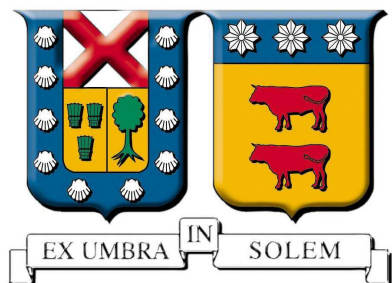


Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

*Valparaíso - Chile*

---



**Amortiguación de oscilaciones de potencia  
mediante el uso de equipo FACTS con función POD  
para la interconexión SIC-SING**

---

**Jorge Felipe Rickemberg Urrutia**

---

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesores Guía

**Leonardo Gacitúa Rocha**

**Victor Hinojosa Meteus**

Correferente

**Alex Alegría Meza**

**Octubre 2017**

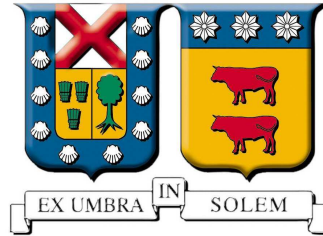


**Universidad Técnica Federico Santa María**

Departamento de Ingeniería Eléctrica

*Valparaíso - Chile*

---



**Amortiguación de oscilaciones de potencia  
mediante el uso de equipo FACTS con función POD  
para la interconexión SIC-SING**

---

**Jorge Felipe Rickemberg Urrutia**

---

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesores Guía

**Leonardo Gacitúa Rocha**

**Victor Hinojosa Meteus**

Correferente

**Alex Alegría Meza**

**Octubre 2017**

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución

*Con mucho cariño  
para mi familia*

# Agradecimientos

Primero que todo, debo dar las gracias a mis padres y a mi familia, que sin su apoyo incondicional jamás podría haber llegado hasta esta instancia de mi vida. Muchas personas han esperado este momento, pero una de ellas no alcanzó a estar presente para verlo, pese a ello sé que debes estar contenta Abuela donde quiera que estés.

Mi paso por la Universidad ha sido una experiencia que disfruté mucho, hice todo lo que quería hacer prácticamente, y en ese largo y arduo camino, conocí y me acompañaron amigos inolvidables que siempre estarán presentes en mi vida. Como bien sabe mi novia y mis amigos, soy muy amigo de mis amigos, por lo que es complicado nombrarlos a todos, y la lista sería muy larga.

Mis años por la querida y odiada UTFSM, me han llenado de momentos felices y tristes, pero por sobre todo de profundo aprendizaje. Agradezco a todos aquellos que me acompañaron en mi tarea de dirigente, tanto en el centro de alumnos de la carrera, como en la federación de estudiantes, espero haber estado a la altura de las labores que se me fueron encomendadas. A su vez, agradezco la formación académica que me entregó el departamento de ingeniería eléctrica, ya que me ha permitido desarrollarme como profesional satisfactoriamente. Al mencionar el departamento, es inevitable recordar y agradecer por todo a Don Nelson Leiva, que pese a que ya no esté entre nosotros, siempre me apoyó en este eléctrico camino, y le estaré siempre agradecido.

A mis amigos de Villarrica de toda la vida, a los lejanos eli y a los de siempre de plan común, gracias por siempre estar presentes y por tantas vivencias compartidas. En esta oportunidad también quiero agradecer a Alex Alegría por la paciencia, apoyo y entrega todo este tiempo, y a los de Transelec por haberme acogido, tanto el piso 14, como el piso 12.

Finalmente, agradezco a mi amada novia por todo el apoyo, ayuda y dedicación brindada, ya que de no ser por su ayuda, no habría culminado esta etapa.

# Resumen

El presente estudio comprende la evaluación y selección de un equipo FACTS con ajuste de control POD para la amortiguación de oscilación de potencia de la futura interconexión SIC-SING. Para ello, se lleva a cabo un análisis de estabilidad de pequeña señal con horizonte al año 2018, vislumbrando la clara existencia de modos inter-área en los escenarios simulados. En más de la mitad de dichos escenarios, el modo inter-área (modo SING-SIC) presentaba un nivel de amortiguamiento menor a lo permitido por norma, la cual exige que el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, en régimen permanente (red  $N$ ), debe ser igual o superior a un 10 %.

Del análisis modal realizado para el año 2018, se identifican los escenarios más críticos, siendo el escenario de demanda alta, hidrología seca, con nula penetración ERNC y con transferencias desde el SING hacia el SIC (DAHS SIN ERNC SING-SIC), el más crítico con un nivel de amortiguamiento del modo SING-SIC de apenas 3,3 %. Para mejorar dichos niveles, se propone el uso de un dispositivo FACTS tipo *shunt*, en vista de la complejidad práctica de modificar la compensación serie ya en construcción, y para atender los requerimientos de control de tensiones en los nodos frontera entre ambos sistemas. Considerando una capacidad de  $\pm 150$  [MVar], se demuestra que un dispositivo STATCOM presenta mejor desempeño en la amortiguación de oscilaciones que un SVC clásico, lo cual se suma a sus mejores prestaciones de control dinámico de tensiones, y a un costo similar de inversión.

Al implementar el dispositivo FACTS, mejoran los niveles de amortiguamiento de los escenarios estudiados, sin embargo, aún los niveles de amortiguamiento de los casos más críticos se encuentran por debajo del 10 % mínimo, por lo que se incorpora la función POD al STATCOM. Dicha función se ajusta mediante el método del valor residual, el cual también determina la mejor ubicación para el dispositivo FACTS, la cual resulta ser la S/E Los Changos 220 [kV]. Se ajustan los parámetros para el rango de frecuencia de los modos SING-SIC de los casos más críticos, 0,50-0,53 [Hz]. Con la función POD ajustada, los modos inter-área mejoran notablemente su nivel de amortiguamiento, con sólo dos escenarios con un nivel menor al normativo. Para asegurar el amortiguamiento satisfactorio de todos los modos SING-SIC, se propone ajustar el PSS de las 5 unidades con mayor injerencia en dichos modos: U16, CTM2, CTM3-TG, CTM3-TV y U14. Al ajustar los PSS en conjunto con la función POD, se logra amortiguar satisfactoriamente los modos inter-área, lo que se corrobora con simulaciones dinámicas del sistema.

Considerando las siguientes etapas de la interconexión y las obras futuras, se lleva cabo un análisis del sistema para los años 2021 y 2024. Se obtiene una variación de los rangos de oscilaciones con respecto al caso 2018, con un rango de 0,59-0,61 [Hz] para el 2021 y de 0,61-0,64 [Hz] para el 2024, los cuales son nuevamente amortiguados mediante la resintonización del control POD del STATCOM, manteniendo los ajustes a los PSS de las máquinas.

En síntesis, el ajuste de la función POD en un STATCOM logra amortiguar los modos casi en su totalidad, y con los ajustes de las 5 unidades propuestas, se logra amortiguar de manera satisfactoria los modos inter-área en todos los escenarios de estudio. A su vez, el uso del dispositivo FACTS permite disminuir el número de unidades a las cuales se le debe ajustar su PSS y, a su vez, permite prescindir del despacho de unidades para la seguridad del sistema.

# Abstract

This study introduces a methodology to evaluate and select a FACTS device with POD control function in order to avoid the power oscillation damping of the future SIC-SING interconnection. For this issue, a small signal stability analysis is carried out for the system resulting in the existence of inter-area modes. In more than half of those scenarios, the inter-area mode (SING-SIC mode) had a lower damping level. The grid code determines that the damping level of electromechanical oscillations in steady state (N network) must be equal or greater than 10 %.

The most critical scenario identified for the year 2018 is the one with transfers from SING to SIC in high demand, dry hydrology, no solar and wind generation condition resulting in a mode with a damping level of 3.3 %. In order to improve this scenario, the usage of a shunt FACTS device is proposed. Considering a capacity of  $\pm 150$  [MVar], a STATCOM presents a better performance in the power oscillation damping than a SVC, which adds a better performance in dynamic voltage control with a similar investment cost.

Although a FACTS device is included in the study, there are some critical cases with damping level lower than 10 %; therefore, the POD function is incorporated into the STATCOM. The tuning of the control parameters is accomplished based on the residual method. This method provides the best location for the FACTS device as well, which results in Los Changos 220 [kV] substation.

With the POD function adjusted, the inter-area modes improve significantly their damping level with the exception of two scenarios. To ensure the satisfactory damping of all SING-SIC modes, it is also proposed the PSS adjustment of the following units: U16, CTM2, CTM3- TG, CTM3-TV and U14. By adjusting the PSS in conjunction with the POD function, it is possible to damp successfully the inter-area modes, which is corroborated with dynamic simulations of the system. Considering the following stages of the interconnection and future works, an analysis of the system is carried out for 2021 and 2024. A new setting of the control parameters for the POD function allows the proper damping of these modes.

Considering both the adjustment of the POD function for the STATCOM located in Los Changos 220 [kV] as well as the tuning of the PSS parameters for the power generation units actions, it is possible to damp all the inter-area oscillation modes in the power system reaching the level allowed by the Chilean grid code.

# Glosario

<b>AVR</b>	: Regulador Automático de Tensión ( <i>Automatic Voltage Regulator</i> ).
<b>CNE</b>	: Comisión Nacional de Energía.
<b>ERNC</b>	: Energías Renovables No Convencionales.
<b>FACTS</b>	: Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna ( <i>Flexible AC Transmission Systems</i> ).
<b>HVAC</b>	: Alta Tensión en Corriente Alterna ( <i>High Voltage Alternating Current</i> ).
<b>HVDC</b>	: Alta Tensión en Corriente Continua ( <i>High Voltage Direct Current</i> ).
<b>NTSyCS</b>	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
<b>OSE2000</b>	: Es un conjunto de herramientas diseñadas especialmente para la realización de estudios de operación, asociados a un sistema eléctrico hidrotérmico.
<b>POD</b>	: Amortiguación de Oscilación de Potencia ( <i>Power Oscillation Damping</i> ).
<b>PMU</b>	: Unidad de Medición Fasorial ( <i>Phasor Measurement Units</i> ).
<b>PSS</b>	: Estabilizador de Sistemas de Potencia ( <i>Power System Stabiliser</i> ).
<b>SEP</b>	: Sistema Eléctrico de Potencia.
<b>SIC</b>	: Sistema Interconectado Central.
<b>SING</b>	: Sistema Interconectado del Norte Grande.
<b>SSSC</b>	: Compensador Serie Sincrónico Estático ( <i>Static Synchronous Series Compensator</i> ).
<b>SVC</b>	: Compensador Estático de Reactivos ( <i>Static VAR Compensator</i> ).
<b>STATCOM</b>	: Compensador sincrónico Estático ( <i>Static synchronous Compensator</i> ).
<b>TCR</b>	: Reactores Controlados por Tiristores ( <i>Thyristor Controlled Reactor</i> ).
<b>TCSC</b>	: Condensador Serie Controlado por Tiristores ( <i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i> ).
<b>TSC</b>	: Condensadores Conmutados por Tiristores ( <i>Thyristor Switched Capacitor</i> ).
<b>UPFC</b>	: Controlador de Flujo de Potencia Unificado ( <i>Unified Power Flow Controller</i> ).
<b>VSC</b>	: Convertidor Fuente de Tensión ( <i>Voltage Source Converter</i> ).

# Índice general

Resumen	VI
Abstract	VII
Glosario	VIII
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Clasificación y definición de estabilidad en sistemas eléctricos</b>	<b>7</b>
2.1. Estabilidad en sistemas de potencia . . . . .	7
2.1.1. Estabilidad angular . . . . .	8
2.2. Estabilidad de pequeña señal . . . . .	10
2.3. Análisis modal . . . . .	11
2.3.1. Fenómenos dinámicos en SEP . . . . .	11
2.3.2. Fenómenos electromecánicos . . . . .	12
2.3.3. Desarrollo matemático . . . . .	14
2.4. Análisis de estabilidad: primer método de Lyapunov . . . . .	16
2.4.1. Valores propios . . . . .	16
2.4.2. Vectores propios . . . . .	18
2.4.3. Respuesta temporal . . . . .	18
2.4.4. <i>Mode Shape</i> . . . . .	20
2.4.5. Factores de participación . . . . .	20

<b>3. Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna</b>	<b>22</b>
3.1. FACTS del tipo serie . . . . .	23
3.1.1. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) . . . . .	23
3.1.2. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) . . . . .	25
3.2. FACTS del tipo <i>shunt</i> . . . . .	25
3.2.1. SVC: Static VAR Compensator . . . . .	26
3.2.2. STATCOM: Static synchronous Compensator . . . . .	27
3.3. Unified Power Flow Controller (UPFC) . . . . .	28
3.4. Controladores PSS y función POD en dispositivos FACTS . . . . .	30
3.4.1. Efectos del PSS . . . . .	30
3.4.2. Función POD en dispositivos FACTS . . . . .	31
3.4.3. Sintonización de parámetros: método del valor residual . . . . .	32
<b>4. Antecedentes</b>	<b>37</b>
4.1. Sistema eléctrico actual . . . . .	37
4.2. Interconexión SING-SIC . . . . .	39
4.2.1. Plan de obras futuras . . . . .	40
4.2.2. Horizonte de estudio . . . . .	40
4.3. Despachos . . . . .	41
4.4. Proyección de la demanda . . . . .	41
4.5. Construcción del modelo . . . . .	42
4.6. Escenarios de estudio . . . . .	43
4.7. Análisis estático del sistema . . . . .	44
<b>5. Análisis modal al año 2018</b>	<b>50</b>
5.1. Consideraciones para el estudio . . . . .	50
5.2. Principales resultados . . . . .	51
5.2.1. Modos con amortiguamiento < <b>10%</b> . . . . .	59

5.3. Criterio $N-1$ . . . . .	62
5.4. Análisis de los resultados . . . . .	65
<b>6. Integración de dispositivo FACTS</b>	<b>67</b>
6.1. FACTS seleccionado . . . . .	67
6.2. Análisis modal . . . . .	71
6.3. Ubicación FACTS y ajuste de la función POD . . . . .	73
6.4. Ajuste de los PSS necesarios . . . . .	76
6.5. Análisis de ajustes propuestos . . . . .	78
6.6. Verificación dinámica . . . . .	81
<b>7. Análisis del sistema eléctrico futuro</b>	<b>89</b>
7.1. Análisis al año 2021 . . . . .	89
7.1.1. Análisis modal año 2021 . . . . .	90
7.1.2. Análisis basado en el criterio $N-1$ y $N-2$ . . . . .	96
7.1.3. Resultados análisis modal . . . . .	96
7.1.4. Integración función POD y ajuste de PSS . . . . .	97
7.1.5. Verificación dinámica año 2021 . . . . .	100
7.2. Análisis al año 2024 . . . . .	103
7.2.1. Análisis modal año 2024 . . . . .	104
7.2.2. Análisis basado en el criterio $N-1$ y $N-2$ . . . . .	109
7.2.3. Resultados análisis modal . . . . .	110
7.2.4. Integración función POD y ajuste de PSS . . . . .	112
7.2.5. Verificación dinámica año 2024 . . . . .	114
7.2.6. Valorización del equipo FACTS . . . . .	117
7.2.7. Resumen ajustes propuestos . . . . .	119
<b>8. Resumen final y conclusiones</b>	<b>120</b>

<b>Referencias</b>	<b>123</b>
<b>Anexos</b>	<b>126</b>
<b>A. Ecuación de estabilidad</b>	<b>127</b>
<b>B. Normativa utilizada</b>	<b>129</b>
<b>C. Antecedentes equipos FACTS</b>	<b>134</b>
C.1. Modelo STATCOM . . . . .	134
C.2. Modelo SVC . . . . .	136
C.3. Características de operación . . . . .	136
C.4. Aplicaciones y beneficios . . . . .	138
<b>D. Construcción del modelo</b>	<b>140</b>
D.1. Obras de transmisión en construcción . . . . .	141
D.1.1. Año 2021: . . . . .	141
D.1.2. Año 2024: . . . . .	142
D.2. Programa de obras de generación en construcción . . . . .	142
D.3. Generación y demanda . . . . .	143

# Índice de figuras

1.1. Diagrama de flujo de la metodología utilizada . . . . .	5
2.1. Clasificación de estabilidad en SEP . . . . .	8
2.2. Modelo clásico generador-barra infinita . . . . .	9
2.3. Fenómenos dinámicos en un SEP . . . . .	12
2.4. Representación modo local de oscilación . . . . .	13
2.5. Representación modo de oscilación intra-planta . . . . .	13
2.6. Representación modo de oscilación inter-área . . . . .	14
3.1. Esquema básico de un TCSC . . . . .	24
3.2. Esquema de control de TCSC para estudios dinámicos . . . . .	24
3.3. Esquema básico de un SSSC . . . . .	25
3.4. Esquema de control del SSSC para estudios dinámicos . . . . .	25
3.5. Esquema básico de un SVC . . . . .	26
3.6. Esquema de control del SVC para estudios dinámicos . . . . .	27
3.7. Esquema básico de un STATCOM . . . . .	28
3.8. Esquema básico de control del STATCOM para estudios dinámicos . . . . .	28
3.9. Esquema básico de un UPFC . . . . .	29
3.10. Esquema básico de control de un UPFC . . . . .	29
3.11. Esquema básico de un AVR con PSS [5] . . . . .	31
3.12. Esquema de la función POD . . . . .	32
3.13. Sistema de lazo cerrado con controlador POD . . . . .	34

3.14. Cambio del valor propio con el controlador POD [8] . . . . .	34
3.15. Esquema de control con función POD para STATCOM . . . . .	35
3.16. Esquema de control con función POD para TCSC y SSSC . . . . .	36
4.1. Información de generación y transmisión del SING [18] . . . . .	38
4.2. Información de generación y transmisión del SIC [18] . . . . .	38
4.3. Interconexión SING-SIC [19] . . . . .	39
4.4. Nuevas líneas de 500 kV para la Interconexión SING-SIC [18] . . . . .	40
4.5. Método curva PV utilizado en DIgSILENT . . . . .	46
4.6. Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2018 . . . . .	47
4.7. Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2018 . . . . .	47
4.8. Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2021 . . . . .	48
4.9. Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2021 . . . . .	48
4.10. Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2024 . . . . .	49
4.11. Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2024 . . . . .	49
5.1. Diagramas de polos escenarios transf. $SING \rightarrow SIC$ . . . . .	51
5.2. Diagramas de polos escenarios transf. $SING \rightarrow SIC$ FULL y SIN ERNC . . . . .	52
5.3. Diagramas de polos escenarios transf. $SIC \rightarrow SING$ . . . . .	52
5.4. Diagrama de polos escenario DAHH PE SIC-SING . . . . .	53
5.5. Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC . . . . .	58
5.6. Análisis $N-1$ escenario DAHS SING-SIC . . . . .	62
5.7. Análisis $N-2$ escenario DAHS SING-SIC . . . . .	63
5.8. Desconexión circuito 1 línea 500 [kV] Los Changos-Nueva Cardones . . . . .	64
5.9. Cortocircuito trifásico circuito 1 línea 500 [kV] Los Changos-Nueva Cardones . . . . .	65
6.1. SEP de prueba para integración de FACTS . . . . .	68
6.2. Integración SVC SEP de prueba . . . . .	69
6.3. Comparación caso base, SVC y STATCOM . . . . .	69

6.4. Acercamiento comparación caso base, SVC y STATCOM . . . . .	70
6.5. Integración STATCOM en la S/E Los Changos . . . . .	71
6.6. Diagramas de polos escenario transf. $SING \rightarrow SIC$ . . . . .	72
6.7. Diagramas de polos escenario transf. $SING \rightarrow SIC$ con FACTS POD . . . . .	75
6.8. Diagramas de polos escenario transf. $SING \rightarrow SIC$ con FACTS POD y PSS . .	79
6.9. Comparación case base con caso FACTS+POD+PSS . . . . .	82
6.10. Acercamiento ondas de potencia . . . . .	82
6.11. Contingencia N°1 $F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC . . . . .	85
6.12. Contingencia $N-2 F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC . . . . .	86
6.13. Contingencia $N-2 F2\phi - T$ en escenario DAHS SING-SIC . . . . .	87
7.1. Diagramas de polos escenario DAHS SING-SIC 2021 . . . . .	91
7.2. Diagramas de polos escenario DAHS ERNC SING-SIC 2021 . . . . .	91
7.3. Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC año 2021 . . . . .	94
7.4. Análisis $N-1$ y $N-2$ escenario DAHS SING-SIC 2021 . . . . .	96
7.5. Diagramas de polos escenario transf. $SING \rightarrow SIC$ 2021 . . . . .	99
7.6. Contingencia N°1 $F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC 2021 . . . . .	101
7.7. Contingencia $N-2 F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC 2021 . . . . .	102
7.8. Diagramas de polos escenario DAHS SING-SIC 2024 . . . . .	105
7.9. Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC año 2024 . . . . .	108
7.10. Análisis $N-1$ y $N-2$ escenario DAHS SING-SIC 2024 . . . . .	110
7.11. Diagramas de polos escenario transf. $SING \rightarrow SIC$ 2024 . . . . .	112
7.12. Contingencia N°1 $F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC 2024 . . . . .	115
7.13. Contingencia $N-2 F3\phi$ en escenario DAHS SING-SIC 2024 . . . . .	116
A.1. Modelo clásico generador-barra infinita . . . . .	127
C.1. Estructura de control de corriente $i_d$ . . . . .	135
C.2. Estructura de control de corriente $i_q$ . . . . .	135

---

C.3. Características de operación estática . . . . .	137
C.4. Comparación realizada por ABB [23] . . . . .	137
C.5. Flujo de potencia real versus flujo con compensación shunt . . . . .	138
C.6. Márgenes estabilidad transitoria . . . . .	138
C.7. Curva PV con y sin STATCOM . . . . .	139

# Índice de tablas

4.1. Tasas de variación de demanda de clientes regulados previstas por zona del SIC	41
4.2. Tasas de variación de demanda de clientes libres previstas por zona del SIC . . .	42
4.3. Tasas de variación de demanda de clientes libres y regulados previstas para el SING . . . . .	42
4.4. Límites de transferencia potencia . . . . .	46
4.5. Tensiones monitoreadas . . . . .	46
5.1. Nivel de amortiguamiento, modos inter-área . . . . .	54
5.2. Factores de participación modo inter-área DAHS ERNC SING-SIC . . . . .	55
5.3. Factores de participación modo inter-área DAHS SING-SIC . . . . .	56
5.4. Factores de participación modo inter-área DAHS SIN ERNC SING-SIC . . . . .	57
5.5. Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC .	59
5.6. Modos DAHS SING-SIC . . . . .	60
5.7. Modos DAHH SIC-SING . . . . .	61
5.8. Frecuencia unidades participantes . . . . .	64
6.1. Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM . . . . .	73
6.2. Valores residuales . . . . .	74
6.3. Parámetros función POD . . . . .	74
6.4. Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM POD . . . . .	76
6.5. Unidades seleccionadas para ajustar PSS . . . . .	77
6.6. Ajustes filtros <i>washout</i> . . . . .	78

6.7. Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS	80
6.8. Nivel de amortiguamiento modo SING-SIC escenario DAHS SIN ERNC . . . . .	80
6.9. Nivel de amortiguamiento modo SING-SIC para distintas capacidades del STATCOM, escenario DAHS SIN ERNC . . . . .	81
6.10. Contingencias . . . . .	83
7.1. Nivel de amortiguamiento, modos inter-área año 2021 . . . . .	92
7.2. Factores de participación DAHS SING-SIC año 2021 . . . . .	93
7.3. Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC 2021 . . . . .	95
7.4. Valores residuales año 2021 . . . . .	97
7.5. Parámetros función POD 2021 . . . . .	98
7.6. Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS 2021 . . . . .	99
7.7. Nivel de amortiguamiento, modos inter-área año 2024 . . . . .	105
7.8. Factores de participación DAHS SING-SIC año 2024 . . . . .	107
7.9. Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC 2024 . . . . .	109
7.10. Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS 2024 . . . . .	113
7.11. Presupuesto estimado STATCOM $\pm 150$ [MVar], fuente [27] . . . . .	118
7.12. Presupuesto estimado SVC $\pm 150$ [MVar], fuente [27] . . . . .	118
7.13. Parámetros función POD para los años de estudio . . . . .	119
7.14. Rangos de frecuencia modo SING-SIC para los años de estudio . . . . .	119
C.1. Parámetros STATCOM . . . . .	136
D.1. Obras nuevas SIC . . . . .	141
D.2. Obras nuevas SING . . . . .	141
D.3. Obras de generación en construcción SING . . . . .	142
D.4. Obras de generación en construcción SIC . . . . .	143

# Capítulo 1

## Introducción

El presente estudio consiste en evaluar la utilización de un equipo FACTS (*Flexible AC Transmission System*) con función POD (*Power Oscillation Damping*) para la amortiguación de oscilación de potencia en la interconexión de los sistemas integrados SIC (Sistema Interconectado Central) y SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), realizando los análisis necesarios para la configuración del equipo, su ubicación, y proponiendo los ajustes de PSS (*Power System Stabilizer*) de las máquinas necesarias para garantizar la operación conjunta de los sistemas.

## Motivación

El sistema eléctrico chileno es complejo, contando con 4 sistemas de interconexión (aislados entre sí), siendo los principales sistemas, el SIC y el SING, que satisfacen el 98,5% de la demanda eléctrica nacional<sup>1</sup>. Estos sistemas abarcan prácticamente todo el sistema energético eléctrico en nuestro país, por lo que la mayoría de los chilenos dependen de su buen funcionamiento. La creciente demanda eléctrica en el sistema chileno y la tendencia al alza de los precios de combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas (fuente principal de energía eléctrica en Chile), hacen necesaria la búsqueda de alternativas para el óptimo funcionamiento de los sistemas, tanto técnica y económicamente hablando. Es por esto, que luego de años de espera, y de grandes discusiones, se firmó el decreto N° 158 que fija, entre otras obras, la interconexión entre estos dos sistemas eléctricos más importantes del país, el SING, que se extiende desde Arica a Antofagasta, y el SIC, que va desde Taltal hasta la isla grande de Chiloé.

Esta iniciativa, según el Gobierno, permitirá contar con un mercado eléctrico más eficiente, con mayor seguridad de suministro, más sustentable y, sobre todo, con menores costos. De acuerdo a las estimaciones entregadas por los estudios encargados por la Comisión Nacional de

---

<sup>1</sup>Reporte Anual 2016, Coordinador Eléctrico Nacional.

Energía (CNE), esta iniciativa traerá beneficios económicos, producto de una disminución de los costos del sistema eléctrico y una proyección de reducción de precios asociados a una mayor competencia y disminución de riesgos en el mercado.

De acuerdo al cuarto informe definitivo del Estudio de Transmisión Troncal, publicado por la CNE, se determinó que la mejor alternativa en la interconexión SIC-SING sería el proyecto de E-CL (ahora Engie Energía S.A.) en HVAC a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), lo cual fue oficializado en el Decreto Supremo N° 158 publicado por el Ministerio de Energía.

Por la longitud del sistema resultante (más de 3.000 kilómetros), la interconexión SIC-SING traería en el largo plazo problemas de oscilaciones de potencia, que en el caso de no ser amortiguadas, pueden implicar graves problemas técnicos y económicos en la interconexión del SIC y el SING. Si bien es cierto que el uso de los PSS de las máquinas generadoras pueden ayudar a controlar este fenómeno en forma total o parcial, si no se toman las medidas adicionales, la empresa transmisora Transelec S.A., advierte que se corre el riesgo de supeditar la seguridad sistémica a temas de despacho económico y de disponibilidad de las unidades generadoras necesarias para mitigar las oscilaciones de potencia, por lo que la seguridad del sistema podría restringir el despacho eficiente.

En vista de aquello, es que surge la idea de estudiar el uso de un dispositivo FACTS con la función POD<sup>2</sup>, junto con realizar los ajustes de PSS requeridos, a fin de asegurar la atenuación efectiva de estas oscilaciones. El análisis considera distintos escenarios de operación y de disponibilidad del parque generador, de manera de garantizar el funcionamiento de este nuevo sistema integrado.

## Objetivos

El objetivo del trabajo es:

Realizar la ingeniería conceptual del dispositivo FACTS y la configuración de la función de control POD del mismo, junto con realizar los ajustes de PSS de las máquinas requeridos para garantizar la operación del sistema integrado, SIC y SING, en lo referido a la atenuación de las oscilaciones de potencia que esta interconexión trae consigo.

Para el cuál se listan los siguientes objetivos específicos:

- Modelar un conjunto de estados de operación y demanda representativos de la operación de los sistemas SIC y SING interconectados utilizando la base de datos provista por Transelec S.A. en el *software* DIgSILENT, ajustada de acuerdo a los valores procedentes del *software* OSE2000 (para diferentes condiciones futuras del sistema), verificando su

---

<sup>2</sup>Esta solución ha sido implementada en un caso real en Colombia [1].

comportamiento estático bajo los criterios establecidos en la NTSyCS (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión enero 2016).

- Analizar la estabilidad de pequeña señal de la interconexión SIC-SING para los distintos escenarios modelados, de manera de identificar los modos de oscilación del sistema y evaluar su nivel de amortiguamiento, para así identificar los escenarios más críticos.
- Verificar el comportamiento dinámico de la interconexión SIC-SING bajo los criterios establecidos en la NTSyCS, para el o los casos más críticos encontrados en el análisis modal.
- Seleccionar y estudiar los posibles equipos FACTS a utilizar para amortiguación de oscilaciones de potencia con función POD, además de determinar su óptima ubicación.
- Analizar los escenarios críticos considerando para su solución el uso de equipo FACTS y los PSS de las unidades generadoras (de ser necesario) para amortiguar las oscilaciones de potencia.
- Presentar en base al estudio técnico realizado: ajustes de PSS requeridos, selección, configuración del control y valorización del equipo FACTS a utilizar.

## Alcance

El alcance del presente estudio es elegir un dispositivo FACTS que permita mitigar las oscilaciones de potencia en los escenarios más críticos modelados para la futura interconexión. Se realiza el estudio y desarrollo conceptual de varios equipos FACTS, implementándose en un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) de prueba, no obstante, en la base de datos de la interconexión sólo se consideran equipos de compensación *Shunt*. Lo anterior, debido a que en las nuevas líneas de 500 kV para la interconexión se encuentran consideradas sus compensaciones series (ya en construcción), por lo que no vale la pena realizar el estudio con FACTS del tipo compensación serie variable, debido a la imposibilidad de su instalación o la complejidad de la modificación de las compensaciones series ya existentes<sup>3</sup>.

Uno de los puntos de integración para este equipo, a recomendación de Transelec, es la futura S/E Changos. No obstante, se evaluará si ésta u otra ubicación es la mejor, sobre todo para el horizonte de estudio en los años 2021 y 2024, donde se contará con la nueva S/E Kimal, propiedad de Transelec. Se evaluará la mejor ubicación en base a los modos de oscilación inter-área.

Se utilizan como antecedentes los planes de expansión del sistema y la proyección de la demanda de acuerdo al ITD<sup>4</sup> Abril 2016.

---

<sup>3</sup>Recomendación indicada por Transelec.

<sup>4</sup>Informe Técnico Definitivo Precio Nudo de Corto Plazo.

