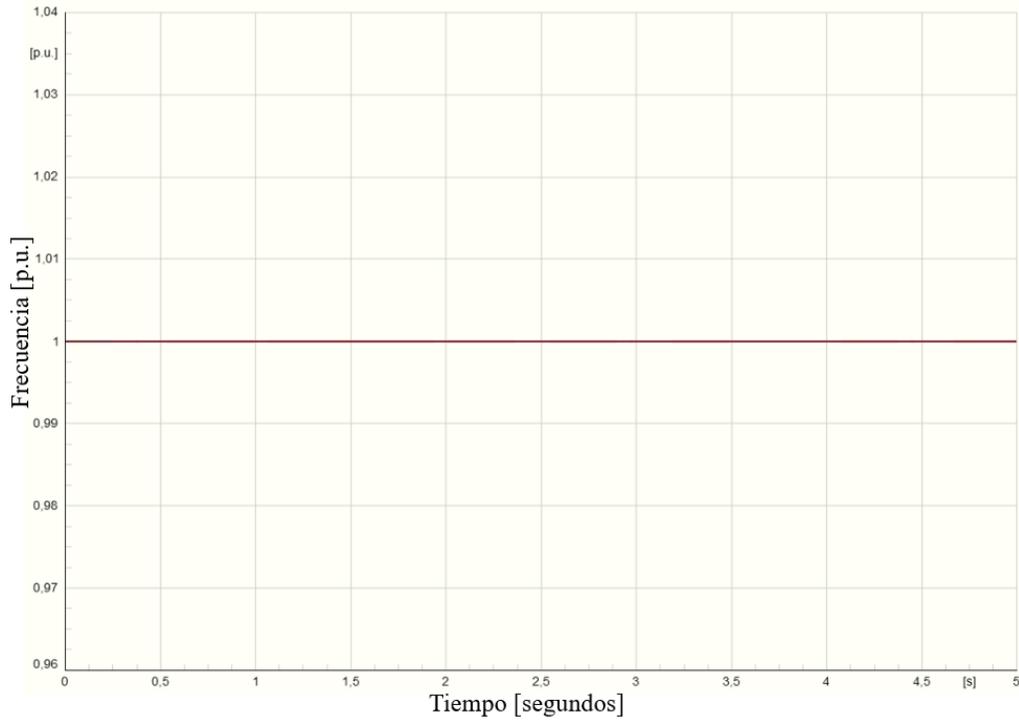


Figura 62: Simulación RMS de frecuencia para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC**.

Simulación RMS – Voltaje en el tiempo

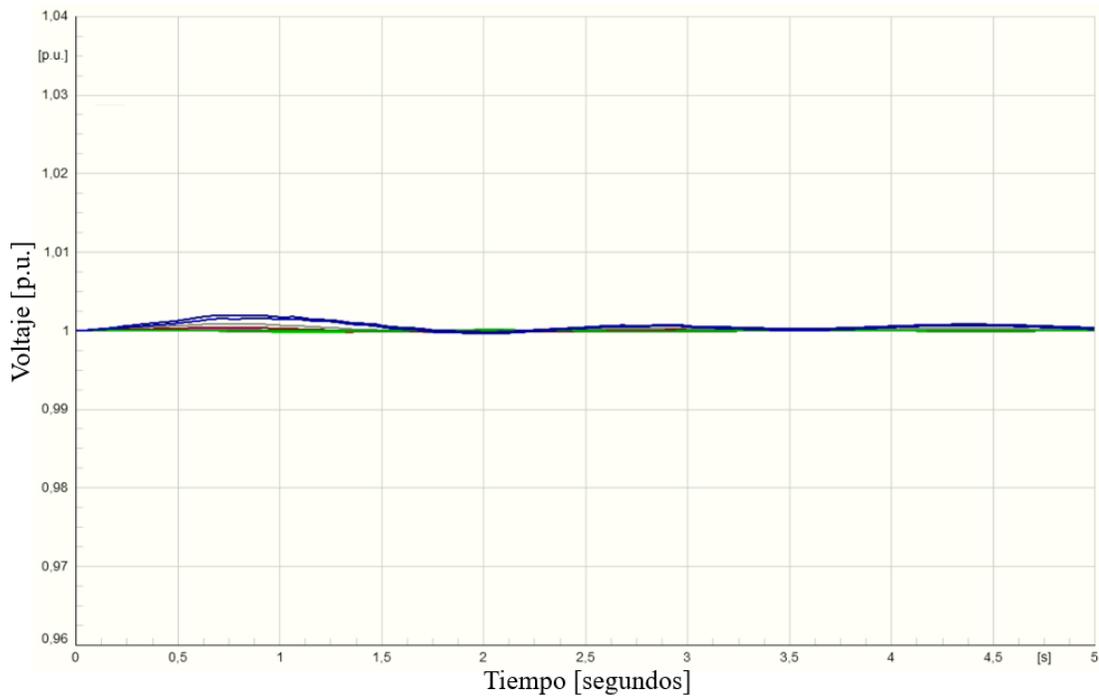


Figura 63: Simulación RMS de voltaje para el sistema sin fallas, considerando las barras más importantes de cada uno de los países considerados (Latinoamérica) para el escenario de **mínima inercia y máxima penetración ERNC**.