En el presente estudio, no se contempla la ingeniería de detalle del equipo FACTS seleccionado, ya que eso compete al diseño del fabricante si es que se construyera, por lo que basta con utilizar modelos simplificados para estudios dinámicos en el *software* DIgSILENT. Tampoco no se profundiza sobre las obras que deben ser desarrolladas ni los trámites que a éstas competen.

## Estructura

El presente trabajo contempla 8 capítulos, descritos a continuación:

1. **Capítulo 1:** se presenta una introducción del presente trabajo, detallando los objetivos, motivación, alcance y estructura del estudio.
2. **Capítulo 2:** corresponde a las bases teóricas de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia y la herramienta de análisis modal.
3. **Capítulo 3:** corresponde a la base teórica de los equipos FACTS y de los diferentes tipos existentes. A su vez, se desarrolla el concepto de amortiguación de oscilación potencia con el uso de la función POD.
4. **Capítulo 4:** se dan a conocer los antecedentes utilizados para la adaptación de la base de datos, corroborando su funcionamiento en estado estático (flujo de potencia y curvas PV).
5. **Capítulo 5:** se realiza un análisis modal de todos los escenarios modelados con horizonte diciembre del año 2018, identificando los modos del sistema y sus niveles de amortiguamiento.
6. **Capítulo 6:** se evalúa la entrada en operación de un equipo FACTS, luego se ajusta la función POD y se proponen los ajustes de PSS de las máquinas necesarias. Se realiza una verificación de la respuesta dinámica del sistema en los escenarios más críticos identificados (estudio dinámico).
7. **Capítulo 7:** se desarrolla un análisis modal con horizonte a enero del año 2021 y a enero del año 2024, evaluando la integración del equipo FACTS escogido y los ajustes de PSS requeridos, verificando dinámicamente la respuesta del sistema. A su vez, se presenta la valorización económica del equipo FACTS seleccionado.
8. **Capítulo 8:** se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado, además de los trabajos futuros.

## Metodología

Dado que el objetivo del estudio es proponer un equipo FACTS con función POD para mitigar las oscilaciones de potencia de la interconexión del SIC con el SING, se utiliza el análisis de pequeña señal para ajustar los parámetros de la función POD. Se utiliza el *software* DIgSILENT PowerFactory 15.2 para el análisis técnico.

En la Figura 1.1 se presenta un diagrama de flujo correspondiente a los pasos a seguir de la metodología.

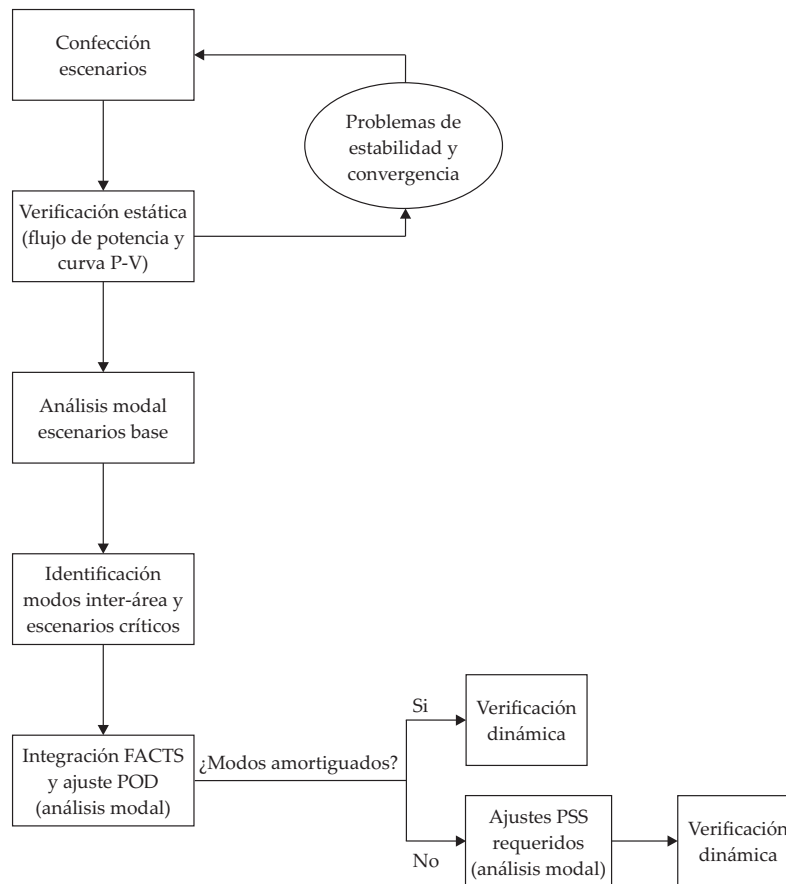


Fig. 1.1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada

A continuación se detalla la metodología utilizada:

- Definición del o los dispositivos FACTS a utilizar y construcción de los escenarios**

Se estudian los posibles FACTS a implementar y su modelo de implementación en el *software* DIgSILENT para estudios dinámico, considerando su respuesta dinámica, su capacidad y, a su vez, las limitaciones de las obras en construcción de la interconexión.

Además, se confeccionaran distintos escenarios de estudio de acuerdo a lo expresado en los objetivos (con horizonte al año 2018, 2021 y 2024), considerando forzar altas transferencia de potencia activa en la interconexión. Se debe respetar que los resultados del flujo de potencia, tanto para demanda máxima como mínima, estén dentro de los límites de tensión en la NTSyCS para las barras del sistema, y que no se sobrepase la potencia nominal de las líneas y transformadores, lo que conlleva al proceso iterativo de construcción y evaluación del sistema. El control de tensión se desarrolla de forma discreta, evaluando si existen problemas de tensión y activando/desactivando reactores o bancos de condensadores.

#### ■ **Análisis modal inicial**

Se evalúa la estabilidad de pequeña señal del sistema como herramienta para distinguir los casos más críticos, en base al nivel de amortiguamiento de los modos inter-área de los escenarios analizados. Este estudio se confecciona por medio de la herramienta de análisis modal de DIGSILENT utilizando el método QR [12]. Los niveles de amortiguamiento se evalúan según lo indicado en la NTSyCS para estado normal (mayor a 10%). A su vez, se realiza un análisis de seguridad  $N-1$ , incluyendo también el caso  $N-2$ , de manera de ver su efecto en el nivel de amortiguamiento de los modos inter-área del sistema.

#### ■ **Análisis modal del sistema con el equipo FACTS**

Con el equipo FACTS definido, se evalúa su entrada en operación, y se determina su mejor ubicación en base al método del valor residual (ver sección 3.4.3), mediante un análisis modal del sistema. Una vez ubicado el equipo FACTS, se procede a ajustar la función POD utilizando el método del valor residual. A su vez, una vez ajustadas las constantes de tiempo de la función POD, se procede a realizar un análisis de sensibilidad del modo inter-área al variar la ganancia de dicha función. Además, se proponen los PSS que deben ser ajustados y se evalúa su impacto en el sistema en conjunto con el equipo FACTS.

#### ■ **Análisis dinámico**

En base a los resultados del análisis modal realizado, se verifica la respuesta dinámica del sistema, para el o los escenarios más críticos, ante: cortocircuitos en líneas y barras, resguardando que los niveles de tensión se encuentren dentro de los límites post-contingencia establecidos por la NTSyCS, y que el nivel de amortiguamiento para una contingencia simple sea mayor al 5%<sup>5</sup>.

#### ■ **Análisis al año 2021 y 2024**

Se llevan a cabo los mismos análisis que el año 2018 en los años 2021 y 2024, realizando un análisis modal de los escenarios más críticos previamente seleccionados y considerando la sensibilidad de incluir el equipo FACTS en otra ubicación (S/E Kimal) mediante el método del valor residual. A su vez, junto con la mejor ubicación y ajuste de la función POD, se consideran los ajustes a los PSS requeridos en la operación conjunta del sistema.

---

<sup>5</sup>Mínimo nivel de amortiguamiento que debe tener la línea cercana con mayor flujo de potencia luego de una contingencia simple, definido en [2].

# Capítulo 2

## Clasificación y definición de estabilidad en sistemas eléctricos

### 2.1. Estabilidad en sistemas de potencia

De acuerdo a [3], la estabilidad se puede definir de forma general como la propiedad que presenta un sistema de potencia para permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación y de recuperar un estado de equilibrio aceptable luego de ser sometido a una perturbación. Por un estado de equilibrio aceptable, se entenderá aquel en donde los valores de tensión y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores sincrónicos operan en sincronismo.

La inestabilidad en un sistema de potencia puede manifestarse de muchas maneras diferentes, dependiendo de la configuración de la red, sus condiciones operativas, como también del origen y severidad de los disturbios.

Dado el amplio rango de perturbaciones que pueden afectar a un SEP, es necesario catalogarlas, con objeto de hacer simplificaciones válidas para cada tipo, y de esa forma contar con las técnicas analíticas de respuesta apropiadas. Según [3] y [4], la estabilidad dentro de un SEP se clasifica en base a los siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad, según la variable en que más se vea afectada: ángulo de carga ( $\delta$ ), frecuencia ( $f$ ) y magnitud de la tensión en las barras ( $V$ ).
- El tamaño de la perturbación.
- El dispositivo, procedimiento y tiempo necesario para recuperar la estabilidad.

En base a lo anterior, la clasificación de la estabilidad en un SEP está dada por:

- Estabilidad angular.
- Estabilidad de frecuencia.
- Estabilidad de tensión.

En la Figura 2.1 se presenta en forma esquemática dicha clasificación según [4].

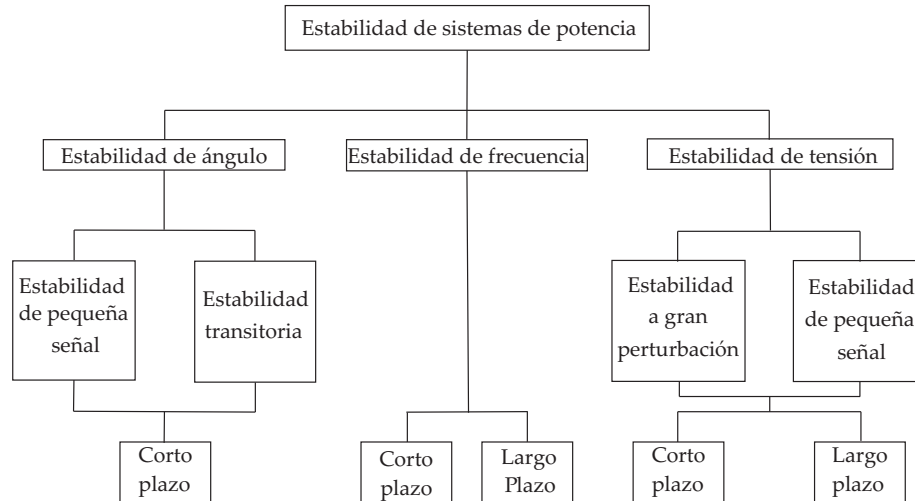


Fig. 2.1: Clasificación de estabilidad en SEP

Dado que un SEP las ecuaciones para el cálculo del flujo de potencia son no-lineales, la estabilidad depende fuertemente de las condiciones iniciales y del tamaño de la perturbación. Es así, como la estabilidad angular y de tensión, pueden a su vez dividirse para pequeñas y grandes perturbaciones [4], que dependiendo de la escala de tiempo en la cual se presenten, es posible diferenciar también entre estabilidad de corto plazo y largo plazo. Para fenómenos de corto plazo, el rango de tiempo de interés se encuentra en el orden de los segundos, mientras que para fenómenos de largo plazo abarca desde decenas de segundos hasta varios minutos.

Para el presente estudio, la estabilidad angular es la de interés, por lo cual será analizada y descrita en forma detallada, ya que las oscilaciones de potencia dentro de un sistema pertenecen a los fenómenos de oscilaciones electromecánicas [3]. A su vez, el presente estudio considera la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria para validar los resultados.

### 2.1.1. Estabilidad angular

La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia a permanecer en sincronismo después de haber sido sometido a una perturbación [4]. Depende de la habilidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y

el torque mecánico. La variable de interés corresponde a los ángulos de los rotores que comienzan a oscilar luego de una perturbación, problema que involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas. Una característica importante que tiene relación con la estabilidad en SEP es la relación entre el intercambio de potencia activa y la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas. Para ilustrar lo anterior, se considera la representación clásica entre un generador y barra infinita de la Figura 2.2.

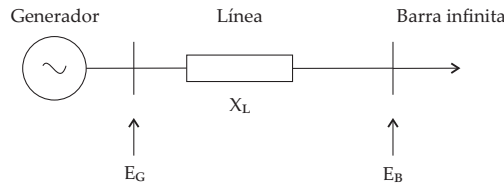


Fig. 2.2: Modelo clásico generador-barra infinita

Donde  $E_G$  es la tensión del generador,  $X_L$  es la impedancia de la línea y  $E_B$  es la tensión en la barra infinita. La potencia transferida desde el generador hacia la barra infinita está dada por la ecuación (2.1):

$$P = \frac{E_G E_B}{X_L} \sin(\delta) \quad (2.1)$$

De la ecuación anterior, se puede establecer qué variables pueden ser controladas en un SEP:

- Tensión en los extremos de la línea.
- Impedancia característica de la línea.
- Diferencia angular entre dichos extremos.

Dichas variables pueden ser controladas por elementos convencionales y por equipos FACTS, los cuales se profundizarán en el Capítulo 3.

Por otro lado, luego de una perturbación, el movimiento del rotor de la máquina sincrónica está condicionada por la ecuación de oscilación. Esta se presenta a continuación en valores por unidad en la ecuación (2.2) [5] (ver Anexo A):

$$2H \frac{\partial \Delta \omega_r}{\partial t} = T_m - T_e - K_D \Delta \omega_r \propto P_m - P_e - K_D \Delta \omega_r \quad (2.2)$$

Donde,

$$\frac{\partial \delta_r}{\partial t} = \Delta \omega_r s \quad (2.3)$$

De la ecuación anterior se desprende que el ángulo es una función del balance entre la potencia mecánica neta aplicada al rotor (potencia de la máquina primaria menos las pérdidas rotacionales) y la potencia eléctrica transferida a la red. Bajo condiciones estacionarias, el equilibrio entre la potencia mecánica neta y la potencia eléctrica conduce a un valor constante de velocidad angular de cada unidad generadora. Al ocurrir una perturbación se altera este equilibrio, presentándose aceleraciones y desaceleraciones de los rotores, originando de esta manera las oscilaciones electromecánicas. Al presentarse estas oscilaciones, las máquinas que componen el sistema habrán intercambiado energía cinética en forma de potencia eléctrica. Por ejemplo, si un generador gira transitoriamente más rápido, este aumenta su separación angular respecto a los otros, con lo cual se cargará más aumentando el torque en su eje y tenderá a frenarse, volviendo al equilibrio. La inestabilidad se produce, posterior al punto en el cual el sistema no es capaz de absorber la energía cinética del generador. La acción de los sistemas de control ayudará a un SEP lo suficientemente estable a encontrar su nuevo punto de equilibrio.

## 2.2. Estabilidad de pequeña señal

Es la capacidad que posee un SEP para mantener el sincronismo durante pequeñas perturbaciones. Dentro de un SEP, dichas perturbaciones ocurren continuamente debido a las pequeñas variaciones en la carga y/o generación. Esas perturbaciones son consideradas lo suficientemente pequeñas, por lo que las ecuaciones dinámicas que describen el comportamiento del sistema pueden ser linealizadas [3]. De esta forma, se tiene una aproximación lineal del sistema real, donde su estabilidad podrá ser analizada mediante las raíces de la ecuación característica del modelo aproximado. Este análisis se basa en la aplicación del primer método de Lyapunov. Para pequeñas perturbaciones, la expresión (2.2) puede ser linealizada entorno a un punto de trabajo (ver Anexo A). De este análisis se desprende que los cambios en el torque de origen eléctrico de una máquina sincrónica seguido de una perturbación, pueden ser descompuestos en dos componentes de acuerdo a la ecuación (2.4):

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.4)$$

Donde,

$T_S \Delta \delta$  es la componente del cambio de torque en fase con la perturbación del ángulo del rotor  $\Delta \delta$ , y se conoce como la componente de torque sincronizante.  $T_S$  es el coeficiente de torque sincronizante, que depende del punto de operación y parámetros del sistema eléctrico.

$T_D \Delta \omega$  es la componente de torque en fase con la desviación de velocidad  $\Delta \omega$ , y se conoce como la componente de torque de amortiguador.  $T_D$  es el coeficiente de torque de amortiguación que depende de las características constructivas de cada máquina como también de su punto de trabajo.

De acuerdo a lo anterior, el problema de estabilidad angular se puede manifestar de dos formas:

- Insuficiencia de torque sincronizante, lo que provoca un incremento sostenido del ángulo del rotor.
- Insuficiencia de torque amortiguador, lo que provoca un incremento en la amplitud de las oscilaciones del rotor.

Normalmente el problema de estabilidad de pequeña señal se debe a la falta de amortiguación de las oscilaciones del sistema.

## 2.3. Análisis modal

El análisis modal es una técnica matemática utilizada para estudiar la estabilidad de pequeña señal, que se basa en la linealización del modelo no-lineal de un SEP alrededor de un punto de equilibrio, representado por una condición de estado estable en la operación del sistema. Del modelo linealizado, se analiza el amortiguamiento de las oscilaciones en base a los valores propios del sistema, los conocidos *modos* del sistema. Este método entrega información respecto a la respuesta dinámica de las variables de un SEP al estar sometido a una pequeña perturbación. Para ello utiliza el primer método de Lyapunov o método Indirecto [3].

Mediante el uso de esta herramienta será posible determinar la existencia de oscilaciones inter-áreas del futuro sistema eléctrico en Chile, obteniendo además el aporte de cada variable a los distintos modos de oscilación y viceversa, por medio de los factores de participación. A su vez, mediante el uso del método del valor residual que se deriva del análisis modal, se puede escoger la mejor ubicación para un dispositivo FACTS, y el ajuste de su función POD y PSS de las máquinas requeridas.

### 2.3.1. Fenómenos dinámicos en SEP

Las variables de operación de un SEP pueden ser descritas por un conjunto de ecuaciones multivariadas diferenciales no-lineales, donde su respuesta dinámica es afectada por un gran espectro de elementos y dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta. Es por ello que variaciones en la demanda, o la ocurrencia de algún tipo de perturbación (cortocircuito, energización de algún transformador, salida intempestiva de algún generador, etc.) introducirá una amplia gama de repuestas dinámicas dentro del sistema, las cuales ocurrirán en distintas escalas de tiempo y lugar dentro del SEP. Los fenómenos dinámicos en un SEP, según su característica física, se pueden agrupar en magnéticos, electromagnéticos, electromecánicos y termodinámicos. Esta clasificación se ilustra en la Figura 2.3 [5].

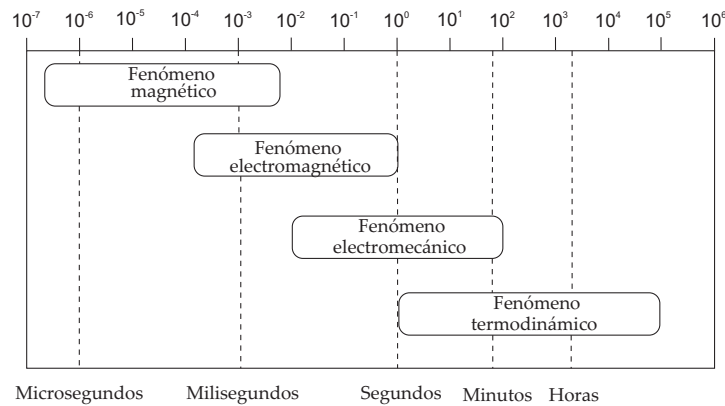


Fig. 2.3: Fenómenos dinámicos en un SEP

Los fenómenos dinámicos descritos en la imagen se encuentran asociados a un lugar respectivo en un SEP. A modo de resumen, los fenómenos magnéticos tienen lugar en las líneas de transmisión. Los fenómenos electromagnéticos, de tiempo más lento, se sitúan a nivel de las máquinas eléctricas (devanados de campo, armadura y amortiguadores), y en un tiempo aún más lento se sitúan los fenómenos electromecánicos, los cuales se concentran en los rotores de las unidades generadoras y sus sistemas de control. Los fenómenos termodinámicos se asocian a la respuesta de los sistemas térmicos de las centrales eléctricas de vapor. Para el presente estudio el fenómeno electromecánico es el estudiado en detalle, ya que compromete los rotores de las máquinas, influyendo directamente en la estabilidad angular y las oscilaciones de potencia.

### 2.3.2. Fenómenos electromecánicos

Están asociados a las oscilaciones electromecánicas dentro de un SEP, como las oscilaciones entre las masas rodantes de generadores y motores. Dentro de su rango de tiempo también se encuentra el funcionamiento de los sistemas de protecciones, los tiempos de respuesta de los controles de tensión y accionamientos dentro de un SEP. Dichas oscilaciones pueden generar problemas dentro del sistema, como la operación errónea de sistemas de protecciones, lo cual se da en sistemas de protección de distancia durante una oscilación de potencia al ocurrir un mal cálculo de la impedancia durante la falla, generando una operación indeseada. A su vez, dichas oscilaciones están directamente relacionadas con los sistemas de control de cada central y pueden ser mitigadas ajustando dichos controles y/o mediante de sistemas de control externo, como los dispositivos FACTS. Las oscilaciones electromecánicas se caracterizan según su frecuencia y localización de las unidades generadoras involucradas. Estas se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías [3]:

- **Modos locales o modos máquina-sistema:** asociados con la oscilación entre unidades de una planta generadora (o unidad) con el resto del SEP. El término local se debe a que

las oscilaciones se encuentran localizadas en una subestación o en una pequeña parte del sistema. Su rango aproximado de frecuencia de oscilación es entre 0,8 - 2 [Hz]. En la Figura 2.4 se representa este modo.

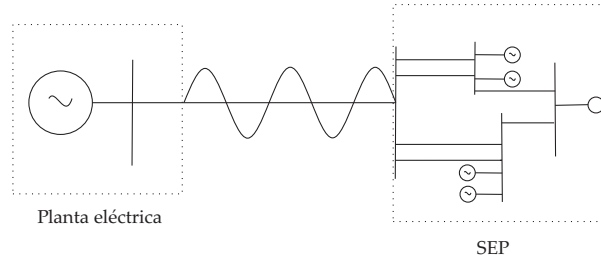


Fig. 2.4: Representación modo local de oscilación

- **Modos intra-planta:** asociados con la oscilación entre unidades de una misma planta generadora. Su rango aproximado de frecuencia de oscilación es entre 1,5 - 6 [Hz]. En la Figura 2.5 se representa este modo.

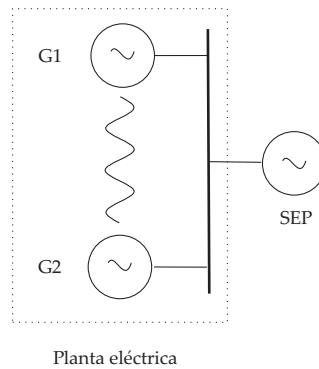


Fig. 2.5: Representación modo de oscilación intra-planta

- **Modos inter-área:** asociados con la oscilación entre dos grupos de unidades generadoras que pertenecen a distintas áreas. Su rango aproximado de frecuencia de oscilación es entre 0,2 - 0,8 [Hz]. Este tipo de oscilaciones son las más dañinas para un SEP, ya que poseen un menor amortiguamiento y frecuencia, las cuales pueden presentar una amplitud creciente e impedir que la interconexión entre sistemas se mantenga. Para este estudio estos modos serán principalmente analizados debido a que la interconexión SIC-SING podría tener este tipo de problema. En la Figura 2.6 se representa este modo.

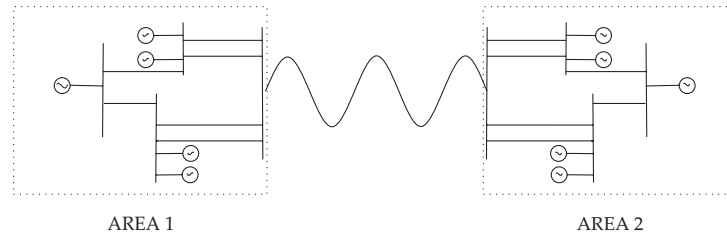


Fig. 2.6: Representación modo de oscilación inter-área

- **Modos de control:** asociados con los controladores de tensión, gobernadores de velocidad, compensadores estáticos de reactivos (CER), convertidores HVDC y otros tipos de controles presentes en el sistema, como los equipos FACTS. Su causa se debe principalmente al inadecuado ajuste de los parámetros del controlador.
- **Modos torsionales:** asociados con los componentes rotacionales del eje del sistema turbina-generator. Su causa se debe a la interacción con controles de excitación, gobernadores de velocidad, controles HVDC y compensaciones series de línea.

### 2.3.3. Desarrollo matemático

El comportamiento de un sistema dinámico, como un SEP, puede ser descrito por un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales ordinarias no-lineales, las cuales tienen la siguiente forma:

$$\frac{\partial x_i}{\partial t} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad (2.5)$$

Donde  $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$  representa un vector de  $n$  variables, conocidas como *variables de estado*, con  $i = 1, 2, \dots, n$ . El vector  $u$  representa las entradas del sistema y  $r$  es el número de entradas, las cuales son señales externas que influyen en el sistema. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, el sistema se considera *autónomo*. En ese caso la ecuación anterior se simplifica:

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x, u) \quad (2.6)$$

Debido a que es de interés observar las variables de salida del sistema, se pueden expresar en término de las variables de estado:

$$y = g(x, u) \quad (2.7)$$

Donde  $y$  es el vector de las variables de salida y  $g$  es el vector de las funciones no lineales, relacionando las variables de entrada y estado, con las variables de salida. El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información sobre el sistema en un instante cualquiera de tiempo  $t_0$ , que es necesario para que su comportamiento futuro pueda ser determinado sin una referencia de entrada antes de  $t_0$ . Las variables de estado pueden ser cantidades físicas tales como ángulo, velocidad, tensión o puede ser una variable matemática abstracta asociada con

las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema. A su vez, si el sistema no está en equilibrio o cuando alguna entrada sea distinta de cero, el estado del sistema variará en el tiempo y los puntos trazados por el estado del sistema en el espacio por su movimiento, se llama *trayectoria de estado*. En los puntos de equilibrio el sistema está en reposo pues todas las variables son constantes e invariables con el tiempo (derivadas de las variables de estado igual a cero). El equilibrio debe entonces satisfacer la ecuación (2.31):

$$f(x_0) = 0 \quad (2.8)$$

Donde  $x_0$  es el vector de estado  $x$  en el punto de equilibrio. Si las funciones en la ecuación (2.6) son lineales, el sistema es lineal. Un sistema lineal tiene un sólo punto de equilibrio y para un sistema no-lineal puede haber más de un punto de equilibrio.

La estabilidad de un sistema lineal es independiente de la señal de entrada y el estado de un sistema estable con una entrada igual a cero retornará siempre a su estado original, independiente del finito estado inicial. Por otro lado la estabilidad en un sistema no-lineal, como un SEP, depende del tipo y magnitud de la señal de entrada y del estado inicial del sistema. La estabilidad bajo pequeñas perturbaciones (estabilidad local [3]) puede ser estudiada linealizando el sistema de ecuaciones no lineales sobre un punto de equilibrio.

### Linealización del problema no-lineal

La ecuación (2.6) puede ser linealizada entorno a punto de equilibrio  $(x_0, u_0)$ , donde  $x_0$  es el vector de estado inicial y  $u_0$  es el vector de entrada:

$$\frac{\partial x}{\partial t} = f(x_0, u_0) = 0 \quad (2.9)$$

Aplicando al sistema una pequeña perturbación se tiene que  $x = x_0 + \Delta x$  y  $u = u_0 + \Delta u$ , por lo que las funciones no-lineales contenidas en  $f(x, u)$  se pueden expresar en términos de la expansión en series de Taylor, al igual que la ecuación (2.7).

$$\frac{\partial \Delta x_i}{\partial t} = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial \Delta y_i}{\partial t} = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.11)$$

Con  $i = 1, 2, \dots, n$  y  $j = 1, 2, \dots, m$ . Entonces las formas linealizadas de las ecuaciones (2.6) y (2.7) se expresan en (2.12) y (2.13).

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial \Delta y}{\partial t} = C \Delta x + D \Delta u \quad (2.13)$$

Donde,

$\Delta x$  es el vector de estado, de dimensión  $n$

$\Delta y$  es el vector de salida, de dimensión  $m$

$\Delta u$  es el vector de entrada, de dimensión  $r$

$A$  es la matriz de estados, de tamaño  $n \times n$

$B$  es la matriz de control o entrada, de tamaño  $n \times r$

$C$  es la matriz de salida, de tamaño  $m \times n$

$D$  es la matriz *feedforward* que define la proporción de entrada que aparece directamente en salida, de tamaño  $m \times r$

Los valores propios de  $A$  definen la estabilidad local del punto de operación [3].

## 2.4. Análisis de estabilidad: primer método de Lyapunov

Como ya se mencionó anteriormente, la estabilidad de un sistema no-lineal sometido a una pequeña perturbación, está dada por el análisis de las raíces de la ecuación característica del sistema linealizado, es decir, por los valores propios de  $A$ .

De acuerdo a esto, el primer método de Lyapunov indica lo siguiente [3]:

- Cuando los valores propios tienen parte real negativa, el sistema original es asintóticamente estable.
- Cuando al menos uno de los valores propios tiene una parte real positiva, el sistema original es inestable.
- Cuando los valores propios tienen parte real igual a cero, no es posible concluir sobre la estabilidad en base a la primera aproximación del sistema real.

### 2.4.1. Valores propios

Los valores propios de la matriz están dado por los valores del parámetro escalar  $\lambda$ , para lo cual existen soluciones no triviales de la ecuación:

$$A\phi = \lambda\phi \tag{2.14}$$

Donde,

$A$  es una matriz  $n \times n$  (real para un SEP)

$\phi$  es un vector  $n \times 1$

Para encontrar los valores propios, la ecuación (2.14) se replantea de la siguiente forma:

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad (2.15)$$

Para una solución no trivial se debe cumplir la relación (2.16):

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.16)$$

La expansión del determinante entrega la ecuación característica, y las  $n$  soluciones corresponden a los valores propios de  $A$ . Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico como lo es un SEP. Estos caracterizan la respuesta temporal de las variables ante una pequeña perturbación. Los valores propios pueden ser reales o complejos.

1. Un valor propio *real* corresponde a un modo no oscilatorio. Un valor propio real negativo, representa un decaimiento del modo. Mientras mayor sea la magnitud del modo, más rápido decaerá. Un valor propio real positivo, representa una inestabilidad aperiódica.
2. Un valor propio *complejo* ocurre en pares conjugados, en donde cada par representa un modo de oscilación.

Cada modo de oscilación se representa por un valor propio complejo de la forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.17)$$

Donde,

- La componente real  $\sigma$  es una medida de amortiguamiento del modo. Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada, mientras que una positiva representa una oscilación que incrementa su amplitud con el tiempo.
- La componente imaginaria  $\omega$  entrega la frecuencia con la que oscila el modo.

La frecuencia de oscilación en [Hz] esta dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.18)$$

Esto representa la frecuencia real o amortiguada, mientras que el factor de amortiguamiento de la amplitud de la oscilación se expresa de acuerdo a (2.19):

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.19)$$

El factor  $\zeta$  se conoce como el nivel de amortiguamiento de la oscilación. En relación a éste índice, es posible clasificar los modos en críticos y no críticos. Por modos críticos se entenderá como aquellos modos oscilatorios que no cumplen con los criterios de mínimo amortiguamiento establecido en [2].

### 2.4.2. Vectores propios

Para cualquier valor propio  $\lambda_i$ , el vector propio  $\phi_i$  que satisface la ecuación (2.20) se conoce como *vector propio derecho* asociado al valor propio  $\lambda_i$ . De esta forma se tiene:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (2.20)$$

El vector  $\phi_i$  tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Como la ecuación (2.15) corresponde a un sistema homogéneo,  $k\phi_i$  (donde  $k$  es un escalar) también es una solución. De una manera similar, el vector fila  $\psi_i$  que satisface:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.22)$$

Se conoce como vector propio izquierdo asociado al valor propio  $\lambda_i$ . Este vector  $\psi_i$  tiene la siguiente forma:

$$\psi_i = [ \psi_{i1} \quad \psi_{i2} \quad \cdots \quad \psi_{in} ] \quad (2.23)$$

Los vectores propios izquierdos y derechos asociados a distintos valores propios son ortogonales. De esta manera si  $\lambda_i \neq \lambda_j$  se tiene:

$$\phi_i \psi_j = 0 \quad (2.24)$$

No obstante, para el caso en que los vectores propios corresponden a un mismo valor propio se tiene:

$$\phi_i \psi_i = C_i \quad (2.25)$$

Donde  $C_i$  es una constante distinta de 0.

### 2.4.3. Respuesta temporal

De acuerdo a (2.12) la repuesta temporal (con una entrada de cero) está dada por:

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \Delta x \quad (2.26)$$

La expresión anterior indica que la razón de cambio de una variable en particular será una combinación lineal de todas las variables. El problema de resolver la expresión (2.26) recae en el acoplamiento existente entre todas las variables dado por la matriz  $A$ . Con el propósito de eliminar este acoplamiento se introducen las siguientes matrices modales [3]:

$$\Phi = [ \phi_1 \quad \phi_2 \quad \cdots \quad \phi_n ] \quad (2.27)$$

$$\Psi = [ \psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \cdots \quad \psi_n^T ]^T \quad (2.28)$$

$$\Lambda = \text{matriz diagonal con los valores propios } \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n \text{ en su diagonal} \quad (2.29)$$

Donde  $\Phi$ ,  $\Psi$  y  $\Lambda$  son matrices de  $n \times n$  y satisfacen las siguientes relaciones:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (2.30)$$

$$\Psi\Phi = I \quad (2.31)$$

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (2.32)$$

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (2.33)$$

A su vez, se define un vector de estado auxiliar  $z$  relacionado con  $\Delta x$  por la transformación:

$$\Delta x = \Phi z \quad (2.34)$$

Si se reemplaza en la expresión (2.26) se tiene:

$$\Phi \dot{z} = A\Phi z \quad (2.35)$$

La nueva ecuación de estado se puede escribir como se expresa en (2.37):

$$\dot{z} = \Phi^{-1}A\Phi z \quad (2.36)$$

$$\dot{z} = \Lambda z \quad (2.37)$$

De la expresión (2.37) se observa que se tiene un sistema de ecuaciones de primer orden totalmente desacoplado cuya solución está dada por (2.38):

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (2.38)$$

Ahora si reemplazamos esta ecuación en (2.34) se tiene:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (2.39)$$

A su vez, de (2.34) se tiene que:

$$z(t) = \Phi^{-1} \Delta x(t) = \Psi \Delta x(t) \quad (2.40)$$

$$z_i(t) = \psi_i \Delta x(t) \quad (2.41)$$

$$z_i(0) = \psi_i \Delta x(0) \quad (2.42)$$

Utilizando  $c_i$  para denotar el producto escalar  $\psi_i \Delta x(0)$  la ecuación (2.39) se puede escribir como se expresa en (2.43):

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (2.43)$$

La expresión anterior entrega la respuesta temporal en términos de los valores propios, vectores propios derechos e izquierdos y sus respectivos valores iniciales, brindando una combinación lineal de los  $n$  modos dinámicos correspondientes a los  $n$  valores propios de la matriz de estado. El producto escalar  $c_i = \psi_i \Delta x(0)$  representa la magnitud de la excitación del modo  $i$ -ésimo resultante de las condiciones iniciales, los cuales se caracterizan de acuerdo a su frecuencia y nivel de amortiguamiento. Los vectores propios derechos  $\Phi$ , vectores propios izquierdos  $\Psi$  y junto a las condiciones iniciales  $x(0)$  entregarán la magnitud o contribución de los modos en las distintas variables de estado.

### 2.4.4. *Mode Shape*

En la sección anterior, para encontrar la respuesta temporal de  $\Delta x(t)$  fue necesario introducir una nueva variable auxiliar  $z(t)$ . Estas se relacionan de la siguiente manera:

$$\Delta x(t) = \Phi z(t) \quad (2.44)$$

$$= \begin{bmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \cdots & \phi_n \end{bmatrix} z(t) \quad (2.45)$$

$$z(t) = \Psi \Delta x(t) \quad (2.46)$$

$$= \begin{bmatrix} \psi_1^T & \psi_2^T & \cdots & \psi_n^T \end{bmatrix}^T \Delta x(t) \quad (2.47)$$

Las variables  $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$  son las variables de estado originales elegidas para representar el comportamiento dinámico del sistema. Por otra parte, las variables  $z_1(t), z_2(t), \dots, z_n(t)$  son las variables de estado transformadas, las cuales se encuentran directamente relacionadas con un único modo. En otras palabras, las variables transformadas se encuentran directamente relacionadas con los  $n$  modos [3]. De la expresión (2.45) se tiene que el vector propio derecho entrega la forma del modo, lo que se conoce en la literatura como *modo shape*. La magnitud del elemento  $k$ -ésimo del vector propio derecho  $\phi_i$  proporciona un grado de actividad de la variable  $x_k$  sobre el  $i$ -ésimo modo, mientras que su ángulo denota el desfase existente respecto al modo. Por otro lado, el  $k$ -ésimo elemento del vector propio izquierdo  $\psi_i$  pesa la contribución de su actividad en el  $i$ -ésimo modo.

### 2.4.5. Factores de participación

Determinar qué variables de estado participan en mayor o menor medida en algún modo en particular (o viceversa), es la principal cualidad entregada por los factores de participación. Comúnmente estos factores se agrupan en forma matricial, dando lugar así a la matriz de participación [3]. No obstante, del desarrollo analítico para la solución de las ecuaciones de estado (expresión (2.43)), estos factores corresponderán estrictamente a la magnitud que toman los modos siempre y cuando se den algunas particularidades con respecto al vector de las condiciones iniciales  $x(0)$  [5]. No obstante, en la práctica se ha corroborado que estos factores son un buen índice de la medida de participación de los modos. La matriz de participación  $P$ , que combina los vectores propios derechos e izquierdos, tiene la siguiente forma:

$$P = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 & \cdots & P_n \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Donde los términos  $P_i$  corresponden a:

$$P_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i}\psi_{i1} \\ \phi_{2i}\psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni}\psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Donde,

$\phi_{ki}$  mide la actividad de la variable  $k$  en el  $i$ -ésimo modo.

$\psi_{ki}$  pesa la contribución de la actividad de la variable  $k$  en el  $i$ -ésimo modo.

$p_{ik}$  mide la contribución conjunta.

Un modo en particular será considerado electromecánico, si su mayor participación la concentran las variables de estado del ángulo y velocidad del rotor<sup>1</sup> (variable eléctrica y mecánica respectivamente).

---

<sup>1</sup>Ver Anexo A.

## Capítulo 3

# Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna o por sus siglas en inglés FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) son hoy en día ampliamente usados en SEP. Consisten en el uso de condensadores, reactores y dispositivos de electrónica de potencia, o distintas combinaciones entre ellos, para realizar distintos tipos de compensación. Dentro de ellos se cuenta principalmente con sistemas de compensación serie y paralelo (*shunt*). Sistemas de compensación serie son principalmente utilizados para reducir la reactancia equivalente de una línea, mejorando con ello la capacidad de transmisión de potencia, caída de tensión en la línea y extensión del límite de estabilidad estacionario. Sistemas de compensación paralelo pueden ser utilizados para realizar regulación de tensión en una barra, inyección de reactivos inductivos o capacitivos al SEP, mejoramiento del factor de potencia y compensación de armónicas. Otros consisten en la conexión en serie de un condensador o reactor con tiristores con control de fase, con lo que se logra una reactancia equivalente capacitiva o inductiva variable, según el ángulo de disparo de los tiristores. Por otro lado, otros sistemas consisten directamente en la conexión de inversores fuente de tensión (VSC: *Voltage Source Converter*) conmutados vía modulación por ancho de pulsos (PWM: *Pulse Width Modulation*), los que en forma controlada inyectan la corriente necesaria para realizar la compensación requerida.

Los equipos FACTS han sido utilizados a partir de la década 70's, siendo su principal aplicación en aquel entonces, el de proveer control de tensión. En la primera generación de FACTS se introdujeron sistemas como los reactores controlados por tiristores (TCR: *Thyristor controlled reactor*) y los condensadores conmutados por tiristores (TSC: *Thyristor switched capacitor*), entre otros. Estos permitieron desarrollar las primeras tecnologías de este tipo como el SVC (*Static VAR compensator*) o también conocido en español como CER (Compensador estático de reactivos) y el TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*). Luego, a fines de los 90's comenzó el desarrollo de nuevas tecnologías, la segunda generación, dando paso al uso de GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) e IGBT's para el desarrollo de inversores fuente de tensión (VSC),

lo que permitió crear tecnologías como el STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), el UPFC (*Unified Power Flow Compensator*) y el SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).

De acuerdo a los fabricantes de estos equipos, como ABB<sup>1</sup>, la primera generación de STATCOM fue introducida el año 1997 con una capacidad de  $\pm 90$ [MVar], el cual utilizaba un convertidor de tres niveles (Three-level Neutral Point Clamping converter) para el desarrollo del VSC, y necesitaba el uso de filtros. A partir del 2014, y con el desarrollo de dispositivos de almacenamiento dinámico de energía, la siguiente generación que se ofrece cuenta con un rango de potencia más amplio  $\pm 360$  [MVar], con un nivel de pérdidas más bajos, con la utilización de convertidores multinivel (*Multi-level chain link*) y que no requieren el uso de filtros (dependiendo de su diseño).

En este capítulo se realiza un breve desarrollo de los posibles FACTS a utilizar.

### 3.1. FACTS del tipo serie

Los equipos de control serie son utilizados para el control del flujo de potencia en las líneas de transmisión, lo cual se logra variando la reactancia de la línea o con una fuente de tensión en serie con la línea. En este tipo de dispositivos se encuentran el TCSC y el SSSC.

#### 3.1.1. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

EL TCSC opera como una reactancia serie controlada, cuyo objetivo es compensar la impedancia de la línea de transmisión. La alta velocidad de conmutación de este equipo provee un mecanismo de control del flujo de potencia en las líneas de transmisión, permitiendo incrementar la transferencia de potencia y la amortiguación en la interconexión de grandes SEP. A su vez, provee la posibilidad de ajustar rápidamente el flujo de potencia en respuesta a contingencias que puedan ocurrir en el sistema. El TCSC puede regular el flujo de potencia en estado estacionario. Este dispositivo consiste en un arreglo en serie con la línea de un condensador de capacidad fija, que a su vez, está en paralelo con un TCR, como se aprecia en la Figura 3.1. De esta forma se obtiene un rango de variación continuo de la impedancia de compensación, aunque en la práctica estos equipos tiene una capacidad de compensación serie fija y una parte variable ( $\sim 20 - 25\%$ ), que resulta suficiente para el control que ejerce. Este dispositivo necesita una menor capacidad de generación de reactivos para efectuar las mismas tareas que sus los dispositivos del tipo *shunt* [6], dado que la modificación de la impedancia permite una acción mucho más directa que el control de las tensiones en las barras que une la línea.

---

<sup>1</sup>www.new.abb.com

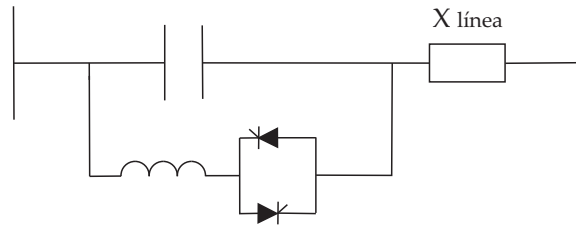


Fig. 3.1: Esquema básico de un TCSC

El modelamiento del TCSC puede ser compuesto por diferentes tipos de control que permiten las siguientes funciones:

- Control de la potencia activa a través de la línea y mejora de la estabilidad de pequeña señal.
- Mejora en la estabilidad transitoria.
- Limitación de las corrientes de cortocircuito.

De acuerdo al interés del presente estudio, se considera el control de potencia en el modelo. En la Figura 3.2, se ilustra el diagrama de control para estudios dinámicos diseñado para controlar el flujo de potencia y el incremento del amortiguamiento [6–8]. Este diagrama consiste en un controlador PI y un retardo de primer orden. El objetivo de este control es modificar la reactancia en la línea de transmisión  $x_l$  variando la reactancia del condensador  $x_c$ , para mantener constante el flujo de potencia. La señal de salida del diagrama de bloques es una susceptancia variable  $B_{TCSC}(x_c)$  [7], cuya expresión es:

$$B_{TCSC}(x_c) = -\frac{x_c/x_l}{x_l \cdot (1 - x_c/x_l)} \tag{3.1}$$

A su vez, cuenta con una señal de entrada de amortiguación de oscilación de potencia (POD) lo que se explicará más adelante.

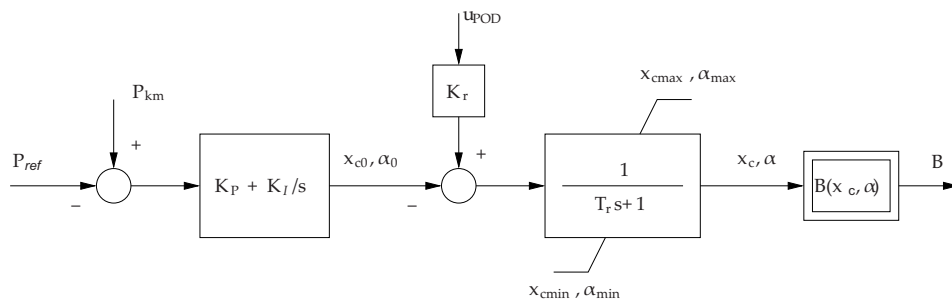


Fig. 3.2: Esquema de control de TCSC para estudios dinámicos

### 3.1.2. Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

El SSSC es una evolución del TCSC. Este equipo opera como una fuente de potencia reactiva controlada. Además, este dispositivo puede también intercambiar potencia activa utilizando un sistema de almacenamiento de energía, lo cual no se considera en este caso. El SSSC utiliza un convertidor en base a IGBT con un dispositivo de almacenamiento de energía DC (típicamente un condensador, al igual que el STATCOM). En la Figura 3.3, se ilustra el esquema básico de un SSSC, donde se tiene una conexión serie con la línea de transmisión a través de un transformador de acoplamiento.

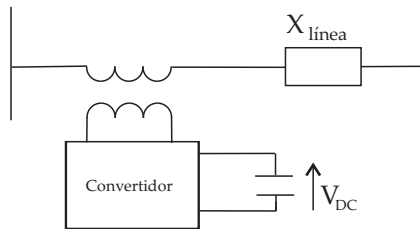


Fig. 3.3: Esquema básico de un SSSC

El SSSC puede ser modelado, para estudios dinámicos, como una fuente de tensión controlada en serie con la línea de transmisión, cuya variable de salida es una magnitud de tensión  $v_s$  que está en cuadratura con la corriente de la línea, por lo que sólo puede inyectar o absorber potencia reactiva de la red. A diferencia del TCSC, la tensión inyectada es independiente de la magnitud de la corriente de línea. El esquema de control es el mismo que el controlador del TCSC, cuya función es controlar el flujo de potencia por la línea.

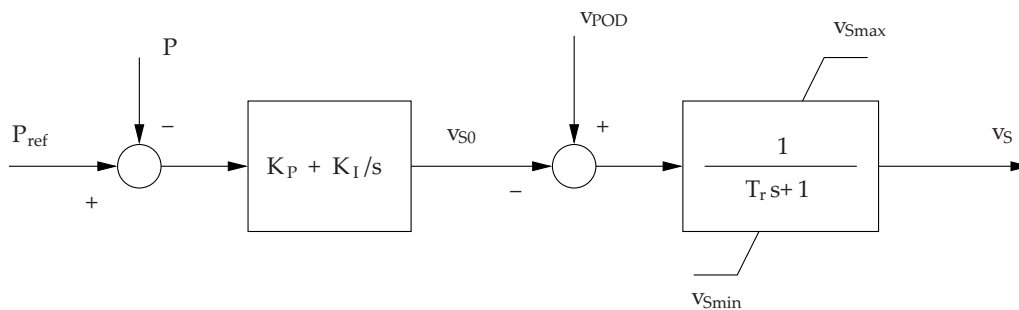


Fig. 3.4: Esquema de control del SSSC para estudios dinámicos

## 3.2. FACTS del tipo *shunt*

Los equipos de control *shunt* son utilizados típicamente para el control de tensión, aunque pueden apoyar en la amortiguación de oscilaciones de potencia del sistema. En algunos casos

pueden no amortiguar efectivamente las oscilaciones, e incluso en algunos casos críticos el control de tensión puede amplificarlas (como ocurre con los AVR de los generadores [3]). Para lograr este objetivo, es necesario mejorar el control mediante la introducción de señales auxiliares que reflejan las oscilaciones del sistema, lo que se detalla más adelante. En este tipo de dispositivos se encuentran el SVC y el STATCOM.

### 3.2.1. SVC: Static VAR Compensator

Desde los años 70's, uno de los dispositivos FACTS más importantes y utilizados es el SVC o compensador estático de reactivos (CER), el cual puede ser utilizado para el control de tensión y mejorar la estabilidad de los SEP. Un SVC puede aportar la potencia reactiva necesaria para el control dinámico de tensión, compensando así los desvíos de potencia reactiva de la red, provocados por grandes variaciones de carga, que podrían provocar variaciones inaceptables de tensión, inestabilidades o hasta colapso del sistema. El SVC posee un comportamiento característico<sup>2</sup>, el cual se basa en su composición de elementos reactivos como reactores y bancos de condensadores, los cuales están controlados por la conmutación de tiristores, conjuntamente con filtros armónicos, como se ilustra en la Figura 3.5. Los elementos típicos utilizados son:

- Reactor controlado por tiristores (TCR: *Thyristor controlled reactor*).
- Condensador conmutado por tiristores (TSC: *Thyristor switched capacitor*).
- Condensador conmutado mecánicamente (MSC: *Mechanical switched capacitor*).

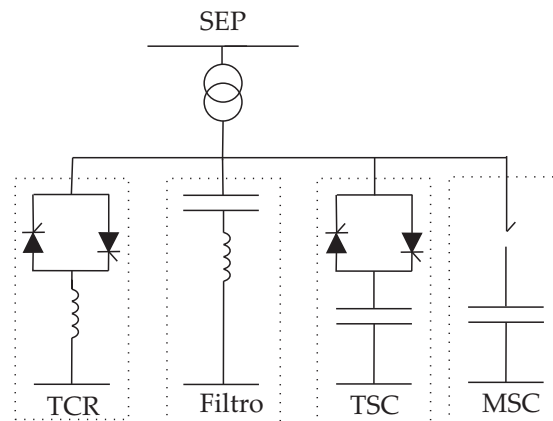


Fig. 3.5: Esquema básico de un SVC

Existen diversos tipos de arreglos para un SVC (lo que se detalla en el Anexo C), y para este estudio se considera la configuración FC-TCR, que cuenta con un banco de condensadores fijo

<sup>2</sup>Ver Anexo C.

que actúa como filtro pasa altos de las corrientes armónicas generadas por el TCR, que se encuentra en paralelo. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo. En la práctica, los CER que se tienen en el sistema chileno, como el CER en las subestaciones Pan de Azúcar y Maitencillo, cuentan con un TCR en paralelo con dos bancos de condensadores fijos (maniobrables con sus respectivos interruptores), que a su vez cumplen la función de filtros, por lo que en la operación real al menos un banco debe estar conectado todo el tiempo para cumplir la función de filtro de armónicos. En la Figura 3.6, se presenta un esquema de control utilizado para el SVC (similar a los implementados en DIGSILENT en la base de datos actual del Coordinador), el cual controla la operación del TCR.

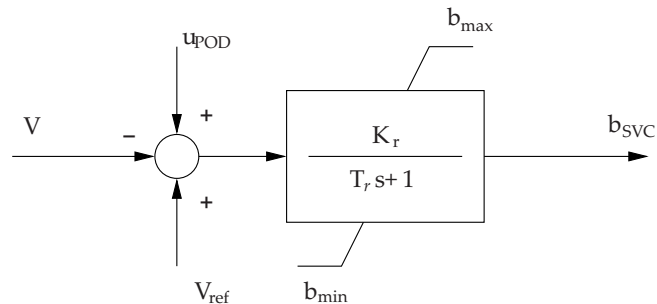


Fig. 3.6: Esquema de control del SVC para estudios dinámicos

Este esquema de control considera un regulador de tiempo constante, controlando la susceptancia total que provee el SVC ( $b_{SVC}$ ). Existen otros modelos de control, como el que considera el control del ángulo de disparo de los tiristores del TCR [7].

### 3.2.2. STATCOM: Static synchronous Compensator

Este equipo, es parte de la nueva generación de FACTS, opera con una fuente de potencia reactiva controlada, al igual que el SSSC, y a su vez, puede operar intercambiando potencia activa si se cuenta con un dispositivo de almacenamiento de potencia activa. La principal característica del STATCOM es proporcionar control de tensión sin la necesidad del uso de grandes bancos de condensadores y reactores para absorber o entregar potencia reactiva a la red (lo cual es la limitación del SVC). La entrega o absorción de potencia reactiva se debe a que el STATCOM genera una tensión sincrónica en el terminal al cual está conectado [9], mediante el uso del convertidor y la fuente de energía DC, como se observa en la Figura 3.7.

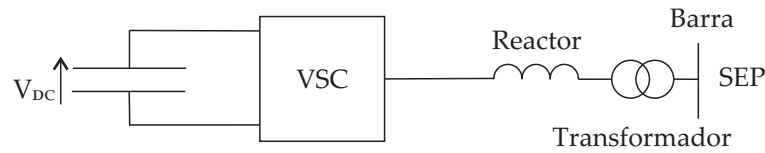


Fig. 3.7: Esquema básico de un STATCOM

Este dispositivo puede ser visto como una fuente de tensión controlada detrás de una reactancia. Usualmente se conecta mediante un reactor y/o un transformador en serie, que a su vez evitan el uso de filtros de armónicos debido a la reactancia relativamente elevada, y puede ser también modelado como una fuente de corriente que inyecta o consume potencia reactiva en la barra a la que se conecta, como se observa en la Figura 3.8. En una instalación real, la magnitud de la fuente de tensión es controlada por la tensión DC del condensador conectado al convertidor. Dado que este proceso es muy rápido, el condensador DC no necesita ser modelado para estudios de estabilidad dinámica [10], por lo que el esquema de control utilizado se basa en un controlador PI con un regulador de tiempo constante (representando la dinámica del VSC) controlando la corriente que inyecta el STATCOM en base a la medición de tensión<sup>3</sup>. Este detalle se ilustra más adelante en la Figura 3.15. Se asume el correcto diseño del convertidor, por lo que no se requiere el uso de filtros (banco condensadores) [11].

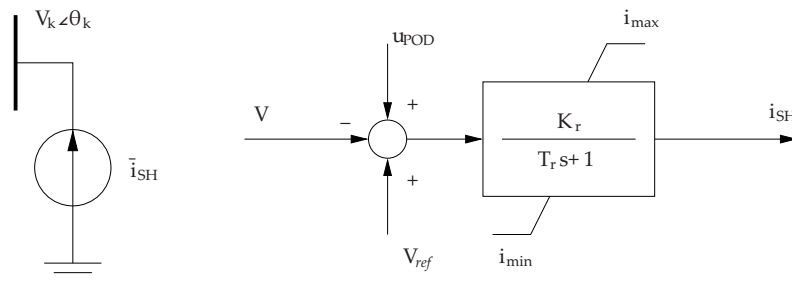


Fig. 3.8: Esquema básico de control del STATCOM para estudios dinámicos

### 3.3. Unified Power Flow Controller (UPFC)

El UPFC resulta de la combinación del STATCOM y el SSSC (control combinado serie-*shunt*), los que son acoplados en el lado DC por un enlace común, como se observa en la Figura 3.9.

<sup>3</sup>Modelamiento similar al actual STATCOM en Cerro Navia y al SVC Plus en Diego de Almagro.

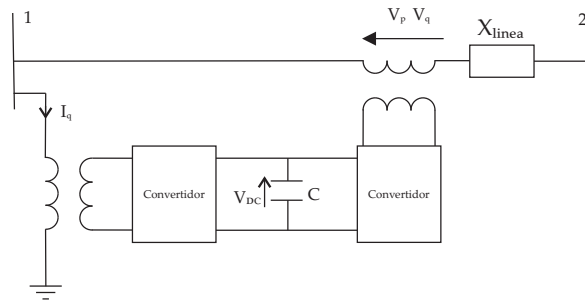


Fig. 3.9: Esquema básico de un UPFC

Este enlace permite el intercambio bidireccional de potencia activa y reactiva entre los dos dispositivos, de manera de controlar la compensación de potencia activa y reactiva hacia el sistema. La operación de este dispositivo permite el intercambio de potencia activa sin la necesidad de contar con una fuente externa o dispositivo de almacenamiento de energía. Bajo esta configuración el UPFC puede proveer control simultáneo de tensión, flujo de potencia activa y reactiva, ángulo de transmisión e impedancia de línea. El UPFC puede ser modelado como una fuente de tensión controlada y por una fuente de corriente controlada [7] (SSSC+STATCOM).

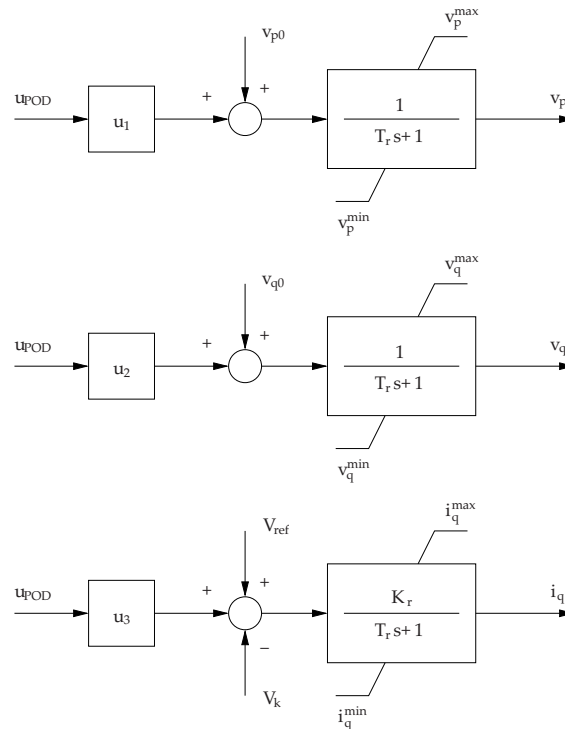


Fig. 3.10: Esquema básico de control de un UPFC

En el Anexo C se presentan más detalles de los tipos de control utilizados en los FACTS (SVC y STATCOM), su operación y de los beneficios sistémicos que conlleva su utilización

(demostración analítica). Su implementación en DIgSILENT PowerFactory se lleva a cabo de acuerdo a [6] y [12].

### 3.4. Controladores PSS y función POD en dispositivos FACTS

El amortiguamiento satisfactorio de las oscilaciones de potencia es un tema importante a tratar cuando se está frente a estabilidad angular de un SEP. Este fenómeno es bien conocido y observable durante una falla. Para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones en SEP, se pueden implementar dispositivos de control suplementario, tales como los PSS de las máquinas y la función POD aplicada a los dispositivos FACTS [1]. Los dispositivos FACTS han sido una de las últimas sugerencias para reducir tales condiciones, debido a su efecto en el control del flujo de potencia y en el aumento en la amortiguación de oscilación de potencias. Uno de los controles originales empleados para solucionar el problema de oscilaciones ha sido el uso del PSS, sin embargo, bajo ciertas condiciones de funcionamiento puede no suministrar el suficiente amortiguamiento, especialmente para las oscilaciones inter-área. En estas situaciones los controladores POD de los FACTS han sido introducidos como alternativa. A su vez, el control no coordinado de los dispositivos FACTS y PSS puede generar resultados indeseados, por lo que se han desarrollado numerosas investigaciones al respecto [13–15].

#### 3.4.1. Efectos del PSS

Los reguladores automáticos de tensión (AVR: *Automatic Voltage Regulator*), fueron introducidos en los SEP con el fin de mantener un nivel de tensión adecuado (dentro de bandas permisibles) en los terminales de las unidades generadoras. Mediante una señal de tensión medida en bornes, el AVR actúa directamente en la excitación del generador, controlando así la corriente de excitación y en consecuencia la tensión en terminales. Los AVR pueden producir efectos no deseados en la estabilidad transitoria. Es así, como sistemas de excitación con una elevada respuesta y con altas ganancias, proveen el suficiente torque sincronizante por medio de la eliminación del efecto que tiene la reacción de armadura, no obstante, producen torque de amortiguamiento negativo con elevadas potencias de salida, dejando al sistema propenso a problemas de inestabilidad oscilatoria [3]. El objetivo principal de un PSS es introducir una componente de torque eléctrico en el rotor de la máquina sincrónica que sea proporcional a la desviación de la velocidad real con respecto a la velocidad sincrónica. Cuando el rotor oscila este torque actúa como un torque de amortiguamiento para contrarrestar la oscilación. En la Figura 3.11 se muestra un esquema básico de un PSS.