5.4 Resultados – Resumen

El análisis de los resultados enunciados en las secciones anteriores (5.1, 5.2 y 5.3), tanto para flujo de potencia, análisis modal y operación en tiempo real, puede resumirse en la siguiente tabla presentada a continuación:

Estudio	Comentarios
Flujo de Potencia	El nivel de voltaje de todos los nodos está dentro del margen de operación definido por 0,95 y 1,07 [p.u.].
	En cuanto al nivel de carga de los elementos definidos en el modelo, los resultados obtenidos del flujo de potencia indican que ninguna línea sobrepasa un nivel de carga definido por el 102,08%.
	Ningún transformador presentó un nivel de carga más allá del 100%. Ningún generador (síncrono, solar o eólico) presenta un nivel de carga mayor al 100%.
	El flujo de potencia respeta los despachos de generadores y el flujo de los enlaces HVDC calculados en [23].
Análisis modal	El sistema evaluado en sus tres escenarios críticos puede ser estable en pequeña señal, y además presentar un correcto nivel de amortiguamiento (5%) luego de aplicadas las medidas correctivas.
Simulación dinámica RMS - Sistema operando sin fallas	La simulación dinámica del sistema operando sin contingencias para sus tres escenarios críticos presenta valores normales de operación, tanto para frecuencia como para voltaje en las barras más importantes de cada país de Latinoamérica.

Tabla 24: Tabla resumen de resultados obtenidos para flujo de potencia, análisis modal y simulación dinámica RMS.

6 Conclusiones

El objetivo principal del presente estudio fue **realizar un estudio de estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico latinoamericano interconectado, suponiendo que se maximiza el uso del potencial solar en Chile y de las ERNC a nivel regional (en Latinoamérica)**. De los resultados obtenidos en la presente investigación, se puede mencionar lo siguiente:

El modelo de planificación correspondiente al escenario *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) desarrollado en [23], puede operar correctamente en estado estacionario para los tres escenarios críticos escogidos (**mínima demanda, máxima demanda, y mínima inercia y máxima penetración ERNC**).

Para efecto del estudio de estabilidad de pequeña señal realizado, el sistema presentado puede ser estable en pequeña señal luego de aplicar diversas medidas correctivas que incluyen una correcta sintonización de los dispositivos compensadores de energía reactiva (condensadores y SVC), los elementos de control presentes en cada una de las unidades generadoras (PSS, AVR y reguladores de velocidad principalmente), y una correcta sintonización de los dispositivos de control presentes en los enlaces de interconexión HVDC.

En adición a lo anteriormente mencionado, el sistema puede ser estable en pequeña señal **sin necesidad de modificar la capacidad, integridad (sin desconexión de elementos) y flujos de potencia de los enlaces de interconexión**, cumpliendo totalmente con lo dispuesto en el escenario *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) desarrollado en la planificación de [23] (Figura 64).

Tomando en cuenta los resultados obtenidos en la presente investigación, se concluye que el sistema de Latinoamérica interconectada desarrollado en [23] para el escenario de planificación *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) puede ser estable en pequeña señal, evaluado en sus casos críticos (**mínima demanda, máxima demanda, y mínima inercia y máxima penetración ERNC**). En otras palabras, las interconexiones regionales suponen una solución plausible para el desarrollo de energías renovables no convencionales en Latinoamérica, manteniendo la seguridad y estabilidad del sistema interconectado regional.

En vista que el escenario *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) desarrollado en [23] considera la operación del sistema latinoamericano interconectado con una alta penetración ERNC y reducida generación térmica en la región, **contemplando un paulatino aumento de la penetración solar fotovoltaica en el sistema eléctrico chileno que alcanza los 42.929 MW para el año 2030**, finalmente se verifica la hipótesis de este trabajo: *Es posible maximizar el uso del potencial solar en Chile mediante interconexiones regionales, manteniendo la seguridad y estabilidad del sistema interconectado regional*, siempre y cuando el sistema esté correctamente compensado de energía reactiva, y todos los dispositivos de control que operan en generadores y enlaces de interconexión estén sintonizados de manera correcta.

En función de una correcta compensación y sintonización del sistema, se recalca la importancia de realizar estudios de estabilidad previos a la ejecución de los proyectos de interconexión, ya que estos permiten prever eventuales dificultades y complicaciones asociadas a proyectos de interconexión entre sistemas de potencia considerablemente grandes.