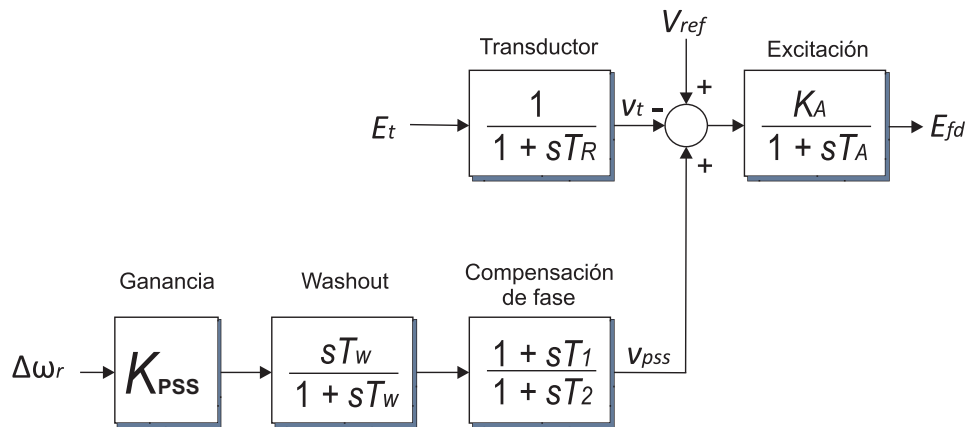


Fig. 3.11: Esquema básico de un AVR con PSS [5]

Su representación simplificada consiste en tres bloques:

- **Compensación de fase:** este bloque, también conocido como adelanto-atraso, entrega el adelanto de fase para contrarrestar el retardo producido entre la entrada de la señal en la excitatriz y su respuesta traducida en torque eléctrico del generador. Para estos efectos se puede utilizar más de un bloque compensador.
- **Washout:** este bloque funciona como filtro pasa alto permitiendo que el PSS responda sólo a cambios oscilatorios en la velocidad, es decir, filtrando componentes continuas y no periódicas.
- **Ganancia  $K_{PSS}$ :** determina el nivel de amortiguamiento introducido por el PSS. Su valor debe ajustarse a aquel que maximice la cantidad de amortiguamiento.

En la práctica los modelos de PSS son más completos y consideran más de una señal de monitoreo [3, 7], como la potencia eléctrica, la velocidad del rotor, la integral de la potencia eléctrica, potencia acelerante y frecuencia en terminales de la unidad generadora.

### 3.4.2. Función POD en dispositivos FACTS

La estructura típica del controlador POD se muestra en la Figura 3.12. Comúnmente señales locales al dispositivo FACTS son aplicadas en el control de amortiguamiento, como la tensión en barra, la frecuencia y la potencia por una línea.

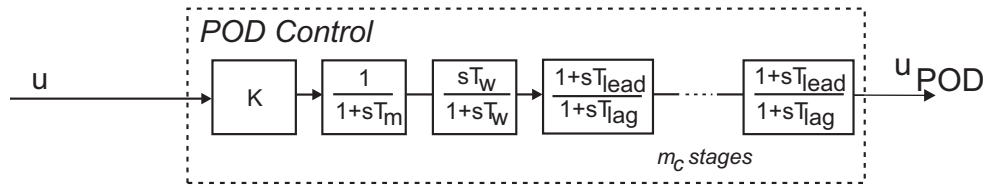


Fig. 3.12: Esquema de la función POD

El esquema POD más común está compuesto por uno o más filtros *washout*, un bloque de ganancia y bloques de adelanto-atraso (lead-lag), y también puede tener filtros adicionales dependiendo de los requerimientos particulares de su aplicación. La expresión general de la función POD, en el plano de Laplace, se expresa en la ecuación (3.2).

$$POD(s) = K_{POD} \left[ \frac{sT_w}{1+sT_w} \right]^n \left[ \frac{1+sT_{lead}}{1+sT_{lag}} \right]^{m_c} \frac{1}{as^2 + bs + c} \quad (3.2)$$

Donde  $K_{POD}$  es la ganancia de estabilización POD,  $n$  es el número de filtros *washout*,  $T_w$  es la constante de tiempo *washout*,  $m_c$  es el número de compensadores *lead-lag*,  $T_{lead}$  y  $T_{lag}$  son las constantes de dichos bloques y  $a$ ,  $b$  y  $c$  son las constantes del filtro cuadrático (para el presente estudio no se considera dicho filtro). El filtro *washout* suaviza la entrada cuando hay cambios en la señal de entrada y adicionalmente rechaza las entradas constantes, dejando que las oscilaciones transitorias pasen a través de la función POD. La constante de tiempo debe ser lo suficientemente grande para dejar pasar las frecuencias de oscilación de interés, pero no extremadamente grande de manera de no causar variaciones indebidas durante una perturbación. La ganancia de estabilización está relacionada con el peso de retroalimentación de la acción de la función POD, y su valor debe ser lo suficiente como para amortiguar las oscilaciones sin comprometer la estabilidad de otros modos del sistema. Por otro lado, los compensadores *lead-lag* son utilizados para mejorar la respuesta en frecuencia del control POD, y dependiendo del sistema, y sus señales de entrada y salida, puede requerir un adelanto de fase o retraso de fase u ambos. Cuando este bloque es sintonizado, es importante considerar su ganancia natural en el bloque de ganancia  $K_{POD}$ . Finalmente, el bloque limitador es utilizado para garantizar valores factibles dentro de un rango en la de salida del control POD, entre dichos valores se utiliza, por ejemplo, los valores permitidos en oscilación de tensión.

### 3.4.3. Sintonización de parámetros: método del valor residual

La sintonización de los parámetros de la función POD se puede llevar a cabo en base al análisis modal del sistema, de manera de mejorar la amortiguación de oscilación en los modos de interés. Para identificar los modos de oscilación locales e inter-áreas del sistema, el sistema es linealizado de acuerdo a lo descrito en la sección 2.3, por lo que el modelo total linealizado expresado en las

ecuaciones (2.12) y (2.13) incluyen el dispositivo FACTS. Dichas ecuaciones pueden ser escritas de forma *normal* (desacoplada) utilizando la variable auxiliar  $z$  definida anteriormente:

$$\dot{z} = \Lambda z + B' \Delta u \quad (3.3)$$

$$\Delta y = C' z + D \Delta u \quad (3.4)$$

Donde  $B' = \Phi^{-1} B$  y  $C' = C \Phi$ , las cuales son las matrices de *controlabilidad* y *observabilidad* respectivamente. Para modificar el modo de oscilación mediante retroalimentación, la entrada escogida debe excitar el modo y debe también ser visible por la salida escogida. Las medidas de estas dos propiedades son la controlabilidad y observabilidad, descritas por las matrices mencionadas. El modo es incontrolable si la correspondiente fila de la matriz  $B'$  es cero y el modo no es observable si la correspondiente columna de la matriz  $C'$  es cero. Si un modo es incontrolable e inobservable, la retroalimentación entre la entrada y la salida no tendrá efecto en el modo. La función de transferencia de lazo abierto de un sistema de una entrada y una salida (SISO: *single input single output*) se expresa en la ecuación (3.5):

$$G(s) = \frac{\Delta y}{\Delta u} = C(sI - A)^{-1} B \quad (3.5)$$

$G(s)$  puede ser expandida en fracciones parciales en términos de las matrices  $C$  y  $B$  y los vectores propios derecho e izquierdo [3]:

$$G(s) = \sum_{i=1}^N \frac{C \phi(:, i) \psi(i, :) B}{(s - \lambda_i)} = \sum_{i=1}^N \frac{R_i}{(s - \lambda_i)} \quad (3.6)$$

Cada término en el numerador de la sumatoria corresponde a un valor escalar llamado *residuo*  $R_i$ , dado por la ecuación (3.7):

$$R_i = C \phi_i \psi_i B \quad (3.7)$$

El residuo de un modo particular entrega la sensibilidad del valor propio asociado a ese modo frente a la retroalimentación entre la entrada y la salida de un sistema SISO. Dado que  $\phi_i$  y  $\psi_i$  denotan los vectores propios derechos e izquierdos respectivamente, asociados al valor propio  $i$ -ésimo, el valor residual es el producto de la medida de controlabilidad y observabilidad del modo, como se expresa a continuación:

$$Cont_i = |\psi_i B| \quad (3.8)$$

$$Obs_i = |C \phi_i| \quad (3.9)$$

$$|R_i| = |C \phi_i \psi_i B| = Obs_i \cdot Cont_i \quad (3.10)$$

La Figura 3.13 considera un sistema de lazo cerrado, donde  $G(s)$  se encuentra equipado por un control de retroalimentación  $H(s)$ . Cuando se aplica el control de retroalimentación el valor propio inicial del sistema  $G(s)$  cambia [8, 16], de acuerdo a la expresión siguiente:

$$\Delta \lambda_i = R_i H(\lambda_i) \quad (3.11)$$

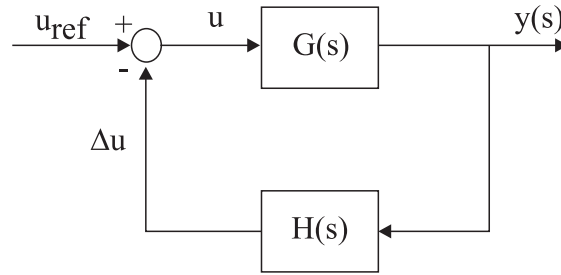


Fig. 3.13: Sistema de lazo cerrado con controlador POD

De la ecuación (3.11) se observa claramente que la variación del valor propio causado por un controlador es directamente proporcional a magnitud del valor residual, lo cual se ilustra en la Figura 3.14.

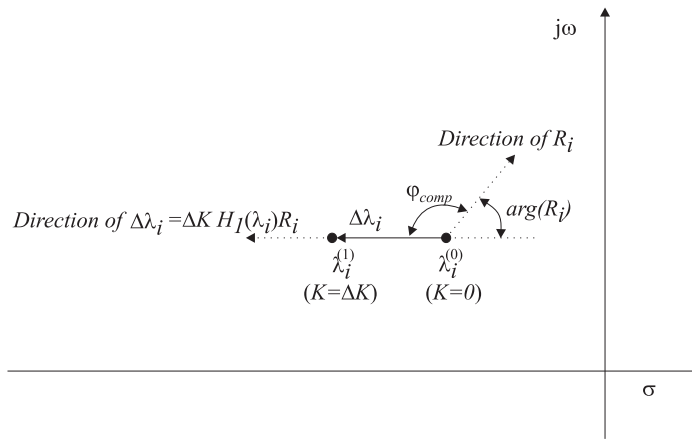


Fig. 3.14: Cambio del valor propio con el controlador POD [8]

Considerando que  $G(s)$  representa el sistema de potencia y  $H(s)$  el controlador FACTS POD, el objetivo del control de amortiguación del dispositivo FACTS es mejorar la amortiguación del modo  $i$  seleccionado, por lo que la mejor ubicación para el dispositivo estará dada por el mayor valor residual para el modo de oscilación considerado. Lo anterior es válido para la mejor ubicación del controlador POD, por lo que automáticamente significa también la mejor ubicación para el dispositivo FACTS. Se considera la función POD como se expresa en (3.12):

$$POD(s) = K_{POD} \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left[ \frac{1 + sT_{lead}}{1 + sT_{lag}} \right]^{m_c} \quad (3.12)$$

De acuerdo a la literatura, la constante *washout*  $T_w$  se utiliza en el rango de 5-10[s] para oscilaciones inter-área, por lo que se utilizará un valor de 10[s] [15]. La Figura 3.14 muestra el ángulo  $\varphi_{comp}$  de compensación necesario para mover el valor propio, por lo que las constantes

de tiempo *lead-lag* se pueden calcular de acuerdo a las siguientes ecuaciones [16]:

$$\varphi_{comp} = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (3.13)$$

$$\alpha_c = \frac{T_{lead}}{T_{lag}} = \frac{1 - \sin(\varphi_{comp}/m_c)}{1 + \sin(\varphi_{comp}/m_c)} \quad (3.14)$$

$$T_{lag} = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}} \quad (3.15)$$

Donde  $\arg(R_i)$  denota el ángulo del valor residual  $R_i$ ,  $\omega_i$  es la frecuencia del modo de oscilación seleccionado en  $[rad/s]$  y  $m_c$  es el número de etapas de compensación (usualmente se utiliza  $m_c = 2$ , lo cual se utilizará para este estudio). La ganancia del controlador  $K$  puede ser obtenida en función de la localización del valor propio deseado  $\lambda_{des}$  de acuerdo a la ecuación (3.16):

$$K = \left| \frac{\lambda_{des} - \lambda_i}{R_i H(\lambda_i)} \right| \quad (3.16)$$

De acuerdo a lo anterior, para sistemas de control del tipo *shunt*, como el STATCOM<sup>4</sup>, se utilizó el esquema de la Figura 3.15, considerando la tensión en barra como entrada a la función POD, y para los sistemas del tipo serie, como el TCSC y el SSSC, se utilizó el esquema de la Figura 3.16, considerando la potencia de la línea como entrada a la función POD.

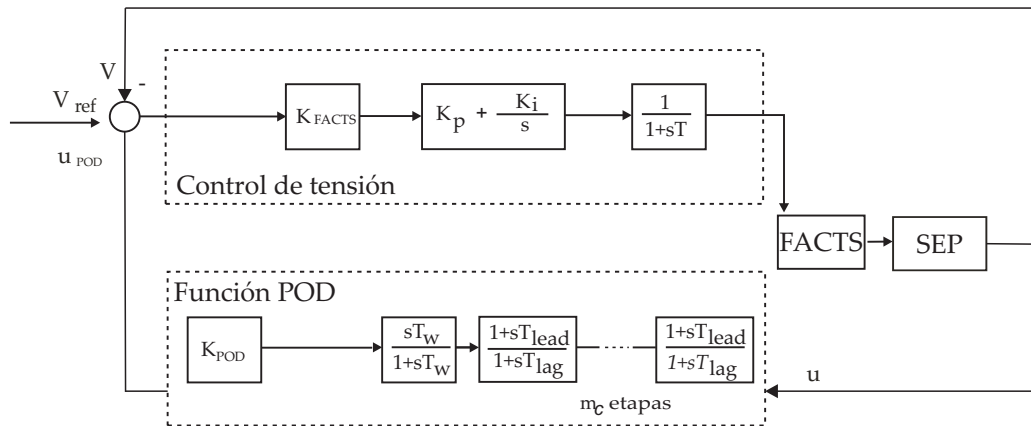


Fig. 3.15: Esquema de control con función POD para STATCOM

<sup>4</sup>Para el SVC la función de transferencia y la señal de salida son distintas, se considera el esquema ya mostrado.

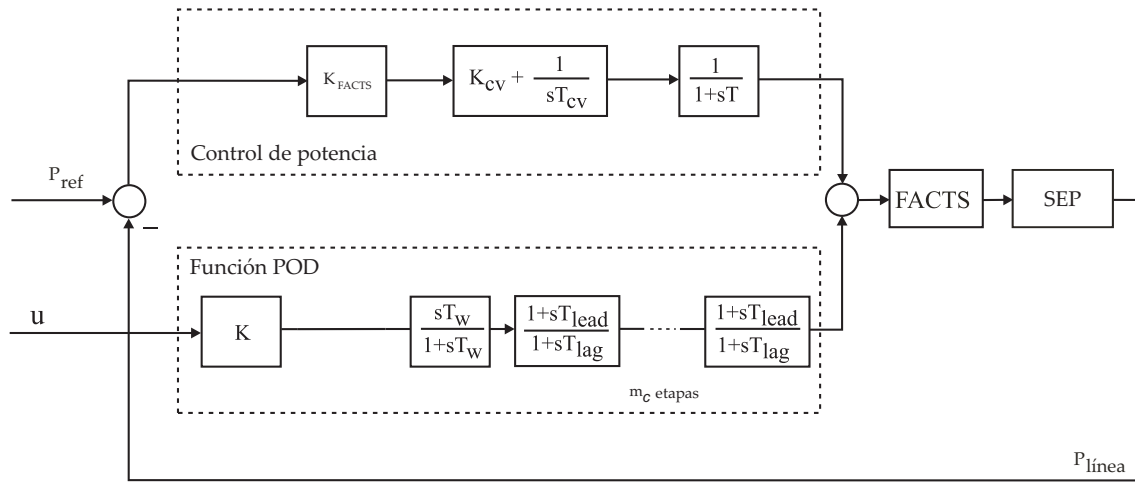


Fig. 3.16: Esquema de control con función POD para TCSC y SSSC

Este método puede ser utilizado también para elegir la mejor ubicación de un PSS y sintonizar sus parámetros de acuerdo a [17].

Por otro lado, para la sintonización conjunta de un controlador FACTS POD con los PSS requeridos (de ser necesario), se utilizará el método propuesto en [15], donde mediante el uso del análisis modal, se busca minimizar la función CDI (*Comprehensive Damping Index*), que engloba el nivel de amortiguamiento de los modos de interés, como se expresa en expresión (3.17):

$$f(k) = CDI = \sum_{i=1}^n (1 - \zeta_i) \quad (3.17)$$

Donde  $k$  es un vector que contiene los parámetros de amplificación del controlador FACTS POD ( $K_{POD}$ ) y de todos los controladores PSS requeridos ( $K_{PSS}$ ), sujetos a las restricciones (límites) de las respectivas ganancias.

# Capítulo 4

## Antecedentes

En el presente capítulo, se presenta una breve descripción del sistema eléctrico nacional actual, y se dan a conocer los antecedentes considerados para el acondicionamiento de la base de datos utilizada (en el *software* DIgSILENT), considerando el horizonte de estudio propuesto. El contenido del presente capítulo se detalla a continuación:

1. Se brinda una breve reseña de la situación actual de los sistemas SIC y SING.
2. Posteriormente, se presenta la futura interconexión, las obras que implica y las fechas que se manejan actualmente, considerando el plan de obras futuras. A partir de ello, se exponen los años de estudio.
3. Luego, se dan a conocer los despachos utilizados y la proyección de la demanda para el ajuste y construcción de la base de datos.
4. Finalmente, se dan a conocer los escenarios construidos para el estudio.

### 4.1. Sistema eléctrico actual

En el sistema eléctrico actual, el SING se extiende desde Arica a Antofagasta y el SIC va desde Taltal hasta la isla grande de Chiloé. De acuerdo al Reporte Anual 2016 del Coordinador, el SING cuenta con un 28 % de sus líneas de transmisión con un nivel de tensión entre 110 [kV] y 220 [kV] y con un 67 % de líneas con tensión menor a 110 [kV]. En cuanto a su matriz energética por combustible (en base a la potencia instalada), el 48 % es a carbón, no obstante, la penetración ERNC se ha hecho notar con un 7 % de potencia instalada en energía solar y un 4 % en energía eólica. Lo anterior se ilustra en la Figura en 4.1.

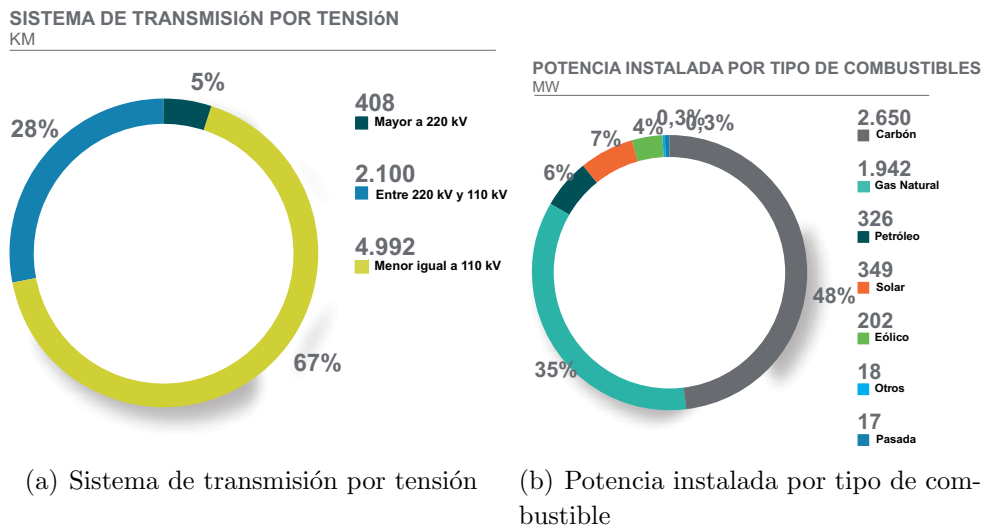


Fig. 4.1: Información de generación y transmisión del SING [18]

Por su parte, el SIC cuenta con un 68 % de sus líneas de transmisión con un nivel de tensión entre 110 [kV] y 220 [kV], con un 8 % de líneas con tensión mayor a 220 [kV] (500 [kV]). En cuanto a su matriz energética por combustible (en base a la potencia instalada), el 38 % corresponde al recurso hídrico y un 45 % corresponden a centrales termoeléctricas con combustible de carbón, gas natural y petróleo. Por su parte las ERNC, contando la energía solar y eólica, concentran el 14 % de la potencia instalada. Lo anterior se ilustra en la Figura en 4.2.

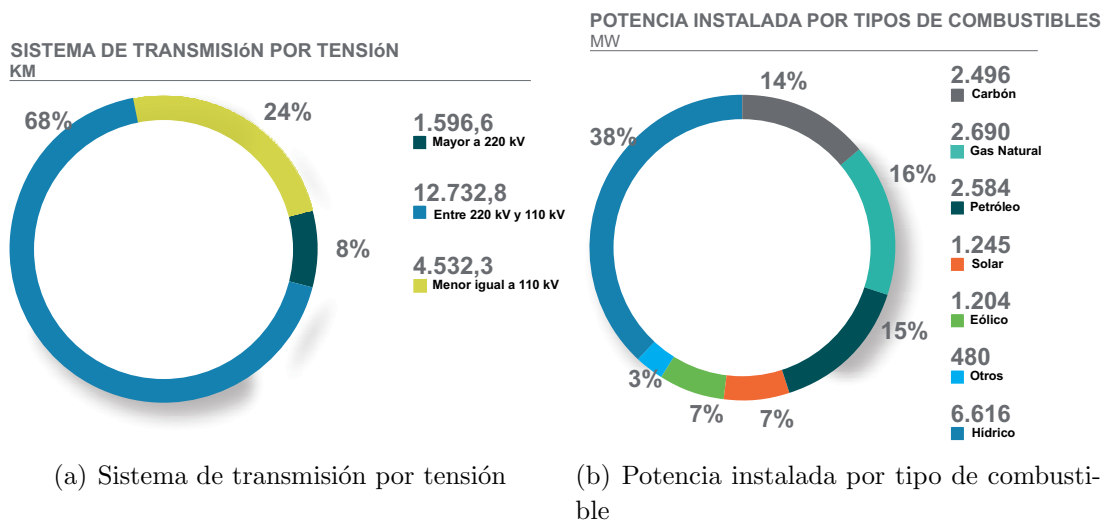


Fig. 4.2: Información de generación y transmisión del SIC [18]

## 4.2. Interconexión SING-SIC

Para el año 2018, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) unificará los actuales sistemas del norte grande y del centro sur del país. Por las características de la geografía nacional, será un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 [km], y abarcará casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur<sup>1</sup>. De acuerdo al documento “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017” [19], realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, se consideran dos etapas para la interconexión:

1. **Año 2018:** se consideran las obras en 500 [kV] terminadas desde la S/E Polpaico hasta la S/E Changos, considerando dos bancos de autotransformadores en la S/E Changos y el proyecto TEN, además de la línea 2x220 [kV] Los Changos - Kapatur.
2. **Año 2021:** se considera las obras restantes, como la puesta en servicio del tercer banco de autotransformadores en la S/E Changos y la línea 2x500 [kV] Los Changos - Kimal (ex S/E Nueva Crucero Encuentro), más dos bancos de autotransformadores en la S/E Kimal.

Lo anterior se muestra en la Figura 4.3:

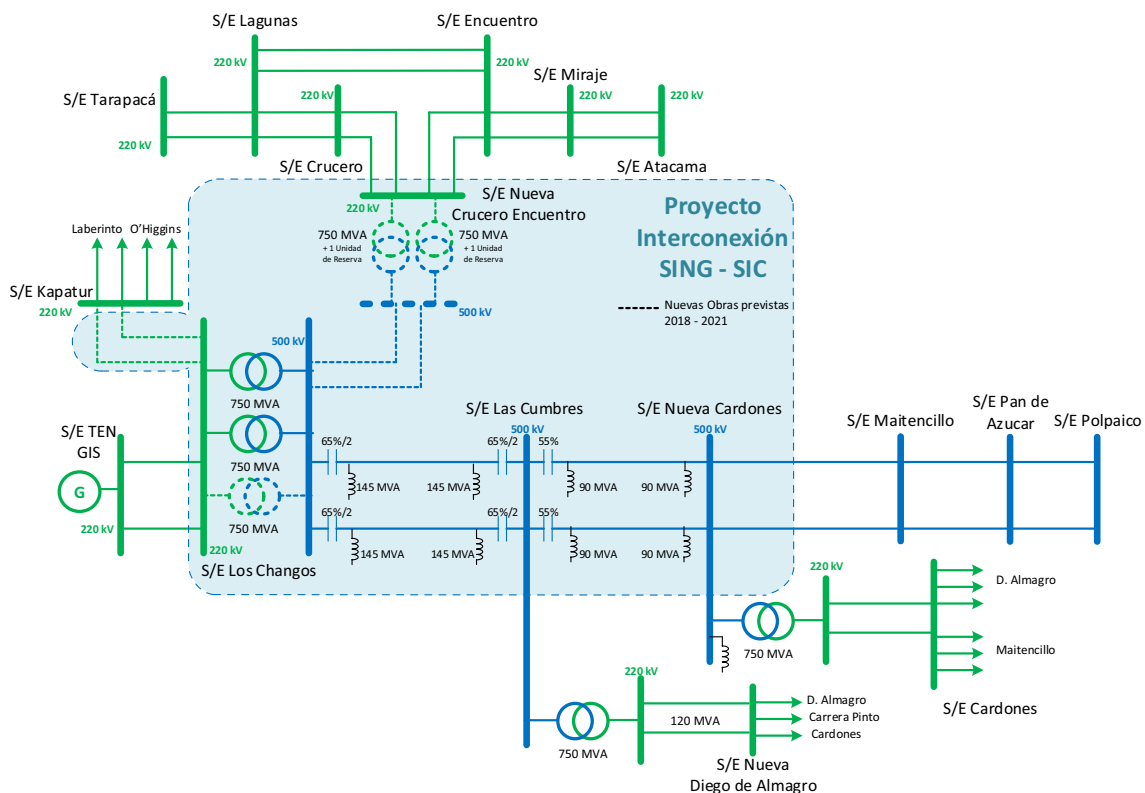


Fig. 4.3: Interconexión SING-SIC [19]

<sup>1</sup><https://www.coordinadorelectrico.cl>

A su vez, en la Figura 4.4 se muestran las nuevas líneas de transmisión en 500 [kV], con su largo en [km], el año estimado de puesta en servicio y la empresa a cargo de cada línea.

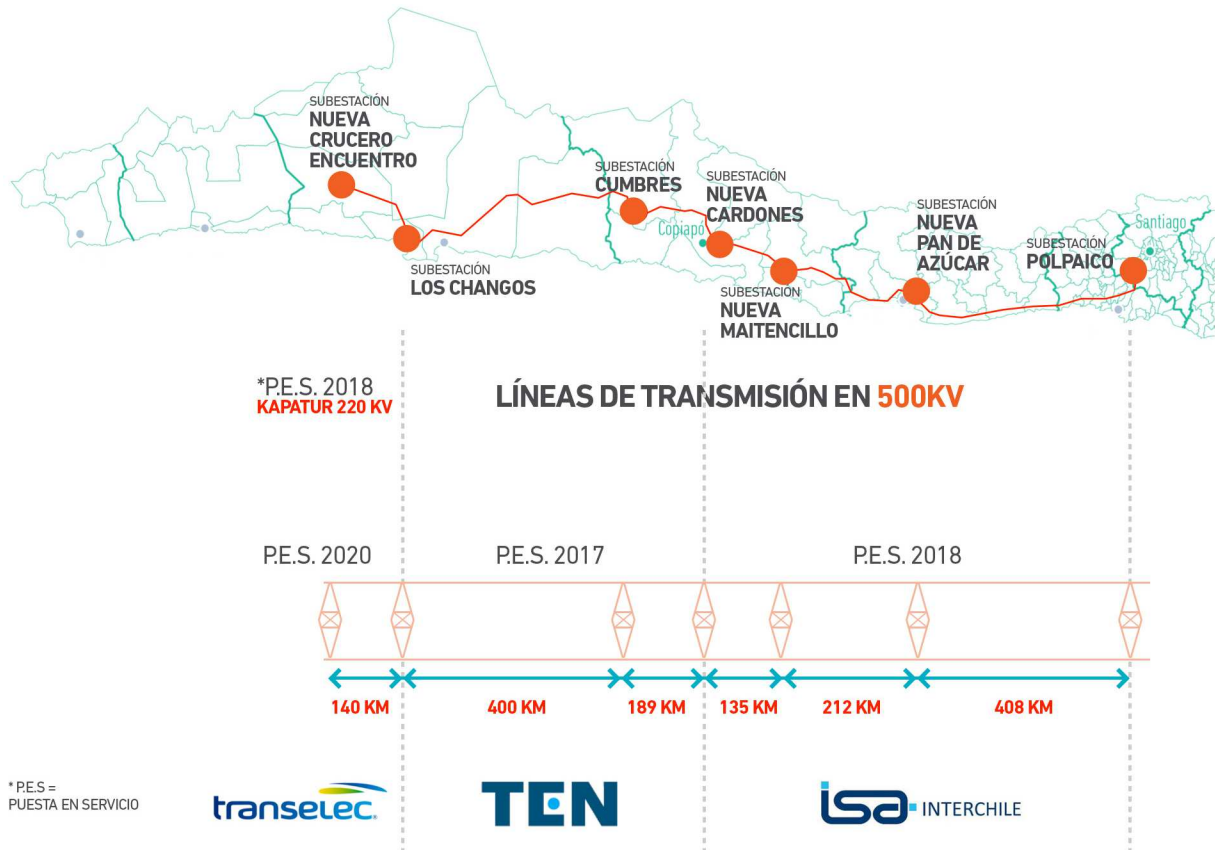


Fig. 4.4: Nuevas líneas de 500 kV para la Interconexión SING-SIC [18]

#### 4.2.1. Plan de obras futuras

Además de las obras que competen a la interconexión, se consideran todas las demás obras futuras en generación y transmisión dentro del futuro SEN, tomando en cuenta lo expuesto en el ITD de Abril 2016, corroborando y complementando con la propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017 [19]. En el Anexo D se enumeran todas las obras consideradas.

#### 4.2.2. Horizonte de estudio

En base a las fechas establecidas, se realiza el estudio para los años 2018 y 2021, considerando las dos etapas de la futura interconexión. A su vez, se propone realizar el estudio al año 2024, considerando la operación consolidada del futuro SEN con todas las obras de la interconexión

a un futuro de 3 años posterior a las últimas obras a implementar en el año 2021.

### 4.3. Despachos

Los despachos que se estudian provienen del modelo de coordinación hidrotérmica OSE2000, facilitados por Transelec, donde se consideran 56 escenarios de generación (56 años hidrológicos) para cada uno de los 5 bloques de demanda. Con objeto de estudiar los escenarios más críticos y así exigir al sistema, se estudian las demandas máxima y mínima. En base a los escenarios de estudios sugeridos por Transelec, se buscan los despachos que generen el flujo de potencia más alto por la líneas de 500 [kV] de la interconexión, en particular forzando transferencias cercanas a los 1500 [MW] por el enlace Changos-Cumbres-Cardones, de manera de representar las condiciones de mayor estrés en el sistema. Se debe mencionar que los despachos no satisfacen de forma perfecta a la demanda, ya que deben considerarse las pérdidas en las líneas, lo cual no es considerado por el OSE2000. Debido a lo anterior, los despachos se ajustan de manera de adecuar correctamente la base de datos<sup>2</sup> (tomando en cuenta los límites permitidos por las respectivas centrales).

### 4.4. Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda, se tomará en cuenta el comportamiento del sistema tanto para demanda máxima como demanda mínima. De acuerdo a la base de datos (BD) en DIGSILENT proporcionada por Transelec, se cuenta con las cargas en demanda alta y demanda baja, por lo que se proyectan las demandas en base a la previsión de la demanda expuesta en el ITD de Abril 2016, considerando la proyección para clientes libres y regulados, y la separación que realiza dicho informe. En las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3, se presentan las proyecciones de demanda utilizadas.

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2016	4,55 %	3,61 %	3,89 %	3,87 %	4,58 %	4,05 %	3,83 %
2017	4,40 %	3,90 %	4,18 %	4,15 %	4,57 %	4,14 %	4,05 %
2018	4,44 %	3,94 %	4,19 %	4,18 %	4,37 %	4,07 %	4,06 %
2019	4,36 %	3,94 %	4,15 %	4,15 %	4,12 %	3,97 %	4,02 %
2020	4,36 %	3,88 %	4,10 %	4,07 %	4,04 %	3,94 %	3,97 %
2021	4,15 %	3,80 %	4,03 %	4,07 %	4,00 %	3,81 %	3,88 %
2022	3,96 %	3,65 %	3,88 %	3,94 %	3,82 %	3,42 %	3,70 %
2023	3,80 %	3,52 %	3,75 %	3,81 %	3,69 %	3,27 %	3,56 %
2024	3,79 %	3,50 %	3,74 %	3,80 %	3,68 %	3,25 %	3,55 %

Tabla 4.1: Tasas de variación de demanda de clientes regulados previstas por zona del SIC

<sup>2</sup>Se ajustaron manualmente los despachos para satisfacer la demanda y lograr la correcta convergencia.

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2016	8,03 %	2,51 %	2,16 %	1,84 %	1,34 %	1,96 %	3,61 %
2017	13,74 %	2,50 %	1,74 %	1,13 %	0,62 %	1,62 %	4,87 %
2018	7,63 %	4,80 %	3,57 %	4,33 %	3,95 %	3,6 %	5,38 %
2019	17,60 %	2,24 %	1,39 %	1,13 %	0,58 %	1,35 %	6,00 %
2020	8,56 %	4,06 %	3,74 %	4,19 %	4,74 %	3,62 %	5,38 %
2021	4,49 %	4,44 %	4,06 %	4,68 %	4,58 %	4,16 %	4,46 %
2022	8,39 %	3,43 %	2,20 %	1,57 %	1,39 %	2,21 %	4,61 %
2023	0,62 %	5,08 %	4,55 %	5,31 %	5,32 %	4,68 %	3,72 %
2024	2,01 %	4,06 %	3,62 %	4,03 %	3,95 %	3,77 %	3,43 %

Tabla 4.2: Tasas de variación de demanda de clientes libres previstas por zona del SIC

Año	Libre	Regulado	Sistema
2016	-	-	-
2017	5,30 %	3,87 %	5,14 %
2018	5,17 %	3,82 %	5,02 %
2019	4,88 %	3,76 %	4,76 %
2020	4,79 %	3,70 %	4,67 %
2021	4,69 %	3,64 %	4,58 %
2022	4,51 %	3,47 %	4,40 %
2023	4,50 %	3,56 %	4,40 %
2024	5,51 %	3,55 %	5,31 %

Tabla 4.3: Tasas de variación de demanda de clientes libres y regulados previstas para el SING

Para implementar esta proyección en el modelo en DIGSILENT, se multiplicó cada carga en el sistema por su proyección correspondiente, dependiendo del tipo de cliente y la zona, utilizando la herramienta de *scaling factor* que posee DIGSILENT para las cargas.

## 4.5. Construcción del modelo

Se trabaja sobre una base de datos facilitada por Transelec, proyectada a noviembre del año 2018, considerando la primera etapa de la interconexión. En base a los antecedentes presentados en el presente capítulo, se actualiza la base de datos facilitada hasta el año 2024, considerando las obras de expansión propuesta por el Coordinador y otras sugeridas por Transelec (ver Anexo D). A su vez, se actualizan los modelos de planta de las unidades generadoras considerando la base de datos del SIC de febrero de 2017 y la base de datos del SING de diciembre de 2016 (modelos actuales en las bases de datos del Coordinador Eléctrica Nacional).

## 4.6. Escenarios de estudio

De acuerdo a las recomendaciones de Transelec, se elaboraron un conjunto de escenarios base para cada fecha (año) de estudio, considerando distintos niveles de demanda con diversos despachos de generación térmica, hidráulica, eólica y solar, que representan condiciones de operación factibles con transferencias en ambos sentidos en el sistema de transmisión de 500 [kV]. A su vez, se pretende abarcar una amplia cantidad de escenarios operativos a partir de los cuales se puedan obtener conclusiones de interés, por lo que se elaboraron escenarios de alto estrés para el sistema con transferencias altas en el nuevo enlace de 500 [kV]. Las máximas transferencias admitidas en ambos sentidos, se corroboran mediante sensibilidad de curvas  $P - V$ , y tomando como referencia los resultados de los informes publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional [20, 21]. En base a lo expuesto se confeccionaron los siguientes escenarios:

1. Demanda alta, hidrología húmeda, transferencias SIC→SING.
2. Demanda alta, hidrología húmeda, transferencias SING→SIC.
3. Demanda alta, hidrología húmeda, con alta penetración ERNC eólico, transferencias SIC→SING.
4. Demanda alta, hidrología media, transferencias cercanas a 0 [MW].
5. Demanda alta, hidrología seca, transferencias SIC→SING.
6. Demanda alta, hidrología seca, con baja penetración ERNC, transferencias SING→SIC.
7. Demanda alta, hidrología seca, con penetración ERNC, transferencias SING→SIC.
8. Demanda alta, hidrología seca, alta penetración ERNC (todas las ERNC despachando) transferencias SING→SIC.
9. Demanda baja, hidrología húmeda, con penetración ERNC transferencias SIC→SING.
10. Demanda baja, hidrología húmeda, transferencias SIC→SING.

A su vez, se realiza la sensibilidad a un caso crítico de transferencias máximas para un escenario de demanda alta, hidrología seca y se fuerza que no haya despacho de ERNC. De manera de hacer más simple las referencias a los escenarios expuestos, se utilizará la siguiente nomenclatura, respectivamente:

1. DAHH SIC-SING
2. DAHH SING-SIC
3. DAHH PE SIC-SING

4. DAHM T0
5. DAHS SIC-SING
6. DAHS SING-SING
7. DAHS ERNC SING-SING
8. DAHS FULL ERNC SING-SIC
9. DBHH ERNC SIC-SING
10. DBHH SIC-SING
11. DAHS SIN ERNC SING-SING

Los escenarios antes enumerados son modelados para los años 2018, 2021 y 2024. No obstante, del análisis al año 2018 se identifican los casos más críticos que son especialmente evaluados en los posteriores años de estudio.

## 4.7. Análisis estático del sistema

Para validar los escenarios a utilizar en el análisis de pequeña señal y su posterior verificación dinámica, los escenarios en estado estacionario deben cumplir los requerimientos establecidos en la NTSyCS. Para ello se realizan flujos de potencia en los escenarios propuestos, corroborando las transferencias de potencia por el enlace de 500 [kV] y que los niveles de tensión en las barras más importantes de 220 [kV] y 500 [kV], estén dentro de los márgenes establecidos por la norma para estado normal:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

De manera de no presentar una cantidad excesiva de información, los resultados se presentan en anexo electrónico. Sin desmedro de lo anterior, cabe destacar lo siguiente:

- Para el año 2018, se lograron escenarios con transferencias cercanas a 1400 [MW] desde el SING hacia el SIC, no obstante, para lograr dichos escenarios de máximo estrés se debió ajustar minuciosamente el control de tensión de las máquinas, sobre todo en el

SING (centrales térmicas Mejillones, Kelar y Angamos) y, a su vez, considerando las compensaciones reactivas necesarias, como contar con el reactor de 175 [MVar] en la S/E Los Changos<sup>3</sup> conectado, el cuál es imprescindible para lograr dichas transferencias. Sin estas consideraciones no se pueden lograr flujos cercanos a 1400 [MW], ya que existen problemas de estabilidad de tensión y de no convergencia. Lo anterior se puede corroborar al realizar la sensibilidad con las curvas  $P - V$ .

- A su vez, para lograr máximas transferencia SING→SIC al año 2018, los dos bancos de autotransformadores en la S/E los Changos limitan la transferencia si se quiere tener respaldo del criterio  $N-1$  con dichos transformadores. Debido a su capacidad de transformación, para lograr transferencias de 900 [MW] se debe tener una carga del 70 % en cada transformador y del 98 % para transferencias cercanas a 1400 [MW].
- Por otro lado, en las transferencias SIC→SING, de acuerdo a los despachos obtenidos del OSE2000 para el año 2018, no se dan transferencias tan elevadas como el caso SING→SIC. Se tienen escenarios con transferencias de entre 900 [MW] y 1000 [MW], siendo transferencias admisibles de acuerdo a [20] y [21].
- Para el escenario de transferencias cercanas a 0 [MW] en el año 2018, se vislumbran problemas de sobretensión y exceso de reactivos en la S/E Nueva Pan de Azúcar. Lo anterior también se observa, en menor medida, en los escenarios de transferencias bajas SIC→SING.
- Para el año 2021 y 2024 los problemas de estabilidad de tensión se ven disminuidos, y la restricción por parte de los autotransformadores en la S/E Los Changos ya no limita las transferencias. Lo anterior, se debe principalmente al tercer banco de autotransformadores que se instalará en la S/E Los Changos y a la nueva línea 2x500 [kV] Kimal - Los Changos (más las otras obras considerada para esos años).

Dado que el presente estudio no tiene por finalidad hacer un análisis de estabilidad de tensión y máximas transferencias, se realizan las curvas  $P - V$  para los años 2018, 2021 y 2024, considerando transferencias  $SING \rightarrow SIC$  y  $SIC \rightarrow SING$ , para respaldar los flujos de potencia utilizados en la elaboración de los escenarios y los problemas de estabilidad de tensión vislumbrados. Para llevar a cabo las curvas, para las transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , por ejemplo, se considera una carga con  $fp = 0,98$  inductivo en la S/E Cardones y se varía la carga utilizando el algoritmo *UP Curve* de DIgSILENT.

Para lograr lo propuesto, se tendrá una curva de la tensión en función de  $\Delta P$  a partir del punto inicial de flujo de potencia del escenario  $P_0$ , considerando el límite práctico de estabilidad indicado en norma [2]:  $1 \pm 0,3$ [pu]. De esta manera, se vislumbra el límite de transferencia de potencia activa. Se realiza el mismo procedimiento para un escenario de transferencias desde el

---

<sup>3</sup>En [20] se hace el análisis de sensibilidad de tensión con la operación de los reactores en Changos y Nueva Cardones.

SIC hacia el SING, considerando una carga en la S/E Los Changos. Lo anterior se muestra en la Figura 4.5.

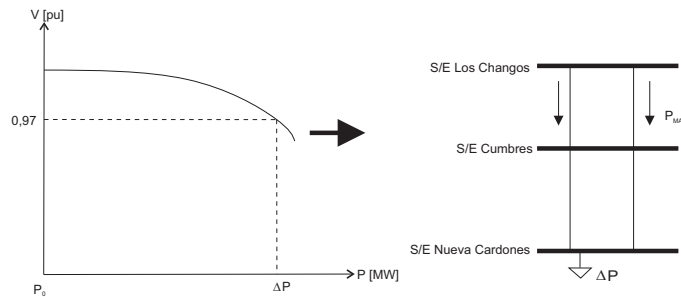


Fig. 4.5: Método curva PV utilizado en DIgSILENT

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados obtenidos, y en las figuras a continuación se exponen las curvas  $P - V$  utilizadas.

Transferencia	2018	2021	2024
$SING \Rightarrow SIC$	1400 [MW]	2100 [MW]	2100 [MW]
$SIC \Rightarrow SING$	1200 [MW]	1400 [MW]	1300 [MW]

Tabla 4.4: Límites de transferencia potencia

Para el año 2021 y 2024, las transferencias pueden ser superiores a 1500 [MW] de acuerdo al análisis de curvas  $P - V$  realizado, no obstante, se utiliza el límite de transferencia para cumplir el criterio de seguridad  $N-1$ , 1500 [MW]. Para dichas curvas se monitorean las tensiones en las siguientes barras:

S/E 500 [kV]	S/E 220 [kV]
Kimal	Crucero
Nueva Cardones	Encuentro
Los Changos	Quillota
Cumbres	Nogales
Nueva Maitencillo	Cerro Navia
Nueva Pan de Azúcar	
Polpaico	
Ancoa	
Alto Jahuel	
Lo Aguirre	
Charrúa	

Tabla 4.5: Tensiones monitoreadas

a) Resultados año 2018

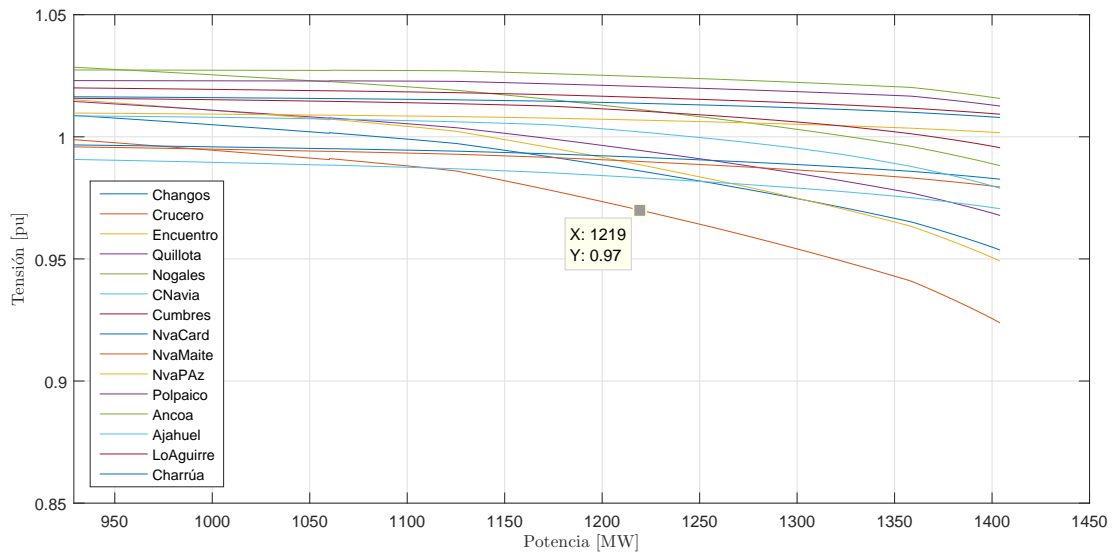


Fig. 4.6: Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2018

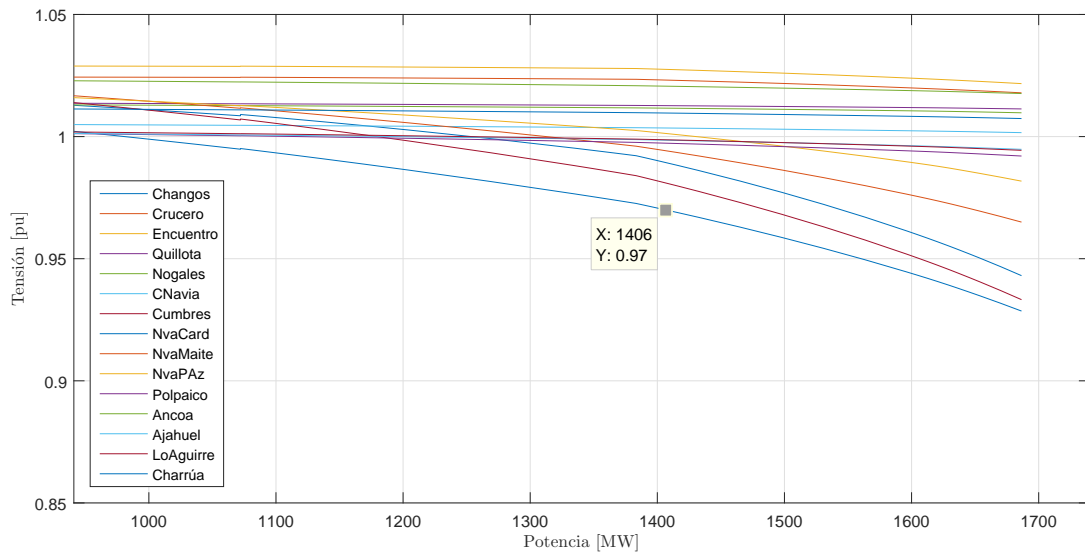


Fig. 4.7: Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2018

b) Resultados año 2021

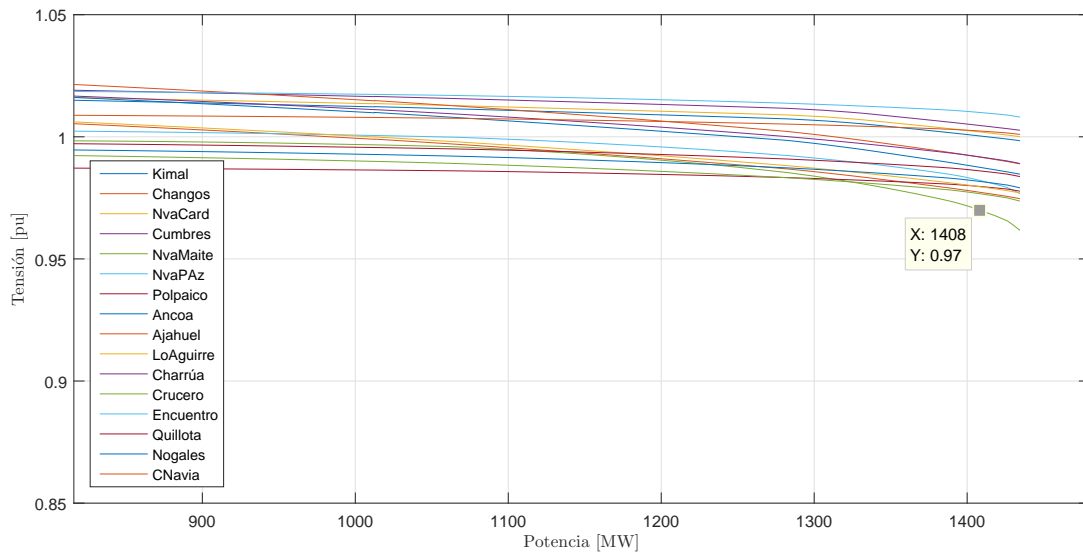


Fig. 4.8: Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2021

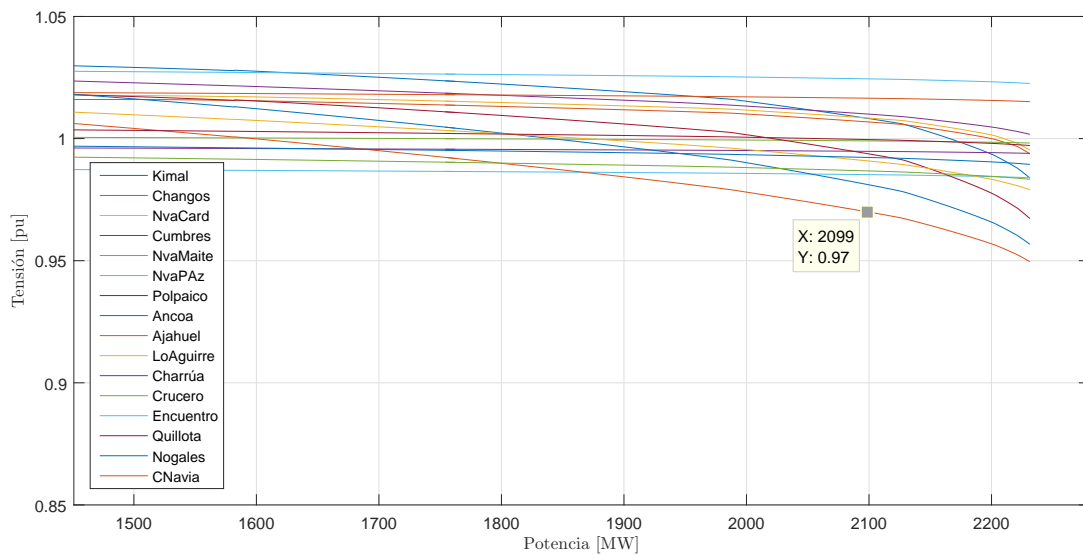


Fig. 4.9: Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2021

c) Resultados año 2024

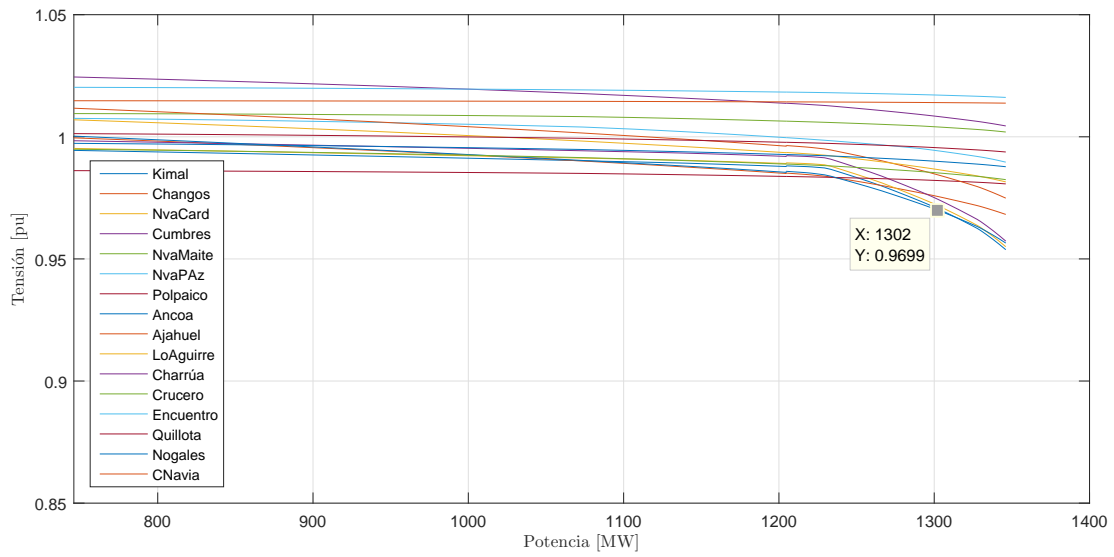


Fig. 4.10: Curva PV transf. SIC-SING, máximas transferencias año 2024

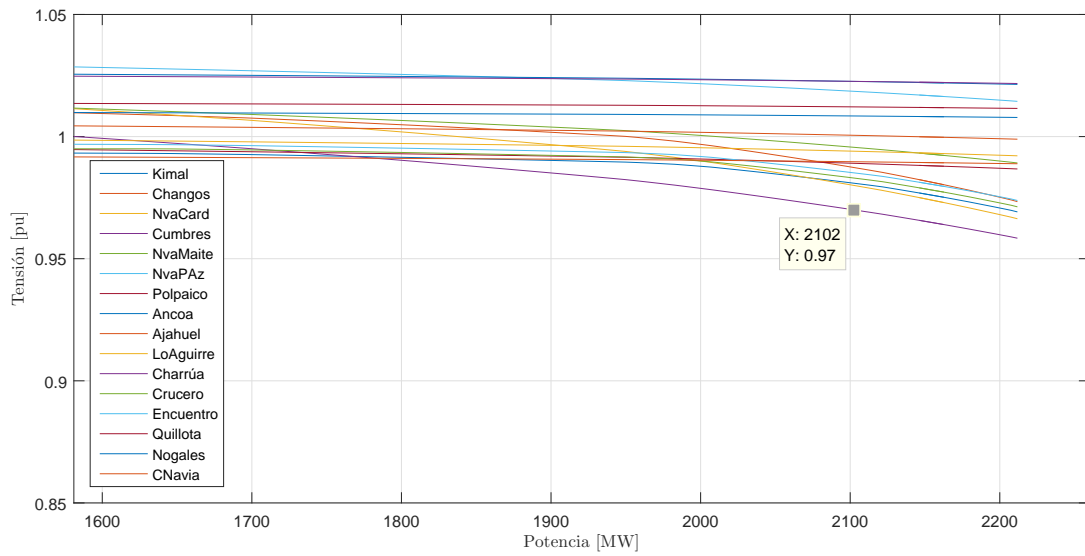


Fig. 4.11: Curva PV transf. SING-SIC, máximas transferencias año 2024

# Capítulo 5

## Análisis modal al año 2018

En el presente apartado se realiza un análisis modal del futuro sistema SIC-SING al año 2018, para todos los escenarios descritos anteriormente. Mediante del método QR [12], DIgSILENT calcula el total de los polos del sistema. También cuenta con la opción de cálculo de factores de participación y vectores propios derechos e izquierdos para cada modo. Para estos últimos (vectores propios), el *software* utiliza la denominación observabilidad y controlabilidad, respectivamente. A su vez, los factores de participación y vectores propios se normalizan de tal forma que el mayor de sus factores tenga valor unitario.

### 5.1. Consideraciones para el estudio

En base a este análisis, se identifican los modos oscilatorios de interés (inter-área) ante distintas condiciones de operación, considerando en servicio los controles de las unidades generadoras disponibles [22]. La detección de dichos modos permite corroborar las condiciones más críticas y/o el incumplimiento normativo [2] y, a su vez, establece las bases para la sintonización del control FACTS POD. En la evaluación del análisis modal de modos electromecánicos, se analiza el desempeño de los modos localizados en el rango de frecuencia comprendido entre 0,2 [Hz] y 2,5 [Hz]. Para estos modos se utilizan los siguientes criterios de evaluación:

- El nivel de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, en régimen permanente (red  $N$ ), debe ser igual o superior a un 10 %, de acuerdo al Artículo 5-49 de la NTSyCS.
- Ante la ocurrencia de una contingencia simple, para el cálculo del amortiguamiento se aplican las exigencias del Artículo 5-43 de la NTSyCS vigente, el cual calcula el nivel de amortiguamiento sobre la evolución temporal de la onda de potencia activa de la línea que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, cuyo valor debe ser superior a 5 %. Por consiguiente, en términos de pequeña señal se adopta este criterio para la evaluación de la condición  $N-1$ .

- Se considerarán como modos de interés, los que posean un nivel de amortiguamiento menor al 20 % en el rango de frecuencia mencionado.
- En cuanto a la criticidad y relevancia de los modos analizados, se consideran con mayor relevancia (a estudiar) los modos inter-área con amortiguamiento menor al 10 %, luego los modos locales o intraplanta que cuenten con bajo amortiguamiento ( $\leq 10\%$ ) y modelos homologados [21], y finalmente, los modos con bajo amortiguamiento correspondientes a máquinas que no cuentan con modelos homologados o simplemente no poseen modelos dinámicos en DIgSILENT.

## 5.2. Principales resultados

A continuación, se presentan los principales resultados del análisis, mostrando en las figuras los polos obtenidos. Para una mejor visualización se presentan los modos con parte imaginaria positiva, considerando al rango de frecuencias mencionado (0,2-2,5 [Hz]). A su vez, se identifican los modos de acuerdo a su rango de frecuencias, y considerando las herramientas de los factores de participación y el *mode shape*, para corroborar su identificación. Se pone especial interés en la identificación de modos inter-área, con un rango aproximado de frecuencia entre 0,2-0,8 [Hz] o  $\sim 1,25$ -5,03 [rad/s] [3]. Este es un rango típico de oscilaciones inter-área, por lo que pueden presentarse con frecuencias cercanas a ese rango.