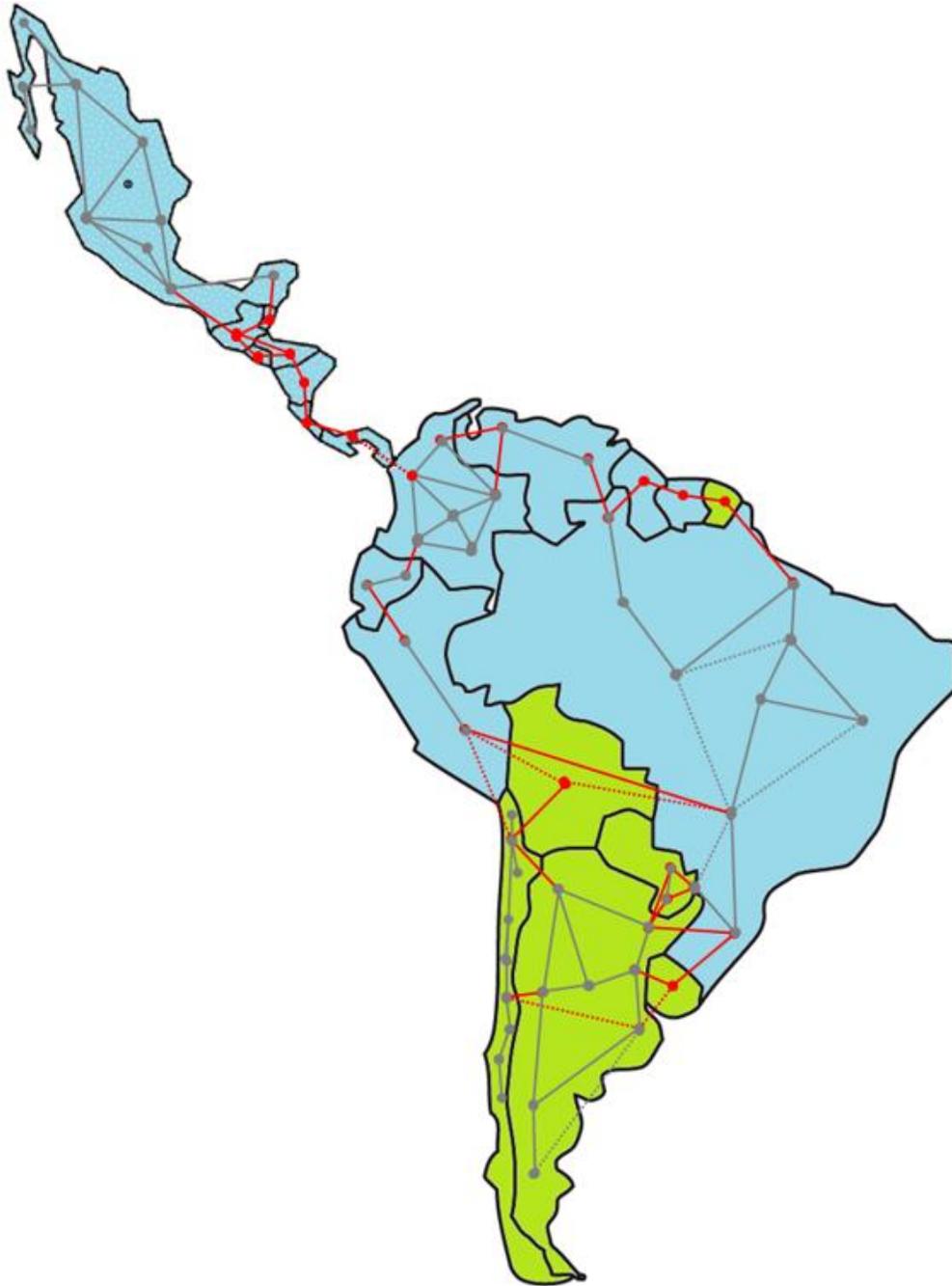


Figura 64: Esquema de transmisión del escenario *TXSOLDESC+* (*solar descarbonizado*) desarrollado en la planificación de [23].

7 Trabajo futuro

En primera instancia, se recalca la importancia de realizar estudios de estabilidad completos para los proyectos de interconexión eléctrica, ya que la estabilidad de pequeña señal de un sistema no asegura la estabilidad completa. Esto principalmente debido a que en el día a día pueden ocurrir fallas y contingencias graves que pueden alterar completamente el punto de operación del sistema, alterando la estabilidad de frecuencia, voltaje y/o ángulo. Para evitar esto, un estudio de estabilidad completo considera de manera complementaria un estudio de estabilidad durante contingencias severas en escenarios críticos.

Para efecto de la presente investigación, y en adición a lo anteriormente mencionado, se propone continuar el estudio de estabilidad del escenario *TXSOLDESC+* de [23] con un estudio de estabilidad durante contingencias severas en los escenarios críticos considerados dentro de la presente investigación, y así asegurar la estabilidad de frecuencia, voltaje y ángulo durante fallas críticas en el sistema.

8 Bibliografía

- [1] WWF, con colaboración de WRI (World Resources Institute), «Meeting Renewable Energy Targets: Global Lessons from the road to implementation.,» 2013.
- [2] Strategic Foresight Initiative, «Summary of findings,» 2014.
- [3] Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación Argentina, «Artículo 8,» de *Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.*, Buenos Aires, Argentina, 2015.
- [4] República Federal de Brasil, «INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION: TOWARDS ACHIEVING THE OBJECTIVE OF THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE».
- [5] ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA, «CONTRIBUCION PREVISTA DETERMINADA NACIONALMENTE».
- [6] Gobierno Nacional de la República del Ecuador, «Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada de Ecuador (INDC)».
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Sistema Eléctrico Nacional - Información Técnica,» [En línea]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>. [Último acceso: 30 Mayo 2019].
- [8] Ministerio de Energía, «Energía 2050 - Política Energética de Chile,» Santiago, Chile.
- [9] C. Rahmann y A. Castillo, «Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions,» *Energies*, vol. 7, n° 10, p. 6306–6322, 2014.
- [10] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), «Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con generación renovable,» Quito, Ecuador, 2013.
- [11] T. Neumann y I. Erlich, «Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant,» 2012.
- [12] J. Haas, R. Palma, F. Valencia, P. Araya, G. Diaz-Ferrán, T. Telsnig, L. Eltrop, M. Díaz, S. Püschel, M. Grandel, R. Román y G. Jiménez-Estévez, «Sunset or sunrise? Understanding the barriers and options for the massive deployment of solar technologies in Chile,» 2017.
- [13] Ministerio de Energía, «Evaluación del Potencial Solar - PV,» de *Energías Renovables en Chile: el Potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.*, Santiago de Chile, 2014, p. 74.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, «Sistema Eléctrico Nacional,» Junio 2021. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.
- [15] Banco Interamericano de Desarrollo, *La Red del Futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*, 2017.
- [16] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «4.1 Complementariedades energéticas - Análisis temporal,» de *Contribución de las energías renovables variables a la seguridad energética en América Latina - Parte I*, 2017, pp. 38-42.
- [17] Banco de Desarrollo en América Latina (CAF) y Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), «Doce proyectos: Oportunidades y desafíos,» de *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en américa latina*, Bogotá, Colombia, 2012, pp. 33-58.