### 1. Transferencias SING $\rightarrow$ SIC

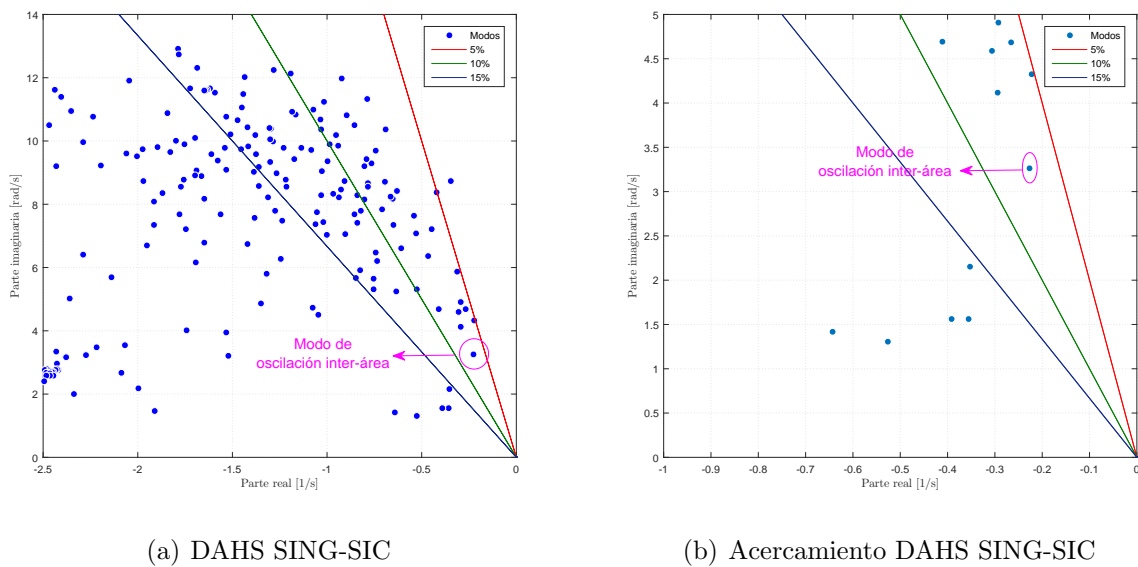
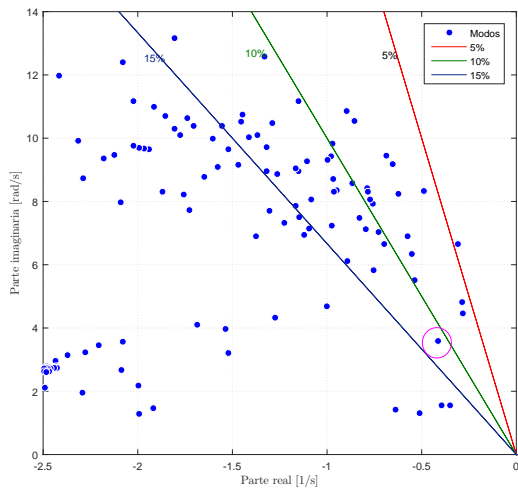
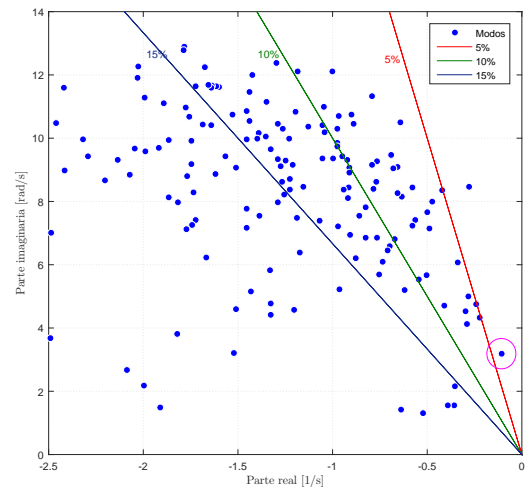


Fig. 5.1: Diagramas de polos escenarios transf. *SING*  $\rightarrow$  *SIC*



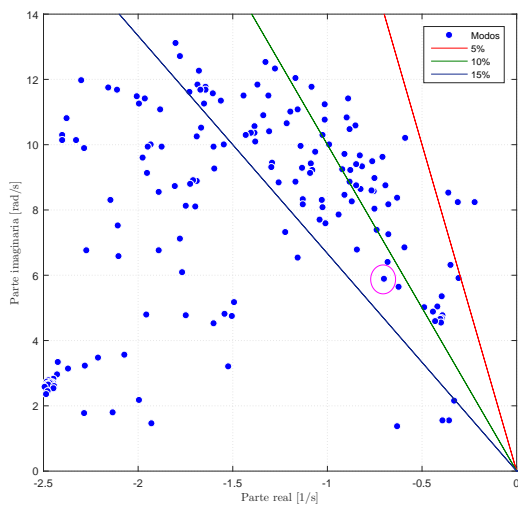
(a) DAHS FULL ERNC SING-SIC



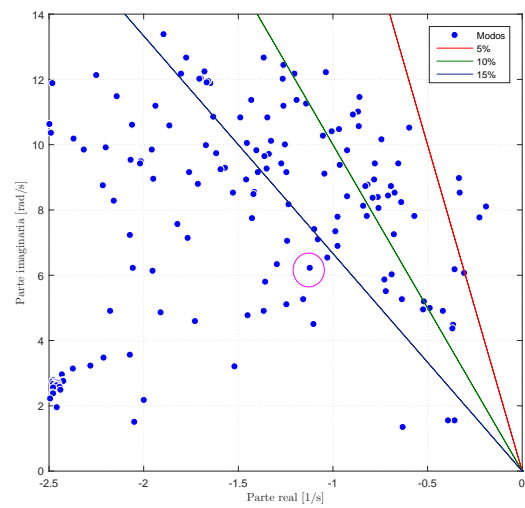
(b) DAHS SIN ERNC SING-SIC

Fig. 5.2: Diagramas de polos escenarios transf. *SING*  $\rightarrow$  *SIC* FULL y SIN ERNC

2. Transferencias SIC  $\rightarrow$  SING



(a) DAHH SIC-SING



(b) DBHH ERNC SIC-SING

Fig. 5.3: Diagramas de polos escenarios transf. *SIC*  $\rightarrow$  *SING*

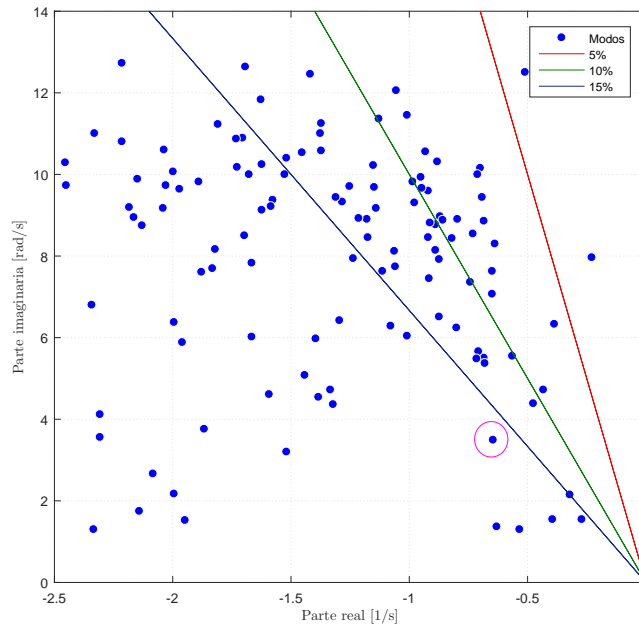


Fig. 5.4: Diagrama de polos escenario DAHH PE SIC-SING

Como se mencionó, el análisis se centra en aquellos modos con bajo nivel de amortiguamiento y que sean del tipo inter-área. De los resultados expuestos en las figuras, se aprecia claramente que la futura interconexión traerá consigo la **aparición de modos inter-área**, los cuales se encierran con un círculo de color magenta.

Para los escenarios de transferencias  $SING \rightarrow SIC$  se presentan los casos más críticos en cuanto al nivel de amortiguamiento del modo inter-área. De acuerdo al análisis realizado el modo de interés (modo SING-SIC de aquí en adelante) presenta un **menor nivel de amortiguamiento para los escenarios de demanda alta e hidrología seca**.

Para el escenario crítico DAHS SIN ERNC SING-SIC, el nivel de amortiguamiento del modo es de 3,3%, mientras que para el escenario DAHS SING-SIC es de 6,8% y para el escenario DAHS ERNC SING-SIC es de 7,7%. Lo anterior, se debe a que al aumentar el despacho de las plantas fotovoltaicas en el norte y disminuir los despachos por unidades generadores (en su mayoría termoeléctricas), el modo SING-SIC aumenta su nivel de amortiguamiento. Lo anterior, se vislumbra en el escenario DAHS FULL ERNC SING-SIC, donde el modo posee un amortiguamiento superior a 10% (como se muestra en la Tabla 5.1). Además, cabe destacar que el modo SING-SIC presenta niveles bajos de amortiguamiento para transferencias menores en un escenario de DAHS, ya que para transferencias cercanas a 900 [MW] el modo posee un nivel amortiguamiento de 7,8%.

Por su parte, en los escenarios con transferencias el modo SING-SIC se encuentra amortiguado satisfactoriamente, a excepción del escenario de DAHS SIC-SING, en el cual el modo de interés

presenta un nivel de 9,8% (al límite con lo normativo). Los diagramas de polos de los demás escenarios se presentan en el anexo electrónico.

La Tabla 5.1 resume la caracterización de los modos de interés para todos los escenarios analizados, observando que las condiciones de mayor interés corresponden a escenarios de mayor despacho térmico y con transferencias altas desde el SING hacia el SIC.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS SIN ERNC	0,50	3,3	SING→SIC	1400
DAHS	0,52	6,8	SING→SIC	1400
DAHS ERNC	0,53	7,7	SING→SIC	1400
DAHH	0,53	8,0	SING→SIC	1400
DAHS	0,51	7,8	SING→SIC	900
DAHS FULL ERNC	0,57	11,5	SING→SIC	1400
DAHS	0,74	9,8	SIC→SING	900
DAHH	0,93	11,8	SIC→SING	450
DBHH	0,54	16,7	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	17,7	SIC→SING	900
DAHH PE	0,56	18,2	SIC→SING	900
DAHM	0,54	12,8	-	0

Tabla 5.1: Nivel de amortiguamiento, modos inter-área

A partir de la Tabla 5.1 se observa que en 6 de los 11 escenarios analizados, el nivel de amortiguamiento no cumple lo establecido en la norma. Para obtener mayores antecedentes de los modos críticos SING-SIC encontrados, se debe conocer el nivel de participación de las unidades involucradas. Lo anterior permitirá conocer las unidades (y su ubicación) más influyentes en los modos y las posibles unidades candidatas para ajustar su PSS (de ser necesario). En las Tablas 5.2, 5.3 y 5.4, se muestran los factores de participación de las unidades generadoras para los casos más críticos (modos con menor nivel de amortiguamiento). Se consideran las unidades con un grado de participación  $\geq 10\%$ .

Modo	1232	Participación		
f [Hz]	$\zeta$	Unidad	$\omega$ [pu]	$\delta$ [pu]
0,53	7,7	U16	0,8	1,0
		CTTAR	0,3	0,4
		Nehuenco U1 TG	0,2	0,0
		U14	0,2	0,3
		Cochrane U1	0,2	0,3
		CTM2	0,1	0,2
		Campiche	0,1	0,0
		U15	0,1	0,2
		IEM I	0,1	0,1
		Kelar TV	0,1	0,2
		Kelar TG 2	0,1	0,2
		NTO2	0,1	0,2
		NTO1	0,1	0,2
		Kelar TG 1	0,1	0,2
		U13	0,1	0,1
		Santa María	0,1	0,0
		CTA	0,1	0,1
		CTH	0,1	0,1
		Antuco U1	0,1	0,0
		Nehuenco U1 TV	0,1	0,0
		ANG1	0,1	0,0
		ANG2	0,1	0,0
		CTM1	0,1	0,0
		Ralco U1	0,1	0,0
		Pehuenche U2	0,1	0,0
		Nehuenco U2 TG	0,1	0,0
		Nueva Renca TG	0,1	0,0
		CTM3-TV	0,1	0,0
		Nehuenco U2 TV	0,0	0,0
		Colbún U2	0,0	0,0
CTM3-TG	0,0	0,1		

Tabla 5.2: Factores de participación modo inter-área DAHS ERNC SING-SIC

Modo	2006	Participación		
f [Hz]	$\zeta$	Unidad	$\omega$ [pu]	$\delta$ [pu]
0,52	6,8	U16	0,9	1,0
		U14	0,2	0,3
		Cochrane U1	0,2	0,3
		CTM2	0,2	0,3
		Kelar TV	0,2	0,2
		Kelar TG 2	0,1	0,2
		Kelar TG 1	0,1	0,2
		IEM I	0,1	0,2
		U15	0,1	0,2
		ANG2	0,1	0,1
		ANG1	0,1	0,1
		CTA	0,1	0,1
		NTO2	0,1	0,1
		NTO1	0,1	0,1
		CTH	0,1	0,1
		U12	0,1	0,1
		U13	0,1	0,1
		CTM1	0,1	0,1
		CTM3-TV	0,1	0,1
		Nueva Ventanas	0,1	0,0
CTM3-TG	0,1	0,1		

Tabla 5.3: Factores de participación modo inter-área DAHS SING-SIC

Modo	1662	Participación		
f [Hz]	$\zeta$	Unidad	$\omega$ [pu]	$\delta$ [pu]
0,51	3,3	U16	0,8	1,0
		CTTAR	0,2	0,3
		Cochrane U2	0,2	0,3
		Cochrane U1	0,2	0,3
		U14	0,2	0,3
		Bocamina U2	0,2	0,0
		CTM2	0,1	0,2
		U15	0,1	0,2
		Nueva Ventanas	0,1	0,0
		Kelar TV	0,1	0,2
		NTO1	0,1	0,1
		NTO2	0,1	0,1
		IEM I	0,1	0,2
		Campiche	0,1	0,0
		Nehuenco U1 TG	0,1	0,0
		Kelar TG 1	0,1	0,2
		Kelar TG 2	0,1	0,2
		San Isidro U2 TG	0,1	0,0
		CTA	0,1	0,1
		CT	0,1	0,1
		U12	0,1	0,1
		U13	0,1	0,1
		Santa María	0,1	0,0
		ANG2	0,1	0,1
		ANG1	0,1	0,1
		CTM1	0,1	0,0
		CTM3-TV	0,1	0,0
Pangue U1	0,1	0,0		
Nehuenco U1 TV	0,1	0,0		

Tabla 5.4: Factores de participación modo inter-área DAHS SIN ERNC SING-SIC

A su vez, para corroborar el tipo de modo clasificado, se utilizó la herramienta de los vectores de observabilidad (*mode shape*), la cual permite visualizar entre qué unidades se presentan oscilaciones de pequeña señal. Dicha herramienta permite verificar visualmente el modo inter-área y la veracidad de la clasificación. En la Figura 5.5 se presenta la caracterización del modo SING-SIC para el escenario de DAHS SING-SIC, graficando los vectores de observabilidad asociados a la velocidad de cada unidad generador, normalizando sus valores respecto al de mayor magnitud.

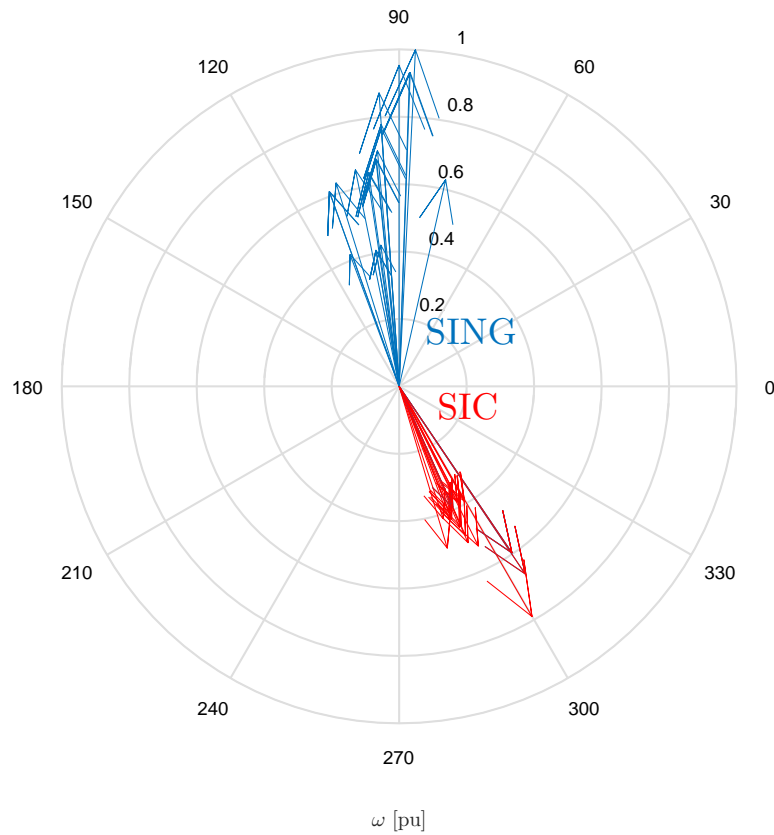


Fig. 5.5: Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC

De la Figura 5.5 se observa que las unidades con mayor participación en el modo SING-SIC oscilan en contra-fase, con una diferencia angular mínima de aproximadamente  $133^\circ$  y máxima de  $183^\circ$ , es decir, oscilan en dicho rango con algunas unidades oscilando absolutamente en contra-fase. De esta manera, se verifica que el modo es efectivamente un modo inter-área, con la magnitud de los vectores de las unidades del SING levemente mayores que los del SIC, lo que se condice con los factores de participación. En la Tabla 5.5 se presentan la magnitud de los vectores graficados y su unidad asociada respectiva.

Observabilidad $\omega$ modo SING-SIC					
SING			SIC		
Unidad	Magnitud [pu]	Ángulo [°]	Unidad	Magnitud [pu]	Ángulo [°]
U14	1	87,23	CH Ancoa	0,78	-60,03
U16	0,95	90,01	San Andres U1	0,67	-56,14
U12	0,93	88,09	San Andres U2	0,67	-56,14
U13	0,93	87,98	El Paso U1	0,6	-55,92
U15	0,87	93,90	El Paso U2	0,6	-55,92
Cochrane U1	0,78	93,92	El Paso U3	0,6	-55,92
CHAP	0,77	93,94	Viñales	0,53	-63,65
CAVA	0,7	95,25	Rio Colorado	0,51	-66,25
NTO2	0,68	95,82	Itata	0,5	-73,44
NTO1	0,68	95,71	Celco	0,48	-66,05
CTM1	0,66	101,39	Antuco U1	0,45	-66,18
CTH	0,65	98,50	Antuco U2	0,45	-66,82
CTA	0,64	98,08	Santa Fe Energís	0,42	-68,45
Kelar TV	0,63	107,20	Capullo	0,42	-69,41
CTM2	0,63	77,32	Confluencia U1	0,41	-60,18
Kelar TG1	0,61	109,69	Curillinque	0,4	-63,32
Kelar TG2	0,61	109,69	Canutillar U1	0,4	-70,97
IEM I	0,42	97,37	Canutillar U2	0,4	-70,97
CTM3	0,42	110,39	Isla U1	0,39	-62,71
ANG2	0,41	99,64	Las Lajas U1	0,39	-66,12
ANG1	0,41	99,68	Las Lajas U2	0,39	-66,12

Tabla 5.5: Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC

A su vez, en el anexo electrónico se muestran los factores de participación de todos los demás escenarios. El detalle de los factores de participación entrega la información de las unidades con mayor grado de participación en los modos inter-áreas y de las veces que participa en los distintos modos. Lo anterior, se considerará para la elección de las máquinas en las que se podría ajustar su PSS.

### 5.2.1. Modos con amortiguamiento $< 10\%$

A partir de los diagramas de polos mostrados anteriormente, se observa claramente que existen varios modos de oscilación con un amortiguamiento menor al 10%, de los cuales en su mayoría participan unidades sin controles homologados en terreno o simplemente no cuentan con modelo dinámico en la base de datos provistos por el Coordinador. En las Tablas 5.6 y 5.7 se muestran los modos con amortiguamiento bajo para un escenario de transferencias  $SING \rightarrow SIC$

(DAHS) y un escenario de transferencias  $SIC \rightarrow SING$  (DAH), respectivamente. Dichos modos se clasifican de acuerdo a su rango de frecuencia, las unidades que participan (factores de participación) y utilizando la herramienta de *mode shape*, al igual como se identificaron los modos inter-área.

Modos DAHS SING-SIC			
f [Hz]	$\zeta$	Unidades	Tipo
1,39	3,96	Picoiquen	Local
1,33	5,04	San Ignacio	Local
0,69	5,13	San Andrés U1, San Andrés U2, El Paso U1, El Paso U2, El Paso U3	Local
0,94	5,30	Nueva Aldea U1, Nueva Aldea U3	Local
0,78	5,94	El Paso U1, El Paso U2, El Paso U3	Local
1,15	6,19	Diego de Almagro U1	Local
1,65	6,66	La Paloma, Los Molles U1, Los Molles U2	Local
1,80	6,95	Palmucho	Local
<b>1,22</b>	<b>7,05</b>	<b>Kelar TG1, Kelar TG2</b>	<b>Local</b>
0,66	7,13	CH Ancoa	Local
1,01	7,28	Isla U1, Isla U2, Curillinque, Cipreses U1, Cipreses U2, Cipreses U3	Local
<b>1,13</b>	<b>7,46</b>	<b>KelarTV, CTM3-TV, Kelar TG1, Kelar TG2</b>	<b>Local</b>
1,34	7,46	Ensenada, Pilmaiquen U4, Pilmaiquen U5	Local
1,54	7,63	Alfalfal U1	Local
1,91	7,68	La Paloma, Los Molles U1, Los Molles U2	Local
1,30	7,97	El Canelo, Allipen	Local
1,31	8,03	Blanco (Aconcagua U1), Juncal (Aconcagua U2)	Local
1,48	8,21	Allipen, El Canelo	Local
1,72	8,26	Pilmaiquen U1, Pilmaiquen U2, Pilmaiquen U3	Intraplanta
<b>1,50</b>	<b>8,38</b>	<b>CTM1, CTA, CTH</b>	<b>Local</b>
1,47	8,67	CH La Montaña - 3MW	Local
0,75	8,71	Rio Colorado	Local
1,17	8,79	CTM3-TV, Kelar TG 1, Kelar TG 2, Kelar TV	Local
1,25	8,98	Comasa U1, Pilmaiquen U4, Pilmaiquen U5, Comasa U2	Local
1,79	9,00	Canutillar U1, Canutillar U2	Intraplanta
1,38	9,04	Chacayes U2, Chacayes U1, Sauzal U3	Local
1,36	9,12	Cipreses U2, Cipreses U3	Local
1,05	9,14	Dongo, Capullo	Local
1,62	9,33	U15, U12	Local
1,57	9,51	Valdivia, Canutillar U1, Canutillar U2, Rucatayo	Local

Tabla 5.6: Modos DAHS SING-SIC

Modos DAHH SIC-SING			
f [Hz]	$\zeta$	Unidades	Tipo
1,31	2,71	Machicura U2	Local
1,31	3,76	Blanco (Aconcagua U1)	Local
1,36	4,23	San Ignacio	Local
0,94	5,17	Nueva Aldea U3, Nueva Aldea U2, Nueva Aldea U1	Local
1	5,55	Isla U2, Isla U1, Curillínque, Cipreses U2, Ciprecese U3, Cipreses U1	Local
1,63	5,74	La Paloma, Los Molles U1, Los Molles U2	Local
1,53	7,36	Picoiquen, Alto Renaico	Local
0,85	7,37	Itata	Local
1,33	7,53	Ensenada, Pilmaiquen U4, Pilmaiquen U5	Local
1,82	7,77	Palmucho	Local
1,39	7,88	Pilmaiquen U5, Pilmaiquen U4	Local
1,51	8,02	CTM1, CTA, CTH	Local
1,68	8,02	Canutillar U1-U2, Pilmaiquen U1-U2-U3, Trapen U4-U3-U2-U1	Local
0,76	8,21	CH Ancoa, Viñales, Río Picoiquen, Celco	Local
1,73	8,24	Pilmaiquen U1, Pilmaiquen U3, Pilmaiquen U2	Local
1,3	8,25	El Canelo	Local
0,8	8,27	CH Ancoa, Viñales, Celco	Local
1,43	8,34	Chacayes U1, Chacayes U2	Local
0,74	8,47	CTTAR, CTA, CTH, CTM1, CTM2, NTO2, U15, NTO1, U12, U11	Local
0,74	8,59	El Paso U1, El Paso U2, El Paso U3	Local
1,09	8,6	Dongo, Capullo	Local
1,49	8,71	CH La Montaña	Local
0,73	8,72	San Andrés U2, San Andrés U1, El Paso U1, El Paso U3, El Paso U2	Local
1,37	8,76	Cipreses U3, Cipreses U2	Local
1,37	8,91	Ensenada, Pilmaiquen U4, Pilmaiquen U5, Bonito1, Valdivia, Lican	Local
1,5	8,96	Alfalfal U2, Alfalfal U1	Local
1,79	8,97	Canutillar U2, Canutillar U1	Intraplanta
0,78	9,05	Río Picoiquen, CTTAR	Local
1,87	9,18	La Paloma, Los Molles U1, Los Molles U2	Local
1,28	9,29	PetroPower	Local
1,16	9,31	Chiburgo U2, Chiburgo U1, San Clemente	Local
0,73	9,32	San Andrés U1, San Andrés U2	Local
1,71	9,38	La Arena	Local
1,47	9,49	Juncal (Aconcagua U2), Blanco (Aconcagua U1)	Local
1,38	9,50	Queltehues U1, Queltehues U2, Queltehues U3	Local
1,39	9,62	NTO2, NTO1, CTM1, U15, CTH, CTA, CHAP	Local

Tabla 5.7: Modos DAHH SIC-SING

Como se observa en las tablas anteriores, la mayoría corresponde a unidades pequeñas y/o con modelos dinámicos no homologados [22]. No obstante, algunos de los modos son de mayor interés debido a las máquinas involucradas, tales como el modo donde participan las centrales del proyecto TEN (IEM I, CTM3-TG y TV), la nueva planta Kelar y las de Chacaya (CTM1,

CTM2, CTA y CTH). Dichos modos en el escenario de DAHS SING-SIC, corresponden a los modos de 1,13 [Hz], 1,22 [Hz] y 1,5 [Hz], con un nivel de amortiguamiento de 7,46 %, 7,05 % y 8,38 % respectivamente, de acuerdo a la Tabla 5.6. En [22] se detalla el estado de los controladores de las unidades de generadoras del SIC, y existe el mismo informe para el SING.

### 5.3. Criterio $N-1$

A su vez, se realiza un análisis bajo el criterio de seguridad  $N-1$  de manera de observar el comportamiento del modo inter-área. Lo anterior se realiza considerando la pérdida de uno de los circuitos paralelos de los tramos entre la S/E Changos hasta la S/E Polpaico del enlace de 500 [kV], la pérdida de un circuito de la línea 220 [kV] Los Changos-Kapatur y la pérdida de los transformadores en las subestaciones Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar, para uno de los escenarios más críticos DAHS SING-SIC. Se presentan los resultados en la Figura 5.6.

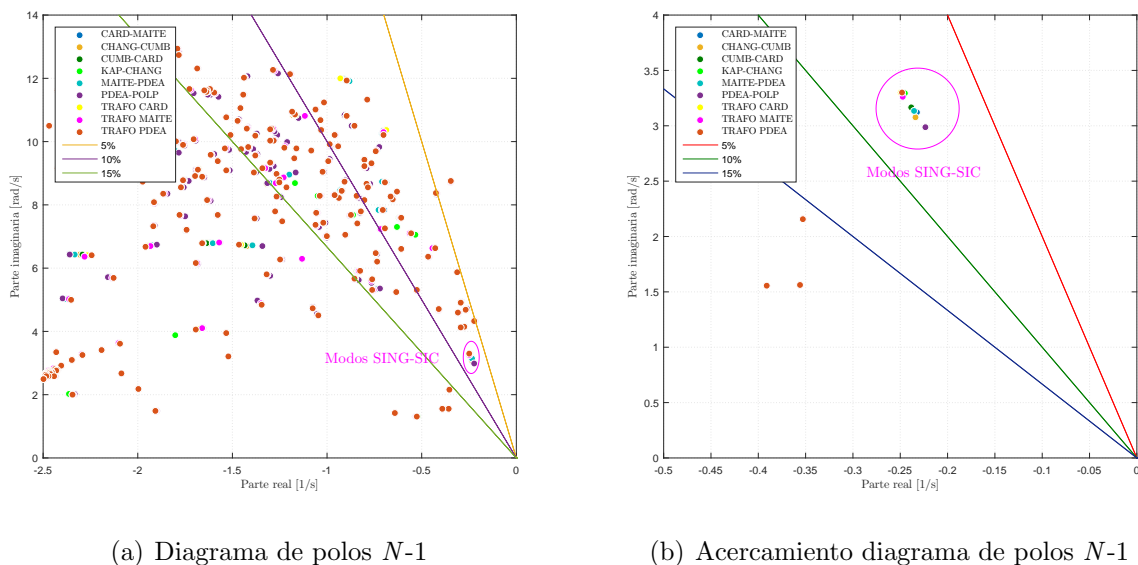


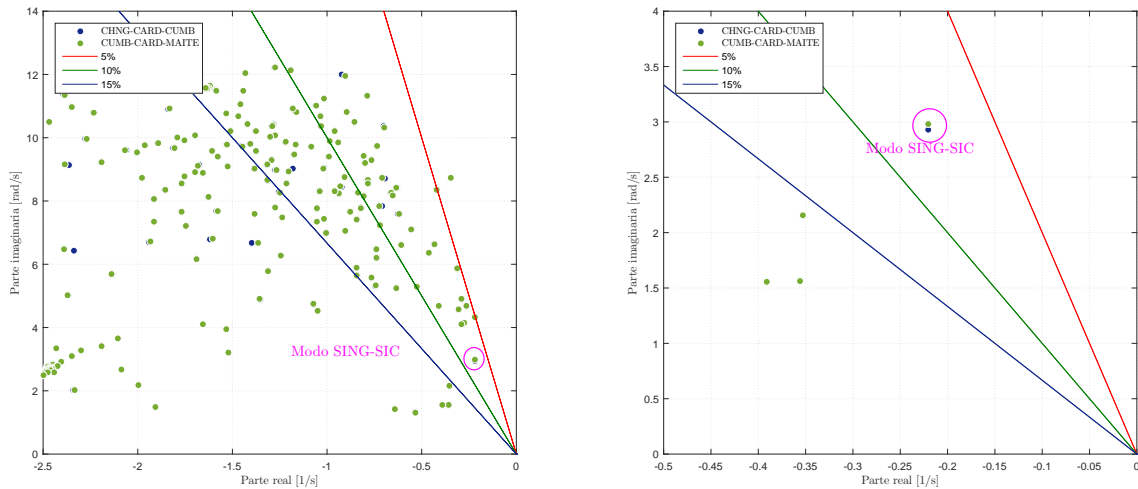
Fig. 5.6: Análisis  $N-1$  escenario DAHS SING-SIC

De la figura se puede apreciar que el modo SING-SIC no varía mayormente, manteniendo un nivel de amortiguamiento en torno a 7,5 % (en red  $N$  es de 7,7 %), lo cual resulta mayor al 5 % establecido por la norma [2] para contingencias simples. Por lo tanto, la pérdida de alguno de los tramos del nuevo enlace de 500 [kV] no genera un impacto significativo en los modos y sus niveles de amortiguamiento.

A su vez, se realiza un análisis  $N-2$ , correspondiente a la pérdida de unos de los circuitos del enlace Changos-Cumbres-Cardones y Cumbres-Cardones-Maitencillo. El análisis  $N-2$  para la pérdida de una línea de doble circuito entre la S/E Changos y la S/E Nueva Cardones no vale

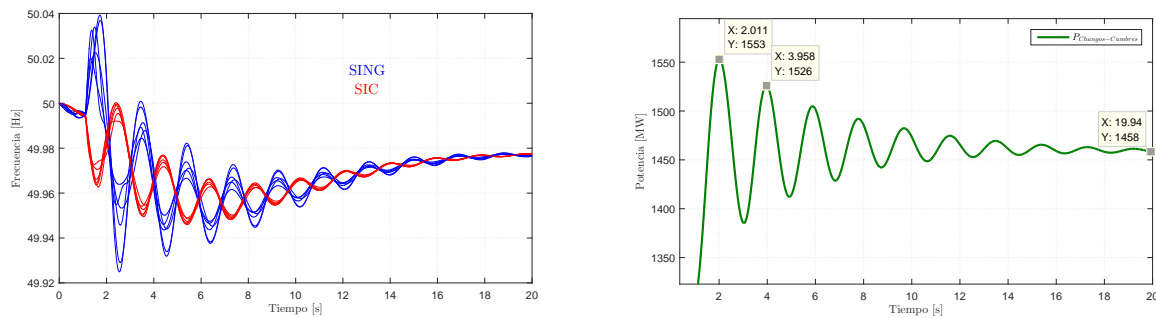
la pena estudiar, ya que al perder un enlace de doble circuito se aíslan los dos sistemas, no convergiendo el problema de flujo de potencia para los casos de más estrés.

A continuación, en la Figura 5.7 se presentan los resultados para las contingencias  $N-2$  mencionadas.

(a) Diagrama de polos  $N-2$ (b) Acercamiento diagrama de polos  $N-2$ Fig. 5.7: Análisis  $N-2$  escenario DAHS SING-SIC

Se puede observar claramente que el modo SING-SIC tampoco varía mayormente, teniendo un nivel de amortiguamiento de 7,51 % para la pérdida de un circuito del enlace Changos-Cardones-Cumbres y de 7,37 % para la pérdida de un circuito del enlace Cumbres-Cardones-Maitencillo. Por lo tanto, se concluye que la pérdida de dos tramos consecutivos de un circuito del enlace de 500 [kV], tampoco genera un impacto significativo en los modos y su amortiguamiento para el análisis de pequeña señal.