- [18] CONASAC Perú, EE Ltda. Colombia y K.A.S Ingeniería S.A. Chile, «Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú,» 2009.
- [19] Deloitte Financial Advisory Services y Black & Veatch, «Interconector entre Perú y Chile: Estudio del análisis técnico,» 2015.
- [20] Deloitte Financial Advisory Services y Black & Veatch, «Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis para la planificación,» 2015.
- [21] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), «Component I – Pre-Feasibility Study,» de *Arco Norte – Electrical Interconnection Study*, 2017.
- [22] Banco Interamericano de Desarrollo, «Component II - Pre-Feasibility Study,» de *Arco Norte - Electrical Interconnection Study*, 2017.
- [23] B. Blanco Contreras, *Expansión generación - transmisión a largo plazo en Latinoamérica: Horizonte 2040 con escenarios de energía solar en Chile y descarbonización*, Santiago de Chile, 2021.
- [24] Ministerio de Economía, «Ley 19.940: Ley Corta I,» Congreso Nacional de Chile, Santiago, Chile, 2004.
- [25] R. Palma, G. Jiménez y I. Alarcón, *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*, 1ra Edición, Santiago, Chile, 2009.
- [26] H. Rodriguez, *Programme barrier removal for rural electrification with renewable energies*, 2012.
- [27] GIZ, «Índice de precios de sistemas solares FV,» pp. 2016b - 2015a.
- [28] G. Cáceres, S. Nasirov, H. Zhang y G. Araya-Letelier, «Residential solar PV planning in Santiago, Chile: Incorporating the PM10 Parameter. Sustainability 7,» Santiago, Chile, 2014, pp. 422-440.
- [29] C. A. N. S. S. C. Agostini, «Solar PV Planning Toward Sustainable Development in Chile : Challenges and Recommendations,» 2015.
- [30] S. Nasirov, C. Silva y C. Agostini, «Investors perspectives on barriers to the deployment of renewable energy sources in Chile. Energies 8,» 2015, pp. 3794-3814.
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional, «Sistema Eléctrico Nacional,» Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.
- [32] Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), «Síntesis Informativa Energética de los países de la CIER,» 2009.
- [33] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), «Integración Eléctrica en América Latina: Antecedentes, realidades y caminos por recorrer.,» 2013.
- [34] UPME, Colombia, «<http://www.siel.gov.co/>,» *Sistemas de Información Eléctrica*. [En línea].
- [35] Hydro-Québec Intl., «Estudio Interconexión Perú – Ecuador, para ETECEN (Perú) y TRANSELEC (Ecuador),» 2001.
- [36] Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Informe COES/DP-01-2014 “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 - 2024”,» Lima, Perú, 2014.
- [37] CENACE, TRANSELECTRIC S.A., COES SINAC, RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP), «Informe de Estudios Interconexión Colombia – Ecuador – Perú,» 2003.
- [38] Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), «Proyectos de Integración Energética Regional: Avances y Retos desde una Perspectiva Regional,» Panamá, 2016.

- [39] E. Sauma, S. Jerardino, C. Barría, R. Marambio, A. Brugman y J. Mejía, «Handbook of Networks in power systems I: Electric Interconnections in the Andes Community: Threats and Opportunities,» 2012.
- [40] Banco de Desarrollo en América Latina (CAF) y Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), «Doce proyectos: Oportunidades y desafíos,» de *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en américa latina*, Bogotá, Colombia, 2012, pp. 48-49.
- [41] Ministerio de Energía y Minas - Viceministerio de Energía, «Resolución 071-2011-MEM/VME,» Lima, 2011.
- [42] Comisión de Integración Energética Regional (CIER) y el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), «Transacciones de energía entre los sistemas de las comunidades Andina, América Central y Cono Sur – Factibilidad de su Integración».
- [43] X.-P. Zhang, *Emerging capability on power system modelling: System security, resilience and recovery modelling.*, The Institution of Engineering & Technology (IET), 2015.
- [44] RAE, HTSO y PPC, «Development of Crete's Grid Interconnection with mainland Grid,» Atenas, 2011.
- [45] D. Petropoulos, E. M. Voumvoulakis y N. D. Hatziargyriou, «Dynamic stability analysis of HVDC interconnection of autonomous power system of Crete Island,» 2014.
- [46] I. A. Nassar y H. Weber, «System Analysis of the Turkish Power System for Interconnection with Continental Europe,» 2012.
- [47] UCTE, «Preventive Measures for Effective Damping of Inter Area Oscillations after the Synchronous Interconnection of the Turkish Power System with the UCTE Power System,» May, 2009.
- [48] O. Tor, C. Gencoglu, O. Yilmaz, E. Cebeci y A. Guven, «Damping Measures against Prospective Oscillations between Turkish Grid and ENTSO-E CESA System,» de *IEEE PES, Powercon 2010*, China, 2010.
- [49] A. M. Montaña, E. Y. Ruiz, J. C. Morataya y J. A. Castillo, «Stability Analysis for the Electrical Integration of Ecuador, Colombia and Panamá,» Caracas, Venezuela, 2006.
- [50] T. G. Magallones, J. G. Singh y W. Pinthurat, «Small signal stability and transient stability analysis on the Philippine-Sabah power interconnection,» Bangkok, Thailand, 2016.
- [51] K. Kilani, H. H. y M. Elleuch, «detection of inter area oscillations in the tunisian interconnected power system using phasor measurement units,» 2010.
- [52] M. Jebali, R. B. Salah, O. Kahouli, C. Bouchoucha y H. H. Abdallah, «Stability analysis for large power system interconnections (Tunisia-Libya),» de *2015 4th International Conference on Systems and Control (ICSC)*, 2015.
- [53] M. Jebali y B. Salah Rim, «Etude de la stabilité statique du réseau Tunisien et de l'interconnexion Tunisie-Lybie,» 2014.
- [54] O. H. Abdalla, R. Al-Badwawi, H. Al-Hadi, H. Al-Riyami, A. Al-Nadabi, K. Karoui y A. Szekut, «Interconnection of Oman and UAE Electric power systems,» Kuwait, 2011.
- [55] M. Eremia y M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics*, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Ltd, 2013.
- [56] I. Zimmermann Rodríguez-Peña, *Expansión de las interconexiones internacionales considerando incentivos económicos conflictivos entre países*, Santiago de Chile, 2019.
- [57] Ministerio de Energía de Chile, «Proceso de Planificación Energética a Largo Plazo del Ministerio de Energía de Chile.,» [En línea]. Available: <http://pelp.minenergia.cl/>.