Los resultados mostrados, para el análisis  $N-1$ , pueden ser visualizados dinámicamente al evaluar la evolución temporal de la frecuencia y la potencia por la línea 500 [kV] Los Changos-Nueva Cardones, al desconectar un circuito y medir la potencia por el circuito sano. Para mayor detalle revisar la Figura 5.8.



(a) Frecuencia unidades generadoras SING-SIC      (b) Potencia por circuito sano línea 500 kV Los Changos-Nueva Cardones

Fig. 5.8: Desconexión circuito 1 línea 500 [kV] Los Changos-Nueva Cardones

Del evento simulado, se observa la oscilación en contra-fase de las máquinas del SING con las del SIC, lo cual corrobora el resultado del análisis modal respecto al modo inter-área SING-SIC. Además, se calcula el nivel de amortiguamiento sobre la evolución temporal de la potencia, de acuerdo a la relación que utiliza los máximos de potencia  $A1/A2$  expresada en el Artículo 5-44 de la norma [2], la cual se muestra a continuación:

$$\zeta = -\frac{\log_e R_A}{2\pi\sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100 \quad (5.1)$$

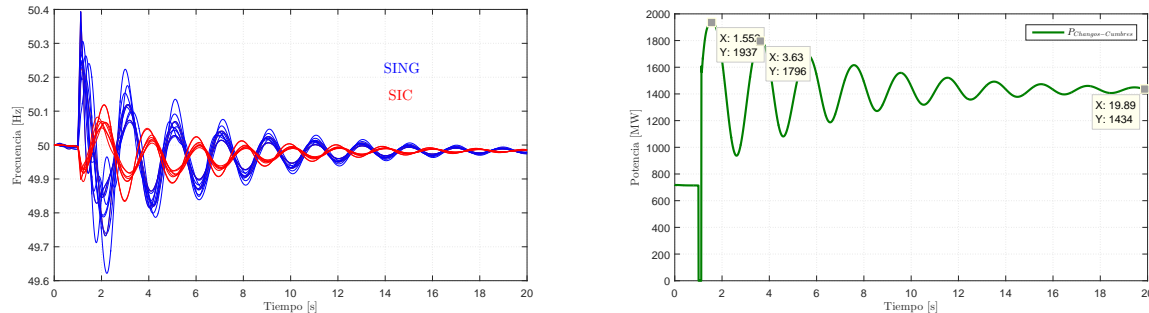
Con  $R_A = \frac{A2}{A1}$ , el nivel de amortiguamiento es de 5,3 % para la potencia mostrada en la Figura 5.8, lo que se condice con el análisis previo realizado. Las máquinas asociadas se muestran en la Tabla 5.8.

Unidades Participantes	
SING	SIC
CTM1	Nehuenco U1 TG
CTM2	Nehuenco U1 TV
CTM3-TG	Nueva Ventanas
CTTAR	Pehuenche U2
IEMI	Ralco U1
U16	Santa María

Tabla 5.8: Frecuencia unidades participantes

A su vez, se realiza el mismo ejercicio simulando un cortocircuito trifásico al 1 % de la longitud de la línea 500 [kV] Los Changos - Nueva Cardones, desde el extremo Los Changos, y midiendo la evolución temporal de la potencia por el circuito sano y la frecuencia de las máquinas

involucradas (las principales), lo que se muestra en la Figura 5.9. Se considera un tiempo de despeje de la falla de 120 [ms] de acuerdo a [2].



(a) Frecuencia unidades generadoras SING-SIC      (b) Potencia por circuito sano línea 500 kV Los Changos-Nueva Cardones

Fig. 5.9: Cortocircuito trifásico circuito 1 línea 500 [kV] Los Changos-Nueva Cardones

Se observa que se obtienen resultados similares, donde las máquinas del SING oscilan respecto a las del SIC. Por su parte, el nivel de amortiguamiento sobre la evolución temporal de la potencia entrega un valor de 5,2%, lo que se condice con los resultados anteriores.

## 5.4. Análisis de los resultados

A partir del análisis modal efectuado con horizonte al año 2018, se destacan los siguientes resultados:

- A partir de los resultados obtenidos del análisis de los distintos escenarios, se evidencia claramente la aparición de un modo inter-área SING-SIC, producto de la interconexión de los dos sistemas. Dicho modo produce que las unidades del SING oscilen con las unidades del SIC en contra-fase. Lo anterior se puede observar dinámicamente al perder un circuito del enlace Changos-Cumbres luego de una falla simple.
- Los escenarios de transferencias  $SING \rightarrow SIC$  presentan los modos inter-área más críticos, con nivel de amortiguamiento más bajo. En dichos escenarios, los de hidrología seca favorecen en mayor medida la aparición de modos de oscilación con baja frecuencia respecto a los escenarios de hidrología húmeda. A su vez, en los escenarios de hidrología seca y demanda alta, los modos de oscilación tienden a disminuir su amortiguamiento al aumentar el despacho de unidades térmicas en el SING y al disminuir la generación ERNC (escenario de alta inercia).

- En general, para los escenarios de transferencia  $SIC \rightarrow SING$  los modos oscilatorios presentan niveles de amortiguamiento más elevados y el modo SING-SIC se encuentra amortiguado satisfactoriamente, salvo en un escenario (DAHS) donde el amortiguamiento está justo en el valor normativo  $\sim 10\%$ .
- En todos los escenarios se encontraron otros modos con bajo nivel de amortiguamiento, los que en su mayoría están asociados a unidades que no cuentan con sus controles homologados o no cuentan con su modelo. Actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra desarrollando el *plan de sintonización de PSS* de acuerdo a [22], por lo que se espera que dichos modos mejoren su nivel de amortiguamiento. A su vez, se encuentran modos locales de interés con amortiguamiento menor a  $10\%$ , donde participan unidades importantes con algunos o todos sus controles homologados<sup>1</sup>.
- Del análisis  $N-1$  y  $N-2$ , se observa que la pérdida de un circuito o dos circuitos consecutivos del nuevo enlace de 500 [kV], no produce grandes cambios a nivel de los modos de oscilación y sus niveles de amortiguamiento.
- El escenario más crítico es el de demanda alta, hidrología seca (DAHS) y sin generación ERNC. A su vez, los otros escenarios de DAHS son los siguientes escenarios más críticos, contando con alta participación de unidades del SING (posibles candidatos para ajuste de PSS). Dichos modos críticos se encuentran en el rango de 0,50-0,53 [Hz].

---

<sup>1</sup>Debido al alcance del presente trabajo y al plan llevado por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, no se profundiza en las máquinas con controles no homologados.

# Capítulo 6

## Integración de dispositivo FACTS

En el presente capítulo se estudia la integración de un dispositivo FACTS a la interconexión. Se procede de la siguiente manera:

1. Se presenta un SEP de prueba donde se justifica el FACTS seleccionado a utilizar, además de considerar las limitaciones de la futura interconexión.
2. Se realiza un análisis modal con la integración del FACTS en la S/E Changos 220 [kV], de manera de observar su efecto en el modo SING-SIC de los casos más críticos.
3. Mediante el método del valor residual se selecciona la mejor ubicación por el dispositivo FACTS, considerando como punto inicial la S/E Los Changos, y luego se ajusta la función POD verificando su incidencia en el modo SING-SIC.
4. En base a los resultados obtenidos con el dispositivo FACTS con función POD, se estudia la necesidad de ajustar los estabilizadores (PSS) de las máquinas necesarias para garantizar el amortiguamiento satisfactorio del modo inter-área.
5. Finalmente, se realiza una verificación dinámica con el equipo FACTS y los ajustes propuestos, para el o los escenarios más críticos.

### 6.1. FACTS seleccionado

Considerando las características de la futura interconexión, donde las líneas en construcción ya cuentan con sus compensaciones definidas (tanto compensación serie, como reactores de línea al principio y/o final de la línea), no vale la pena considerar FACTS del tipo serie (ni tampoco el UPFC), dada la imposibilidad de su instalación o la complejidad de la modificación de las compensaciones series ya existentes.



Lo anterior, para contar una capacidad de  $\pm 100$  [MVar] en ambos dispositivos, y así poder compararlos.

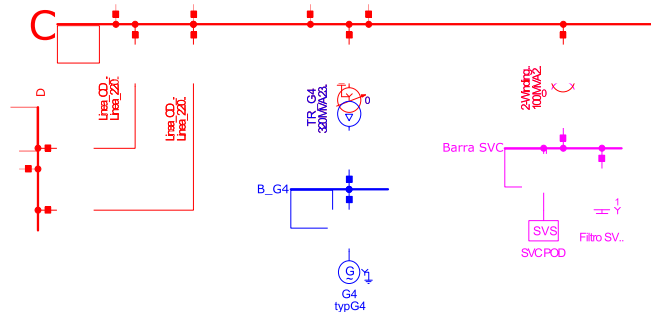


Fig. 6.2: Integración SVC SEP de prueba

Para comparar ambos dispositivos, se simula un cortocircuito en la línea que va desde la barra C a la B (al 1% de la longitud de la línea desde el extremo C), midiendo la evolución en el tiempo de la potencia activa por la línea sana que va desde C hacia A y la tensión en la barra C. Mediante dicha simulación se compara la respuesta dinámica de cada dispositivo al control de tensión en la barra donde están conectadas y al flujo de potencia en la línea C-A. En la Figura 6.3 se muestran los resultados obtenidos.

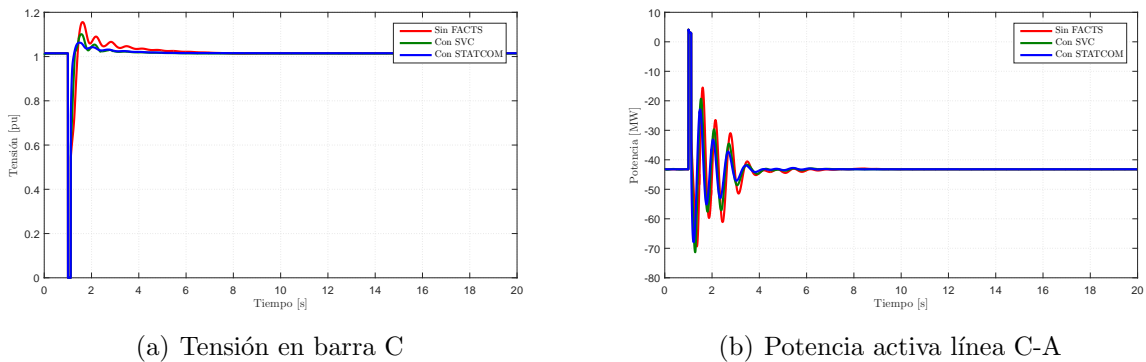
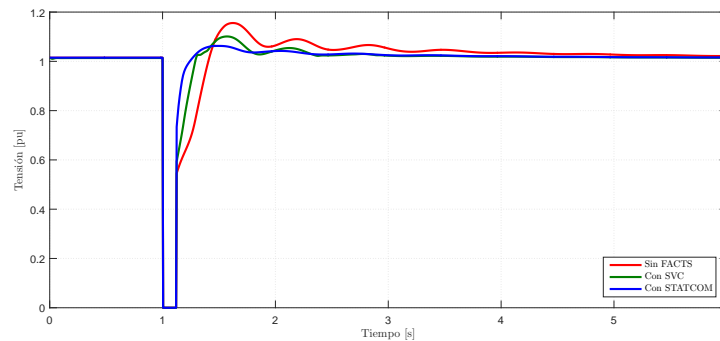
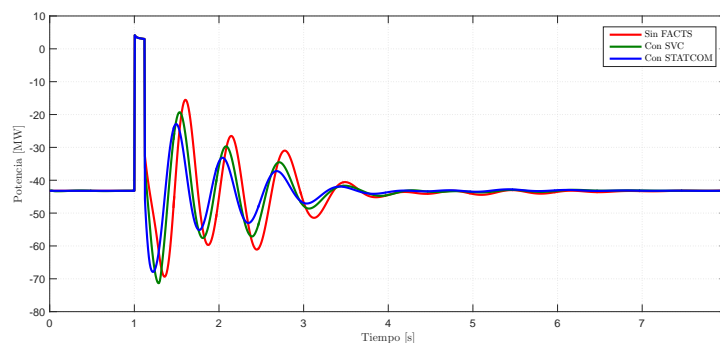


Fig. 6.3: Comparación caso base, SVC y STATCOM

A continuación se muestran un acercamiento de las figuras anteriores:



(a) Tensión en barra C, acercamiento



(b) Potencia activa línea C-A

Fig. 6.4: Acercamiento comparación caso base, SVC y STATCOM

De los resultados de las simulaciones se observa claramente que la respuesta dinámica por parte del STATCOM es superior al SVC, lo que confirma lo mencionado anteriormente. En publicaciones de los mismos fabricantes de estos tipos de dispositivos, se presentan en detalle las diferencias de las tecnologías utilizadas [11,23], de todas formas en el Anexo C se presentan las diferencias más relevantes.

En base a las limitaciones de la interconexión y de acuerdo al análisis realizado en el SEP de prueba<sup>2</sup>, es que se utilizará el STATCOM como el FACTS para ayudar a mitigar las oscilaciones de potencia de la interconexión. A su vez, para la capacidad del equipo estudiado, el costo de implementar un STATCOM o un SVC es similar, lo cual se detallará en la sección 7.2.6.

<sup>2</sup>En la base de datos anexada al presente trabajo se detalla el circuito y la implementación de los demás dispositivos FACTS estudiados

## 6.2. Análisis modal

Para la integración del STATCOM se considera inicialmente su conexión en la S/E Los Changos para evaluar su impacto en la interconexión y posteriormente se realiza el análisis de sensibilidad conectándolo en otras subestaciones, utilizando el método del valor residual para determinar su mejor ubicación. Se considera un STATCOM de una capacidad de  $\pm 150$  [MVAR], de acuerdo a lo solicitado por Transelec para el presente estudio y a los requerimientos mínimos de reactivos vislumbrados, como el hecho que deba estar conectado el reactor de 175 [MVAR] en la S/E Changos para lograr la convergencia del problema de flujo de potencia en los escenarios de transferencias altas desde el SING hacia el SIC<sup>3</sup>. En la Figura 6.5, se muestra el dispositivo conectado a la barra de 220 [kV] de la S/E Los Changos, el cual consta con un módulo de un VSC conectado a la barra mediante un reactor y un transformador de 150 [MVA] (para más detalle ver Anexo C).

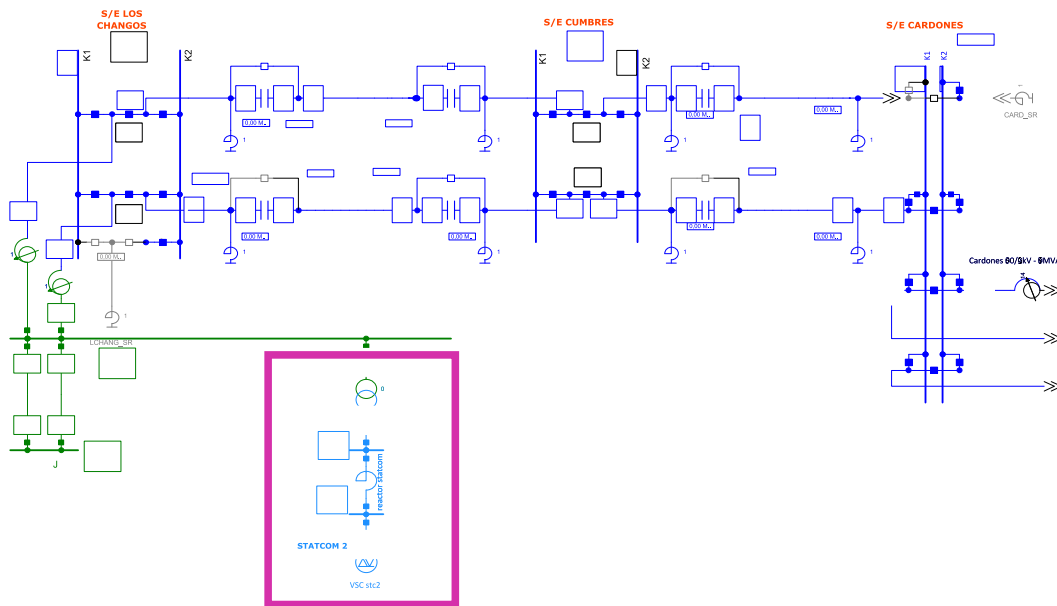
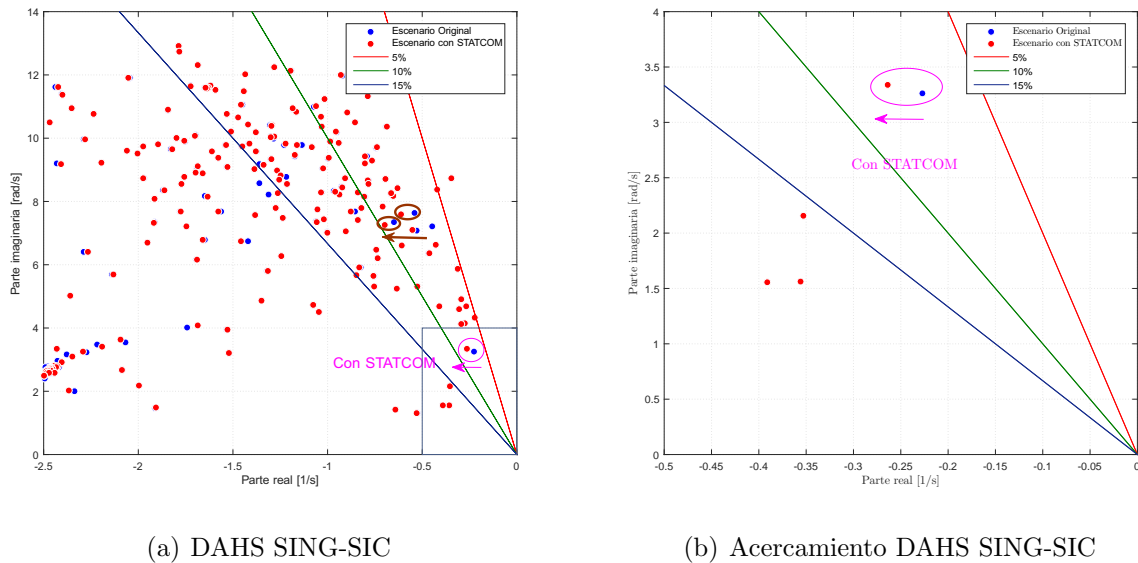


Fig. 6.5: Integración STATCOM en la S/E Los Changos

Se realiza un análisis modal de todos los escenarios modelados al año 2018 con la conexión del nuevo STATCOM. No obstante, sólo se presenta el diagrama de polos para uno de los escenarios más críticos ya vislumbrados anteriormente, transferencias *SING*  $\rightarrow$  *SIC* DAHS.

<sup>3</sup>A su vez, en [20] y [21] se detallan los requerimientos reactivos en el nuevo sistema.



(a) DAHS SING-SIC

(b) Acercamiento DAHS SING-SIC

Fig. 6.6: Diagramas de polos escenario transf. *SING*  $\rightarrow$  *SIC*

De las figuras mostradas se puede apreciar que la conexión del STATCOM mejora el nivel de amortiguamiento del modo SING-SIC. Para este escenario su nivel aumentó de 6,8% a 7,9%. A su vez, el equipo mejora los niveles de amortiguamiento de otros modos locales relevantes, como los modos donde participan las centrales Kelar y CTM3, donde los modos expuestos en la Tabla 5.6 mejoran de 8,79% a un nivel de 9,50% en el modo Kelar-CTM3-TV y de 7% a 8% en el modo Kelar TG1-2. Lo anterior se ilustra con color marrón en el diagrama de polos mostrado.

Por lo tanto, se observa que el sólo hecho de la conexión del STATCOM mejora la respuesta del sistema a nivel de pequeña señal. A su vez, se realiza la sensibilidad del impacto de un SVC conectándolo en la barra de 220 [kV] de la S/E Los Changos, obteniendo también buenos resultados con un aumento del nivel de amortiguamiento del modo SING-SIC a un 7,5% (ver anexo electrónico). Lo anterior corrobora lo antes expuesto, con el STATCOM teniendo un efecto superior en el modo SING-SIC.

Del análisis modal realizado a todos los escenarios modelados, se presentan en la Tabla 6.1 los resultados del impacto del STATCOM en el modo inter-área en cada escenario.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\zeta_{Stc}$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS SIN ERNC	0,50	3,3	4,6	SING→SIC	1400
DAHS	0,52	6,8	7,9	SING→SIC	1400
DAHS ERNC	0,53	7,7	8,7	SING→SIC	1400
DAHH	0,53	8,0	9,0	SING→SIC	1400
DAHS	0,51	7,8	14,4	SING→SIC	900
DAHS FULL ERNC	0,57	11,5	11,7	SING→SIC	1400
DAHS	0,74	9,8	9,6	SIC→SING	900
DAHH	0,93	11,8	12,1	SIC→SING	450
DBHH	0,54	16,7	15,0	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	17,7	17,1	SIC→SING	900
DAHH PE	0,56	18,2	17,2	SIC→SING	900
DAHM	0,54	12,8	12,5	-	0

Tabla 6.1: Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM

A partir de la tabla expuesta, se aprecia que la instalación del dispositivo FACTS mejora todos los modos SING-SIC de los casos más críticos, reduciendo en 5 los modos con amortiguamiento  $< 10\%$ , de los cuales dos modos están cercanos al mínimo (modos con  $\zeta$  igual a  $9\%$  y  $9,6\%$ ). Por otro lado tiene un pequeño efecto negativo en los modos para los escenarios de transferencias  $SIC \rightarrow SING$ , sin embargo, sus niveles de amortiguamiento son satisfactoriamente altos y cumplen con la normativa. El equipo tiene especial impacto en los escenarios de transferencia  $SING \rightarrow SIC$ , los cuales son los modos de mayor interés. No obstante, aún los niveles de amortiguamiento de los casos más críticos se encuentran por debajo del  $10\%$  mínimo, por lo que es necesario mejorar estos niveles. En base a la necesidad planteada, es que se debe incorporar la función POD al STATCOM.

### 6.3. Ubicación FACTS y ajuste de la función POD

Tal y como se observa en la Tabla 6.1, aún existen modos con bajo nivel de amortiguamiento, por lo que es de vital importancia incorporar la función POD al nuevo dispositivo FACTS de manera correcta, con el objetivo de ayudar a mejorar los niveles de amortiguamiento.

En primer lugar, se debe encontrar la mejor ubicación para el STATCOM, lo que se lleva a cabo mediante el método del valor residual descrito anteriormente. En base a lo recomendado por Transelec y de acuerdo a la importancia de las futuras instalaciones de la interconexión, se probará la conexión del dispositivo FACTS en las siguientes subestaciones:

- S/E Los Changos 220 [kV], ubicación base.
- S/E Los Changos 500 [kV].

- S/E Cumbres 500 [kV].
- S/E Kapatur 220 [kV].

A continuación, en la Tabla 6.2 se presentan los valores residuales asociados al STATCOM para su conexión en las distintas opciones:

S/E	Valor Residual $ R_i  \cdot 10^{-7}$
Los Changos 220 [kV]	<b>8,34</b>
Los Changos 500 [kV]	8,30
Cumbres 500 [kV]	6,42
Kapatur 220 [kV]	5,61

Tabla 6.2: Valores residuales

En la Tabla 6.2 se expone claramente que la mejor ubicación (al año 2018) para el nuevo STATCOM, es la S/E Los Changos. De los resultados se aprecia que el valor residual es levemente mayor al conectar el dispositivo en las barras de 220 [kV] de la S/E Los Changos, por lo que se mantiene la conexión inicial realizadas. Además, se debe tener en cuenta que el costo de implementar el equipo en 220 [kV] es considerablemente menor que el de implementarlo en 500 [kV].

Para ajustar los parámetros de la función POD, se debe considerar la frecuencia del modo de interés que se quiere influir, por lo que se considera el rango de frecuencia de los modos SING-SIC de los casos más críticos, 0,50-0,53 [Hz]. A su vez, de acuerdo a lo presentado en la sección 3.4.3, se debe considerar el ángulo del valor residual obtenido para calcular el ángulo de compensación  $\varphi_{comp}$  necesario para mover el valor propio deseado. Por lo tanto, se considera el ángulo del valor residual obtenido al conectar el FACTS en la S/E Los Chagos 220 [kV], el cual es de  $-33,88^\circ$ .

En base a lo expuesto, se procede a calcular los parámetros de la función POD, considerando las ecuaciones (3.13), (3.14) y (3.15) y dos etapas de compensación  $m_c = 2$ . Para el filtro *washout* se considera una constante de tiempo de 10 [s], como se mencionó en la sección 3.4.3. En la Tabla 6.3 se presentan los parámetros de la función POD.

Constantes de tiempo función POD	
$T_w$	10 [s]
$T_{lead}$	0,046 [s]
$T_{lag}$	2,05 [s]

Tabla 6.3: Parámetros función POD

Con los parámetros expuestos, la función POD queda expresada como se muestra en la ecuación

(6.1).

$$POD(s) = K_{POD} \frac{s10}{1 + s10} \left[ \frac{1 + s0,046}{1 + s2,05} \right]^2 \quad (6.1)$$

La ganancia  $K_{POD}$  se puede ajustar de acuerdo a la ecuación (3.16), en base a la localización que se desea del modo. Dado que se desea mejorar el nivel de amortiguamiento del modo SING-SIC, la nueva posición del modo debe ser lo más hacia la *izquierda* en el eje real, de manera de aumentar el nivel de amortiguamiento, como se muestra en la Figura 3.14. Para ello se realiza el estudio de sensibilidad aumentando la ganancia  $K_{POD}$ , y realizando un análisis modal para ver la trayectoria del modo. Se aumenta la ganancia desde un valor inicial igual a 1 [pu] hasta que el modo tienda a la inestabilidad, ajustando un valor máximo admisible.

En la Figura 6.7, se muestra el diagrama de polos del escenario de transferencias  $SING \rightarrow SIC$  de DAHS con la integración de la función POD y la variación de su ganancia.

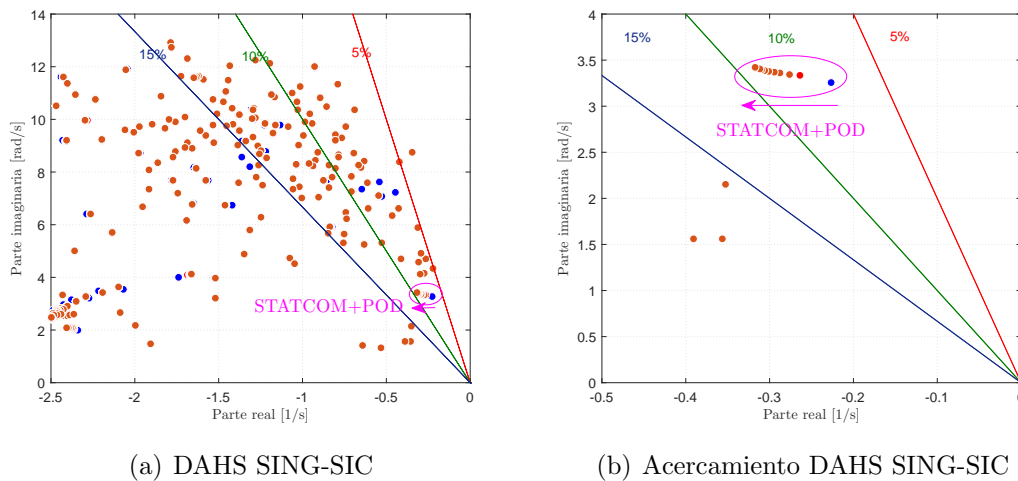


Fig. 6.7: Diagramas de polos escenario transf.  $SING \rightarrow SIC$  con FACTS POD

De los diagramas de polos mostrados se aprecia claramente como la función POD produce que el modo SING-SIC se mueva hacia la izquierda en el plano complejo, aumentando su nivel de amortiguamiento al aumentar la ganancia  $K_{POD}$ . Lo anterior confirma la efectividad del método utilizado para la sintonización de los parámetros de la función POD, observando claramente su influencia sobre el modo inter-área. De acuerdo al análisis realizado, el valor de ganancia ajustado es de  $K_{POD} = 700$ .

Al incluir la función POD en el STATCOM, se realiza un análisis modal de todos los escenarios confeccionados, observando el impacto de dicha función. Para mayor detalle se recomienda revisar la Tabla 6.4.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\zeta_{Stc}$ [%]	$\zeta_{StcPOD}$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS SIN ERNC	0,50	<b>3,3</b>	<b>4,6</b>	<b>7,6</b>	SING→SIC	1400
DAHS	0,52	<b>6,8</b>	<b>7,9</b>	<b>9,2</b>	SING→SIC	1400
DAHS ERNC	0,53	<b>7,7</b>	<b>8,7</b>	10,01	SING→SIC	1400
DAHH	0,53	<b>8,0</b>	<b>9,0</b>	10,2	SING→SIC	1400
DAHS	0,51	<b>7,8</b>	14,4	14,9	SING→SIC	900
DAHS FULL ERNC	0,57	11,5	11,7	12,8	SING→SIC	1400
DAHS	0,74	<b>9,8</b>	<b>9,6</b>	10,0	SIC→SING	900
DAHH	0,93	11,8	12,1	12,0	SIC→SING	450
DBHH	0,54	16,7	15,0	14,5	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	17,7	17,1	16,7	SIC→SING	900
DAHH PE	0,56	18,2	17,2	16,5	SIC→SING	900
DAHM	0,54	12,8	12,5	12,0	-	0

Tabla 6.4: Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM POD

El ajuste de la función POD en el STATCOM mejora notablemente el amortiguamiento de los modos de interés. A partir de la tabla se observa que en la mayoría de los escenarios cumplen con el mínimo nivel de amortiguamiento exigido por la norma y sólo dos escenarios se encuentran con un valor  $< 10\%$ , con uno de ellos casi al límite con lo exigido ( $9,2\%$ ) y el otro escenario con un nivel de  $7,6\%$  de amortiguamiento del modo SING-SIC. A su vez, cabe destacar que con la integración del STATCOM con función POD, el modo más crítico aumentó su amortiguamiento de  $3,3\%$  a  $7,6\%$ .

Para mejorar los amortiguamientos de los modos de oscilación que aún se encuentran por debajo del mínimo técnico, se propone ajustar PSS en algunas unidades generadores del sistema.

## 6.4. Ajuste de los PSS necesarios

De manera de tener mejor influencia en el modo SING-SIC, se deben escoger las máquinas adecuadas para ajustar su PSS<sup>4</sup>. Para llevar a cabo lo anterior, se tomaron en cuenta los siguientes criterios para seleccionar las unidades generadoras a ajustar:

<sup>4</sup>El presente estudio no considera la instalación de nuevos PSS para mejorar los niveles de amortiguamiento en el sistema.