- [58] Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional de Perú., [En línea]. Available: <http://www.coes.org.pe/portal/>.
- [59] Comité Nacional de Despacho de Carga de Bolivia, [En línea]. Available: <https://www.cndc.bo/home/index.php>.
- [60] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Argentino, [En línea]. Available: <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>.
- [61] C. P. Santibáñez Gálvez, *Co-optimización del recurso agua y de los sistemas eléctricos: Análisis en el contexto de la integración regional*, Santiago de Chile, 2019.
- [62] J. Muñoz Muñoz, «Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar.» Santiago de Chile, 2018.
- [63] P. Kundur, «Chapter 12: Small-Signal Stability,» de *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., 1994, pp. 699-822.
- [64] B. Dan Lin, *Methods for Analyzing Power System Small Signal Stability*, St. John's, Canadá: Faculty of Engineering and Applied Science, Memorial University of Newfoundland, 2015.
- [65] Estudios Eléctricos, «Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados: Análisis de pequeña señal y ajuste de PSS,» CDEC SIC Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [66] P. Kundur, «17.2 Small-Signal stability enhancement,» de *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., 1994, pp. 1127-1160.
- [67] G. Rogers, «Chapter 2: The Nature of Power System Oscillations,» de *Power System Oscillations*, Springer Science + Business Media, LLC., 2000, pp. 7-30.
- [68] R. Vasques de Oliveria, R. Andrade Ramos y N. Geraldo Bretas, «Calculation of parameter ranges for robust gain tuning of power system controllers,» *Revista Controle & Automação*, vol. 23, n° 3, pp. 331-345, 2012.
- [69] M. Klein, G. J. Rogers y P. Kundur, «A fundamental study of inter-area oscillations,» *IEEE Trans.*, vol. 6, n° 3, pp. 914-921, 1991.
- [70] M. Klein, G. J. Rogers, S. Moorty y P. Kundur, «Analytical investigation of factors influencing power system stabilizers performance.,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, p. 382–390, 1992.
- [71] J. Machowski, J. W. Bialek y J. R. Bumby, «2.5 Power system components: Transmission and distribution network,» de *Power system dynamics: Stability and control*, John Wiley & Sons, Ltd, 2008, pp. 35-53.
- [72] A. N. Belyaev, K. A. Izotova y I. V. Kashin, «Stability of ultra long distance ac power transmission lines with controlled shunt compensation devices.,» *IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering*, p. 572–576, 2018.
- [73] G. Deb, «Ferranti Effect in Transmission Line,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 2, n° 4, pp. 447-451, 2012.
- [74] I. Khan, M. A. Mallick, M. Rafi y M. Shadab Mirza, «Optimal placement of facts controller scheme for enhancement of power system security in indian scenario.,» *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 2, n° 2, pp. 161-171, 2015.
- [75] M. Pérez Martínez, Y. Rodríguez Domínguez y E. García Hidalgo, «Estabilidad transitoria de pequeñas oscilaciones en los sistemas eléctricos de potencia. Dispositivos usados para mejorarla.,» La Habana, Cuba, 2018.

- [76] N. M. E. Vargas, «MEJORA DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN LÍNEAS DE GRAN LONGITUD MEDIANTE EL USO DE FACTS,» Departamento de Ingeniería Eléctrica; Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- [77] K. Ellithy y S. Said, «Tuning of SVC Proportional-Integral Damping Controller to Enhance Power Systems Dynamic Stability,» de *2011 North American Power Symposium*, Boston, USA, 2011.
- [78] IEEE Special Stability Controls Working Group, «Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, n° 1, pp. 22-240, 1994.
- [79] C. A. Cañizares y Z. T. Faur, «Power Flow and Transient Stability Models of FACTS Controllers for Voltage and Angle Stability Studies,» de *Proc. of the 2000 IEEE/PES Winter Meeting*, Singapur, 2000.
- [80] N. Mithulananthan, C. Cañizares, J. Reeve y G. Rogers, «Comparison of PSS, SVC and STATCOM Controllers for Damping Power System Oscillations,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n° 2, pp. 786 - 792, 2003.
- [81] R. Elliman, C. Gould y M. Al-Tai, «Review of current and future electrical energy storage devices,» de *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2015.
- [82] Y. Zhu, C. Liu, B. Wang y K. Sun, «Damping control for a target oscillation mode using battery energy storage,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, n° 6, p. 833–845, 2018.
- [83] P. Kundur, de *Power system stability and control*, Editorial McGraw - Hill, 1994, p. 699.
- [84] Power Factory, Power Factory 2020 - Technical Reference, Gomaringen, Germany, 2020.
- [85] Coordinador eléctrico nacional, «Base de datos del SEN en formato PowerFactory DIgSILENT,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/modelos-digsilent/base-de-datos-digsilent/>. [Último acceso: 20 Mayo 2020].
- [86] PowerFactory 2020, Technical Reference - WECC Photovoltaic Templates, Gomaringen, Germany, 2020.
- [87] PowerFactory 2020, Technical Reference - WECC Wind Turbine Templates, Gomaringen, Germany, 2020.
- [88] F. M. Gonzalez-Longatt, DIgSILENT PowerFactory - Manual de usuario: Parte I, 2004.

9 Anexos

9.1 Descripción de Nodos

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 A. 1: Cantidad de nodos representativos de cada país, para el modelo utilizado en la investigación.

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

Tabla A. 2: Descripción de los 64 nodos considerados en la investigación.

9.2 Capacidad instalada en generación

Nodo	País	Gen. Convencional	HIDRO	SOLAR	WIND	Otros ERNC
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Almafuerte	AR	5104,5	918	0	0	0
Asuncion	PY	0	0	0	0	0
Autoabasto	MX	1312,5	14,4	0	156	469,3
Ayolas	PY	0	5852	0	0	0
Bacata	CO	3,75	685,9	0	0	0
BajaCalifornia	MX	3903,2	27,6	381	10	567
BajaCaliforniaSur	MX	478,3	0	83	425	0
Belize	BZ	0	55	0	387,6	13,5
BO	BO	3459,69	2177,442723	505	3773,66	80,47
BoaVista	BR	0	708,5	0	0	0
Central	MX	7791,2	123,1	20,9	0	226,3
Cerromatoso	CO	0	4823	36,16035728	0	0
Cobos	AR	1315	193,6	4324,863617	152,4	0
Copey	CO	2050,294132	0	0	380,7770755	0
CR	CR	0	2452,74	985,483763	404,4	226,5
Cuyo	AR	89,6	1869,144553	5080,684886	0	0
El_Chocon	AR	2818,29659	5197,117349	375	200	0
ES	ES	70	884,26	4958,643833	490	538,5
FrenchGuiana	FG	50,332647	257,8620056	34	0	39,7
Grande	BR	16489,7099	73323,9	35523,28831	10330	10097
GU	GU	667,137	1524,32007	4242,05941	1074	970,221
Guri	VE	0	16137	0	0	0
Guyana	GY	0	781,4615743	0	0	62
HO	HO	0	962,22	519,5	469	285,28
Imperatriz	BR	0	0	0	0	0
Itaipu	BR	0	8400	0	0	0
Lajeado	BR	0	0	4347,13547	0	0
LaVirginia	CO	426	2752,138854	0	0	0
Manaus	BR	591	1409,2	0	0	0
Mulege	MX	33,9	0	5	0,6	12
NI	NI	0	667,623	20,421762	1641,2	367
Noreste	MX	20264,9	127,9	464,4	2690,3	19,1
Noroeste	MX	8074,711878	1097,4	830,8	2	0
Norte	MX	7243,4	390	1490,5	0	8,8
NorteBR	BR	1274	14221	0	0	200

Nodo	País	Gen. Convencional	HIDRO	SOLAR	WIND	Otros ERNC
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Occidental	MX	13925,4	5191,2	1145,6	1230,4	851,9
Oriental	MX	9503,5	11204,7	375	5337,5	559,5
PA	PA	1511,344575	2331,662	2214,291835	831,8648648	0
Pascuales	EC	2197,91	2728,53	3256	1016,5	0
Patagonia	AR	328	1467,707524	0	2622,74037	0
PauloAlfonzo	BR	3668	16746,8	3111,357435	17131,28648	4717
Peninsular	MX	3004,879066	0	696	632,5	0,8
PortoAlegre	BR	4977,757545	19466,6	0	4820,015505	2743,28784
Rodriguez	AR	9604,1	528	0	3814,033028	0
SanCarlos	CO	1567,616124	6726,94	0	0	77,2
Santa Rosa	EC	549,3	2480,49	378,82	0	80
Santo_Tome	AR	2391,039855	504,29871	0	2956,493284	250
SIC_Centro	CL	3735,48	2346,83	23794,87187	187,35	30,01
SIC_CentroNorte	CL	1105,04	90,4	7585,697402	615	0
SIC_CentroSurAncoa	CL	655	1741,74	0	0	28
SIC_CentroSurCharrua	CL	1439,92	2275,64	0	155,2	356,83
SIC_Norte	CL	398,25	0	1400,89	99	0
SIC_Sur	CL	534,57	601,58	0	327,7164311	80,22
SINC	PE	9122,1113	5262,4513	3620,478858	818,16	48,4847
SING_Centro	CL	2529,09	0	8876,414298	88,9	65
SING_Norte	CL	222,17	14,94	723,5	0	0
SING_Sur	CL	2004,8	0	548	0	0
SIS	PE	3631	594,0887	2385,187562	200	0
Sogamoso	CO	1016	0	375	0	0
Suriname	SU	238,2280926	602,2919056	0	30,48	84
Uruguay	UY	0	1510,809788	228,76	2046,2	413,1
Xingu	BR	0	10999,1	0	0	0
Yacyreta	AR	33	4706,711482	0	0	0
Yaracuy	VE	16165,77	2831	528,52	12380,37551	0

Tabla A. 3: Capacidad instalada en generación para cada nodo, por tecnología.

9.3 Despacho sistemas de almacenamiento

Nombre Batería	Nodo	País	Capacidad [MVA]	Mínima demanda [MW]	Máxima demanda [MW]	Mín. Inercia y Máx. penetración ERNC [MW]
Bateria_AR_Cuyo_BESS	Cuyo	AR	1492,00	983,21	0,00	0,00
Bateria_BO_BO_BESS	BO	BO	4220,34	1847,46	0,00	0,00
Bateria_BR_Grande_BESS	Grande	BR	100,00	0,00	0,00	0,00
Bateria_CL_SIC_CentroNorte_BESS	SIC_CentroNorte	CL	3258,09	2311,56	0,00	0,00
Bateria_CL_SIC_Centro_BESS	SIC_Centro	CL	6854,30	5279,04	0,00	0,00
Bateria_CL_SIC_Norte_BESS	SIC_Norte	CL	744,47	519,71	0,00	0,00
Bateria_CL_SIC_Sur_BESS	SIC_Sur	CL	54,53	16,08	0,00	0,00
Bateria_CL_SING_Centro_BESS	SING_Centro	CL	1829,34	1290,28	0,00	0,00
Bateria_CL_SING_Norte_BESS	SING_Norte	CL	378,62	247,02	0,00	0,00
Bateria_CL_SING_Sur_BESS	SING_Sur	CL	313,35	178,07	0,00	0,00
Bateria_CO_Copey_BESS	Copey	CO	0,32	0,32	0,32	0,32
Bateria_EC_Pascuales_BESS	Pascuales	EC	1251,18	0,00	0,00	0,00
Bateria_EC_Santa Rosa_BESS	Santa Rosa	EC	193,08	0,00	0,00	0,00
Bateria_ES_ES_BESS	ES	ES	3184,44	1543,33	0,00	0,00
Bateria_MX_BajaCalifornia_BESS	BajaCalifornia	MX	5111,67	0,00	0,00	0,00
Bateria_PA_PA_BESS	PA	PA	2066,54	0,00	0,00	0,00
Bateria_VE_Guri_BESS	Guri	VE	5940,23	1143,18	1547,79	0,00

Tabla A. 4: Despacho de baterías según escenario.

9.4 Resultados análisis modal – Plano complejo extendido

9.4.1 Resultados análisis modal – Mínima demanda



Figura A. 1: Análisis modal realizado al sistema para el escenario **mínima demanda**. Considera dos casos: 1) Sin ajustes correctivos, y 2) Con ajustes correctivos.

9.4.2 Resultados análisis modal – Máxima demanda

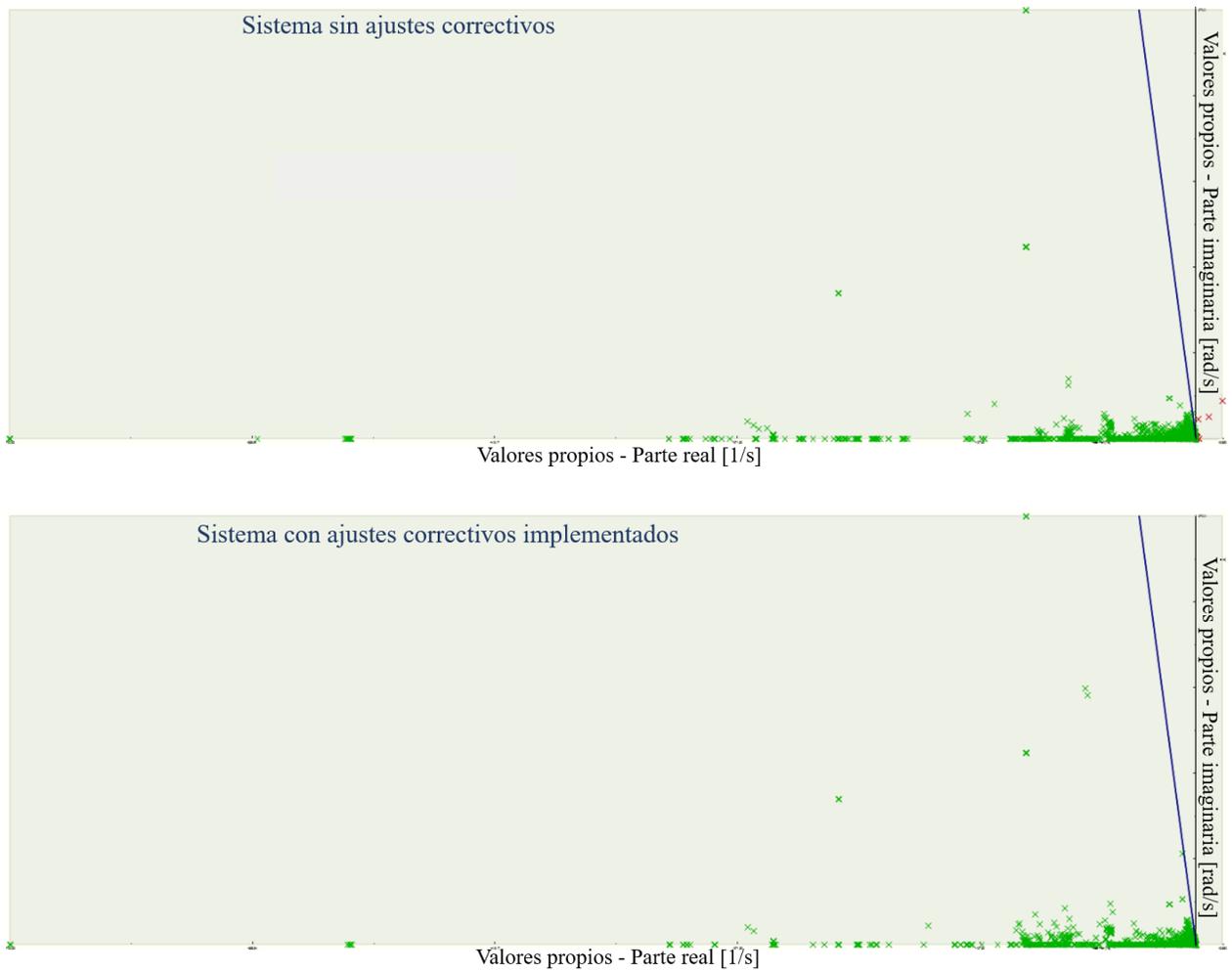


Figura A. 2: Análisis modal realizado al sistema para el escenario **máxima demanda**. Considera dos casos: 1) Sin ajustes correctivos, y 2) Con ajustes correctivos.

9.4.3 Resultados análisis modal – Mínima inercia y máxima penetración ERNC

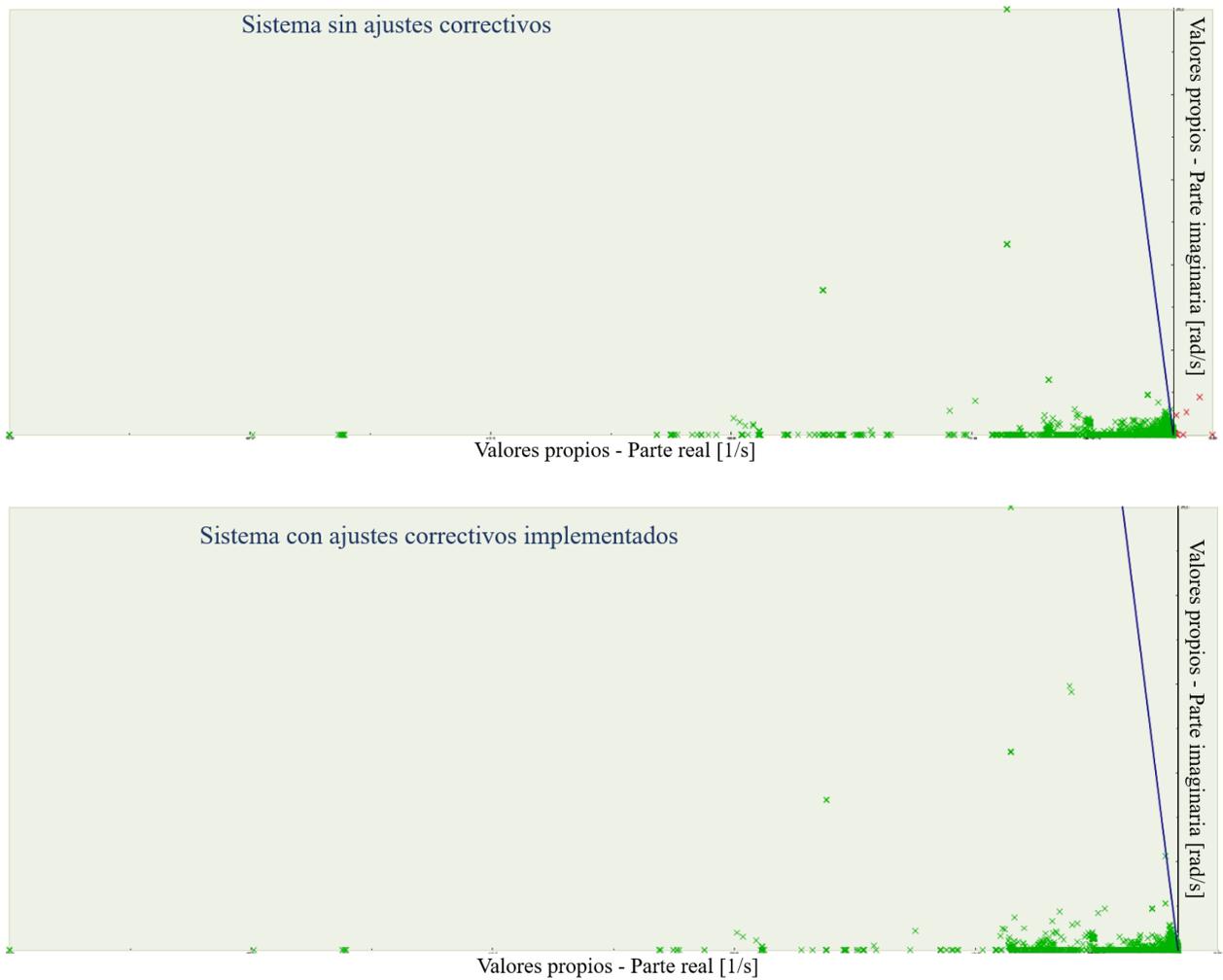


Figura A. 3: Análisis modal realizado al sistema para el escenario **mínima inercia y máxima penetración ERNC**. Considera dos casos: 1) Sin ajustes correctivos, y 2) Con ajustes correctivos.