1. Se consideran las unidades con mayor factor de participación en los modos inter-área de los escenarios simulados, con especial importancia en las que participan en los modos más críticos.
2. Se consideran las unidades que más se repiten en los modos inter-área y modos locales o intraplanta relevantes.
3. Se ajustarán los PSS sólo a unidades que ya lo posean o lo tengan desactivado en la BD de DIgSILENT.

En base a los criterios anteriores, y de acuerdo a los resultados de los factores de participación en el modo SING-SIC presentados en las Tablas 5.2, 5.3, 5.4, y al detalle de los modos del sistema presentados en las Tablas 5.6 y 5.6, se escogen las unidades a ajustar. A su vez, se consideran los resultados de los demás escenarios (no críticos) analizados<sup>5</sup>, de acuerdo a los criterios definidos. En la Tabla 6.5 se presentan las unidades escogidas en orden de prioridad:

Unidades seleccionadas	
Generador	$P_n$ [MW]
U16	400
CTM2	167
CTM3-TG	157
CTM3-TV	194
U14	124

Tabla 6.5: Unidades seleccionadas para ajustar PSS

De acuerdo a la tabla mostrada, se propone ajustar el estabilizador (PSS) en 5 unidades, las que corresponden a unidades del SING y que cuentan con la mayor influencia en los modos SING-SIC más críticos.

Existen diversos métodos para sintonizar los parámetros como los descritos en [13] y [14], sin embargo, es de vital importancia que los ajustes sean coordinados con el equipo FACTS con función POD. Es por ello, que se utiliza el método descrito en [15], el cual minimiza la ecuación (3.17) para los niveles de amortiguamiento. Dicho método considera el ajuste conjunto de las ganancias de los PSS con la ganancia de la función POD del equipo FACTS, considerando su injerencia sobre el modo SING-SIC, por lo que las constantes de tiempo de los PSS deben estar ajustadas de tal manera que tengan influencia sobre las frecuencias de oscilación deseadas (modo inter-área).

En el estudio [21] publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, se proponen ajustes para los PSS de distintas máquinas para mitigar las oscilaciones inter-área. En dicho estudio se pro-

<sup>5</sup>Los resultados de los factores de participación de los demás escenarios se adjuntan al presente trabajo junto con la base de datos.

pone el ajustar un total de 9 unidades generadoras, entre las cuales se encuentran las mismas seleccionadas por el presente trabajo. En [21] se utiliza el método de ajuste robusto, descrito en el mismo documento, el cual permite definir los requerimientos de compensación de fase del estabilizador de cada máquina por separado en todo el rango de posibles frecuencias electro-mecánicas y escenarios de operación, es decir, permite ajustar las constantes de tiempo del PSS en base a las frecuencias deseadas (de los modos inter-área). Para la sintonización de los PSS, en cuanto a los ajustes de los filtros *washout*, los de oscilaciones torsionales (ramp-tracking) y de integral de potencia eléctrica, así como los límites de tensión de salida y las eventuales lógicas adicionales (como *reset* no lineal, bandas de potencia de operación restringida, lógicas *on/off*, etc.), se considera parámetros típicos presentados en la literatura especializada [16,17], y de acuerdo a lo presentado en [21]. En base a lo anterior, para las unidades con estabilizadores del tipo PSS2A o PSS2B [3, 7, 12], se consideran los siguientes ajustes presentados en la Tabla 6.6.

Ajustes propuestos	
Constante	Valor
$T_{w1}$	2 [s]
$T_{w2}$	2 [s]
$T_{w3}$	2 [s]
$T_{w4}$	0 [s]

Tabla 6.6: Ajustes filtros *washout*

A su vez, en dicho estudio se propone el ajuste de las ganancias de los estabilizadores  $K_{PSS}$ , del mismo modo como se ajustó la ganancia de la función POD  $K_{POD}$  en el presente trabajo, variando la ganancia desde un punto inicial hasta identificar los valores de ganancia estática que se pueden establecer.

El método descrito tiene cierta similitud al utilizado para ajustar la función POD, considerando el sintonizar las constantes de tiempo para la frecuencia de interés y posteriormente haciendo una evaluación del ajuste de la ganancia al variar su valor. Por lo tanto, se utilizaron los ajustes propuesto por dicho estudio para las constantes de tiempo y se realiza el análisis de sensibilidad de la ganancia de la función POD y las ganancias de los PSS de acuerdo al método descrito en [15].

## 6.5. Análisis de ajustes propuestos

Se realiza un análisis modal con los parámetros propuestos para las unidades generadoras seleccionadas y la función POD, los cuales se muestran en el anexo electrónico. En la Figura 6.8 se presenta el diagrama de polos de uno de los escenarios más críticos, correspondiente a transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , escenario DAHS SING-SIC.

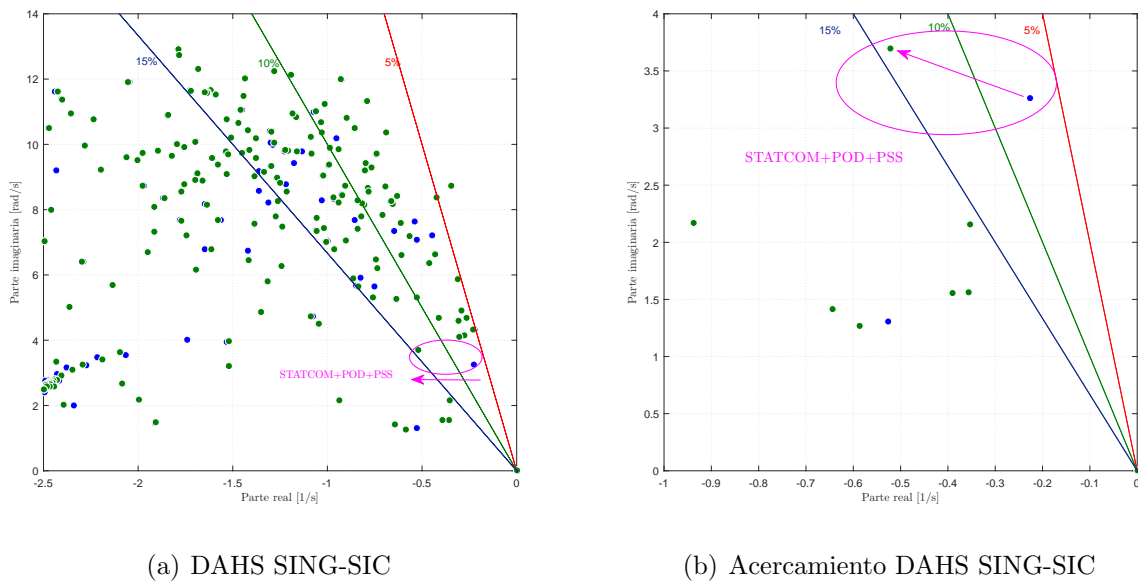


Fig. 6.8: Diagramas de polos escenario transf. *SING*  $\rightarrow$  *SIC* con FACTS POD y PSS

Del diagrama de polos anterior, se observa claramente que el conjunto de ajustes de la función POD del equipo STATCOM con los PSS de las unidades generadoras seleccionadas, aumentan notoriamente el nivel de amortiguamiento desde un 6,8 % a un 14 %. Cabe destacar que sólo con el STATCOM con función POD el amortiguamiento de dicho escenario era de 9,2 %, ya cercano al nivel mínimo exigido, y se tuvo que ajustar el PSS de 5 unidades para lograr aumentar el nivel de amortiguamiento a 14 %, es decir, se produjo un aumento de 2,4 % sólo con el ajuste del dispositivo FACTS y de 4,8 % con el ajuste de los PSS de las 5 unidades.

En la Tabla 6.7 se muestran los valores de amortiguamiento de todos los escenarios simulados, considerando la integración conjunta del equipo FACTS con función POD y el ajuste de los PSS.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\zeta_{Stc}$ [%]	$\zeta_{StcPOD}$ [%]	$\zeta_{StcPODPSS}$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS SIN ERNC	0,50	3,3	4,6	7,6	13,5	SING→SIC	1400
DAHS	0,52	6,8	7,9	9,2	14,0	SING→SIC	1400
DAHS ERNC	0,53	7,7	8,7	10,0	14,0	SING→SIC	1400
DAHH	0,53	8,0	9,0	10,2	14,8	SING→SIC	1400
DAHS	0,51	7,8	14,4	14,9	15,0	SING→SIC	900
DAHS FULL ERNC	0,57	11,5	11,7	12,8	15,2	SING→SIC	1400
DAHS	0,74	9,8	9,6	10,0	18,6	SIC→SING	900
DAHH	0,93	11,8	12,1	12,0	12,1	SIC→SING	450
DBHH	0,54	16,7	15,0	14,5	24,7	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	17,7	17,1	16,7	16,4	SIC→SING	900
DAHH PE	0,56	18,2	17,2	16,5	31,0	SIC→SING	900
DAHM	0,54	12,8	12,5	12,0	22,3	-	0

Tabla 6.7: Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS

A partir de la tabla anterior, se observa que en todos los escenarios simulados el modo SING-SIC se encuentra amortiguado satisfactoriamente. Se observa que el FACTS tiene un efecto notable en los modos de los casos más críticos, transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , no obstante, al ajustar los estabilizadores se mejora el amortiguamiento aún más de dichos modos y además tiene un efecto positivo en los modos en que el FACTS no tiene tanta influencia, como son los escenarios de transferencias  $SIC \rightarrow SING$ . Por lo tanto, el ajuste conjunto ayuda aumentar de manera satisfactoria los niveles de amortiguamiento de los modos SING-SIC.

Cabe destacar que se ajustaron 5 unidades de manera de amortiguar satisfactoriamente y con holgura el modo SING-SIC. No obstante, sólo ajustando las 3 unidades con mayor prioridad (U16, CTM2 y CTM3-TG) se llega a superar levemente el nivel mínimo de amortiguamiento exigido por la norma [2] en los escenarios analizados. Por otro lado, se evalúa el caso más crítico sólo con los PSS ajustados, como se observa en la Tabla 6.8.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta_{StcPOD}$ [%]	$\zeta_{PSS}$ [%]	$\zeta_{StcPODPSS}$ [%]
DAHS SIN ERNC	0,50	7,6	8,3	13,5

Tabla 6.8: Nivel de amortiguamiento modo SING-SIC escenario DAHS SIN ERNC

Al contar sólo con el ajuste de los PSS de las 5 unidades propuestas, el modo SING-SIC para el caso más crítico llega a un nivel de amortiguamiento de 8,3%, por lo que se hace evidente la necesidad de contar con el equipo STATCOM con función POD. Adicionalmente, se realiza un análisis modal para dicho escenario considerando distintas capacidades para el STATCOM, como se ilustra en la Tabla 6.9.

Capacidad STATCOM [MVar]	$\zeta_{StcPODPSS}$ [%]
50	12,80
100	13,39
150	13,47
200	13,49

Tabla 6.9: Nivel de amortiguamiento modo SING-SIC para distintas capacidades del STATCOM, escenario DAHS SIN ERNC

Se puede observar que existe una clara diferencia entre utilizar una capacidad de 50 [MVar] y una capacidad de 150 [MVar], sin embargo, para una capacidad de 200 [MVar] el aumento en el nivel de amortiguamiento es muy bajo, y conlleva el implementar un equipo más costoso. En base a lo expuesto, se puede concluir que una capacidad de  $\pm 150$  [MVar] es suficiente para el objetivo de amortiguar las oscilaciones de potencia. No obstante, es posible que la implementación final del proyecto incluya un equipo que exceda esta capacidad, en función de los resultados de requerimientos de control de tensión en la zona.

## 6.6. Verificación dinámica

Primeramente, para corroborar el aumento del nivel de amortiguamiento y la mitigación de las oscilaciones inter-área debido a los ajustes propuestos, se simula un cortocircuito trifásico al 1% de la longitud de la línea 500 [kV] Los Changos - Nueva Cardones (desde el extremo Los Changos) el cual ocurre en el tiempo 1 [s]. Se ha considerado un tiempo de despeje de la falla de 120 [ms] de acuerdo a [2], con la apertura de los interruptores asociados a la línea. En la Figura 6.9, se muestra la tensión en la barra de 500 [kV] de la S/E Los Changos y la evolución temporal de la potencia activa por la línea 500 [kV] Los Changos - Cumbres por el circuito sano, comparando los resultados para el escenario de DAHS SING-SIC original y los resultados del escenario con la integración del STATCOM con función POD más los ajustes a los PSS de las unidades consideradas.

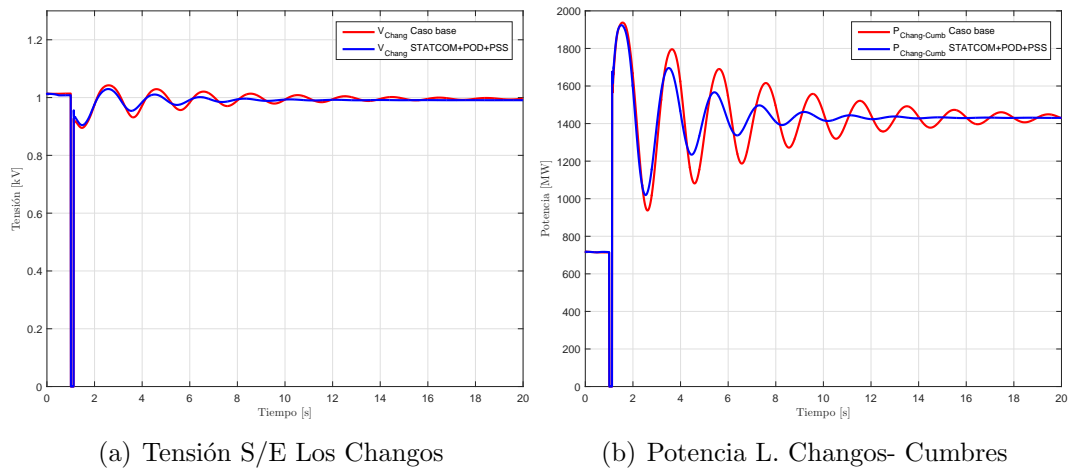


Fig. 6.9: Comparación case base con caso FACTS+POD+PSS

De los gráficos mostrados, se observa que tanto la tensión como la potencia se ven amortiguadas notoriamente respecto al caso original, corroborando que los ajustes realizados en base al análisis modal son correctos y efectivos. El nivel de amortiguamiento se calcula sobre la evolución temporal de la potencia por la línea sana, utilizando los máximos de potencia  $A1/A2$  que se muestra en la Figura 6.10 y la ecuación (5.1).

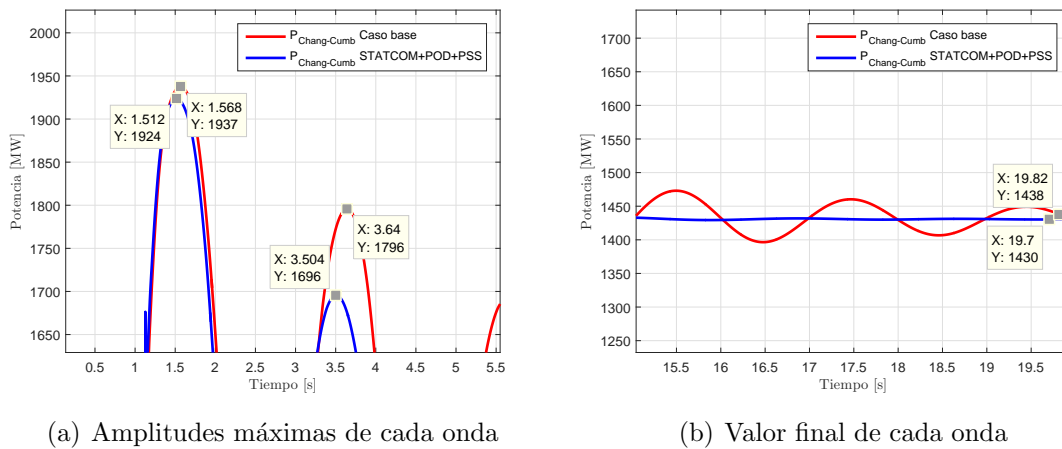


Fig. 6.10: Acercamiento ondas de potencia

El nivel de amortiguamiento aumenta de 5,4% a 9,8%, lo que se condice con los resultados obtenidos del análisis modal.

Para llevar a cabo una verificación del comportamiento dinámico de manera más completa, se definió un listado de contingencias para analizar la estabilidad transitoria de la interconexión con los ajustes propuestos. En la Tabla 6.10 se enumeran las contingencias.

Contingencias	
N°	Elemento
1	Línea 500 [kV] Los Changos - Cumbres
2	Línea 500 [kV] Cumbres - Nueva Cardones
3	Línea 500 [kV] Nueva Cardones - Nueva Maitencillo
4	Línea 500 [kV] Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar
5	Línea 500 [kV] Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
6	Línea 220 [kV] Los Changos - Kapatur
7	Línea 220 [kV] Los Changos - TEN
8	Transformador 500/220 [kV] S/E Los Changos
9	Transformador 500/220 [kV] S/E Nueva Cardones
10	Transformador 500/220 [kV] S/E Nueva Maitencillo
11	Transformador 500/220 [kV] S/E Nueva Pan de Azúcar

Tabla 6.10: Contingencias

Para realizar las simulaciones se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las contingencias son realizadas en el segundo 1, de manera de observar los valores estables previos a la contingencia.
- Las simulaciones tienen una duración de 25 segundos y solo se simulan cortocircuitos.
- Se considera el despeje de falla, por todos los interruptores correspondientes, en 120 [ms] de acuerdo con el art. 5-45 de la NTSyCS [2].
- Se consideran fallas al 1% de la longitud de cada línea<sup>6</sup> (considerando la distancia desde el primer extremo del nombre la línea, por ejemplo, desde Los Changos si la línea es Los Changos - Cumbres) y en el caso de los transformadores en la barra donde están conectados.
- Se simulan cortocircuitos bifásicos a tierra ( $F2\phi - T$ ) con resistencia nula, exigidos por norma, y cortocircuitos trifásicos<sup>7</sup> ( $F3\phi$ ) en cada contingencia.
- Se monitorean las tensiones en las principales barras de 500 [kV] y 220 [kV], la evolución temporal del flujo de potencia por todo el enlace de 500 [kV] de la interconexión, la frecuencia de las unidades con mayor participación (en base al análisis modal) y los ángulos rotóricos de las principales unidades generadoras del SIC y SING.

<sup>6</sup>Se realizó la sensibilidad con cortocircuito al 1% y al 99% de la línea, encontrando que al 1% la fallas son más severas en la mayoría de los escenarios.

<sup>7</sup>Debido a que presenta una corriente de falla más alta según [24].

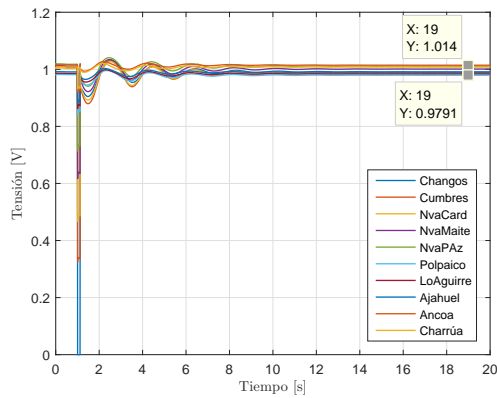
En cuanto a las fallas en barra de las subestaciones de 500 [kV] asociadas a al interconexión, éstas se caracterizan por poseer una configuración de barras del tipo interruptor y medio o de doble barra con doble interruptor. Esto provoca que la falla en barra (severidad 9 [2]) en cualquiera de las secciones de barra de dichas subestaciones tenga un impacto sumamente leve en el sistema y similar al de cualquier falla monofásica que se produzca en la red. Debido a lo anterior, las fallas en barra no son simuladas, no obstante, al simular cortocircuito al 1% de la longitud de la línea se tiene un falla prácticamente en barra y que a su vez provocará la desconexión de un circuito paralelo de una línea de 500 [kV].

Adicionalmente, se considera una contingencia  $N-2$ , simulando un cortocircuito (bifásico y trifásico) en barra de la S/E Cumbres 500 [kV] con la desconexión de un circuito paralelo de las líneas Los Changos - Cumbres y Cumbres - Nueva Cardones, es decir, de uno de los tramos Los Changos - Cumbres - Nueva Cardones <sup>8</sup>. La respuesta dinámica del sistema se evalúa bajo los criterios de la NTSyCS, considerando los artículos expuestos en el Anexo B.

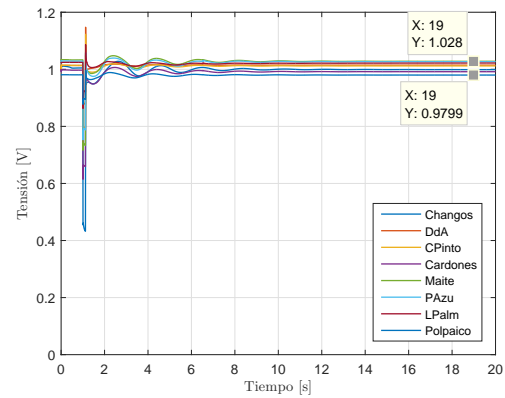
En base a las simulaciones realizadas, se presentan los resultados para las contingencias más críticas, la contingencia N°1 del listado de contingencias y la contingencia  $N-2$  mencionada. En la Figura 6.11 se presentan los resultados del cortocircuito trifásico ( $F3\phi$ ) para la contingencia N°1.

---

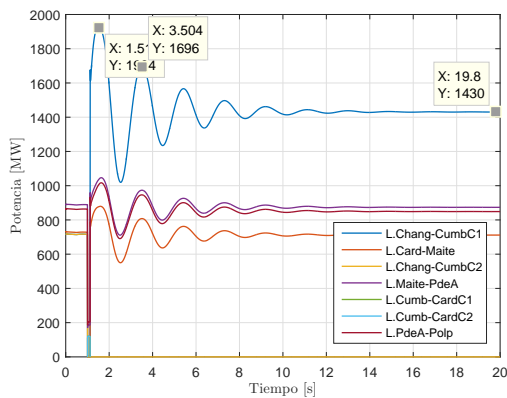
<sup>8</sup>Se estudió la desconexión de dos tramos consecutivos en el enlace de 500 [kV], siendo la desconexión de este tramo el evento más severo.



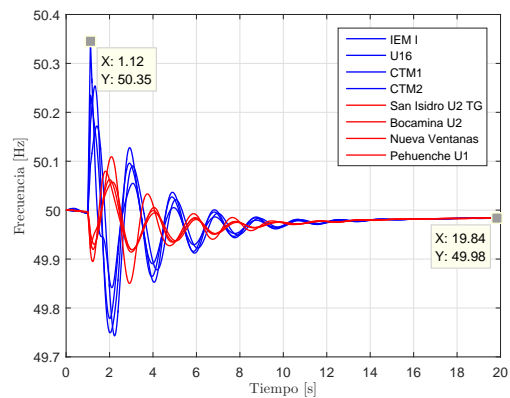
(a) Tensión barras 500 kV



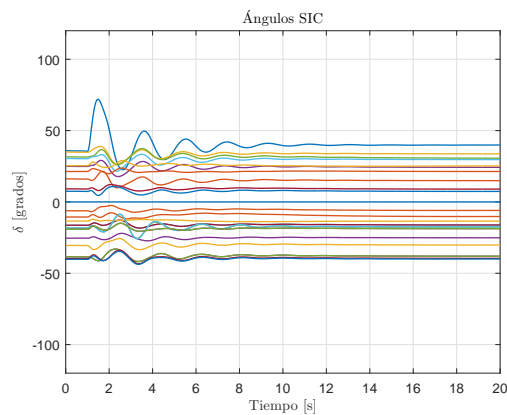
(b) Tensión barras 220 kV



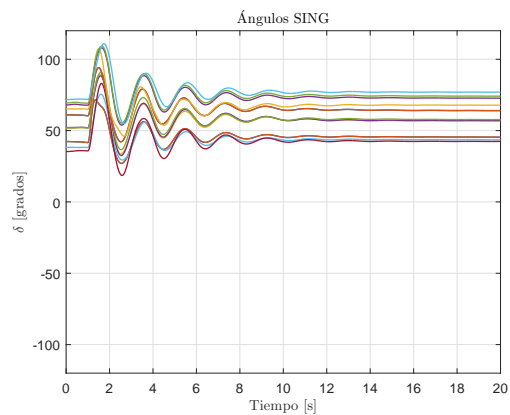
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



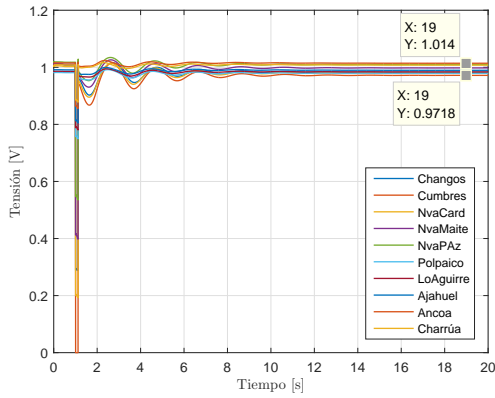
(e) Ángulos rotóricos SIC



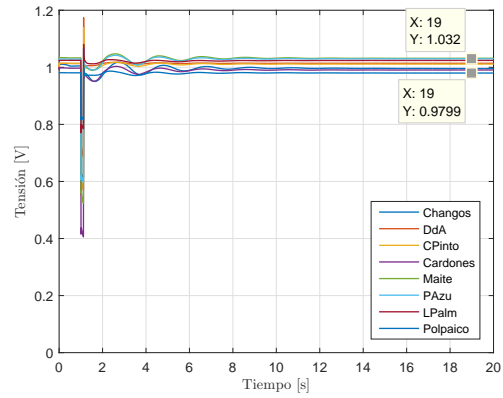
(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 6.11: Contingencia N°1  $F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC

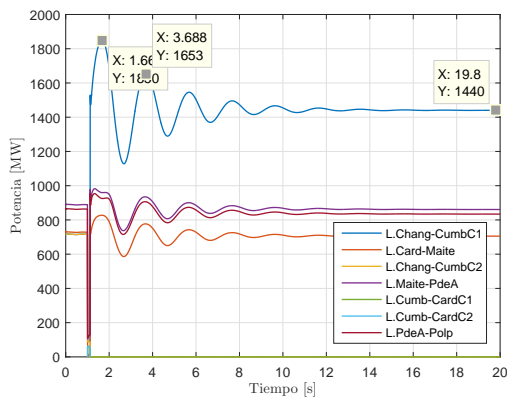
A continuación se presentan los resultados para la contingencia  $N-2$ , tanto para la falla  $F3\phi$  como para la falla  $F2\phi - T$ .



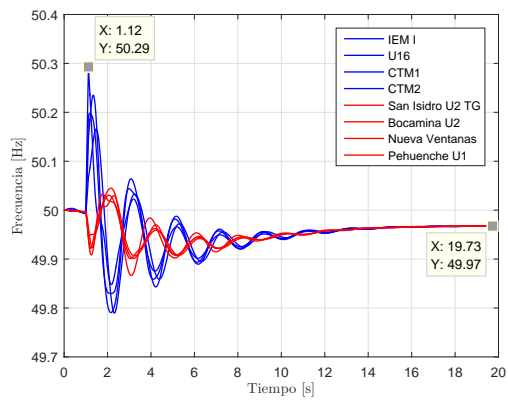
(a) Tensión barras 500 kV



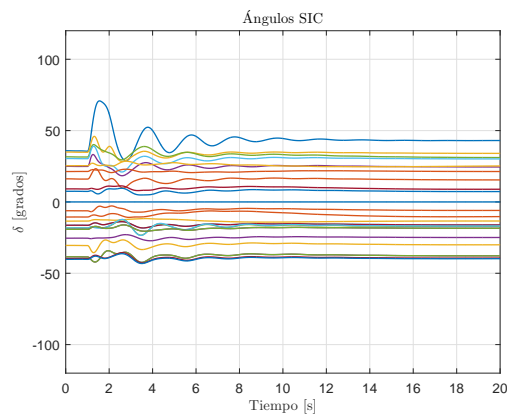
(b) Tensión barras 220 kV



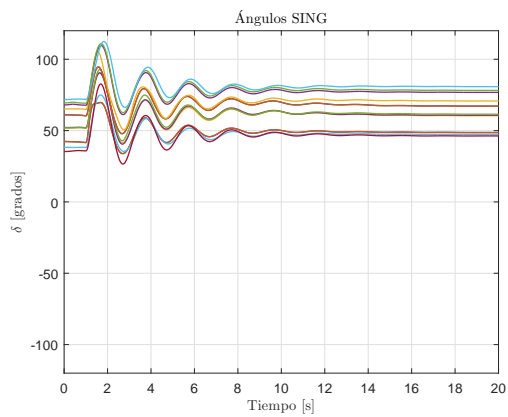
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia

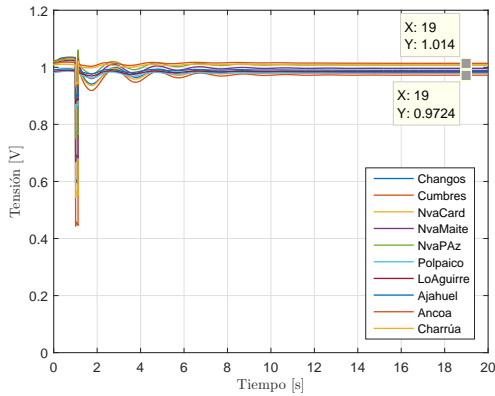


(e) Ángulos rotóricos SIC

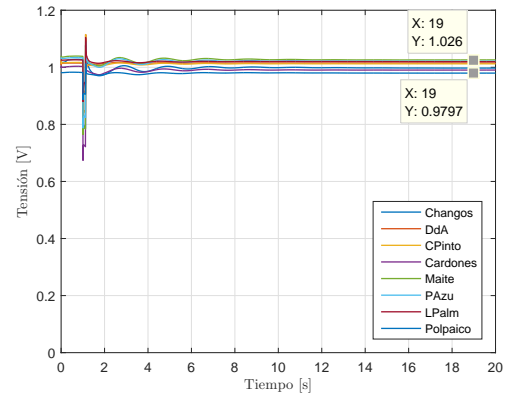


(f) Ángulos rotóricos SING

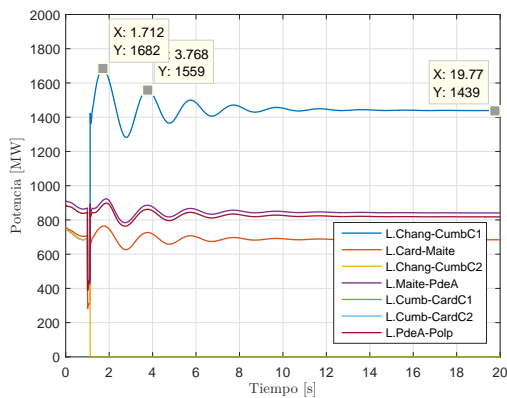
Fig. 6.12: Contingencia  $N-2 F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC



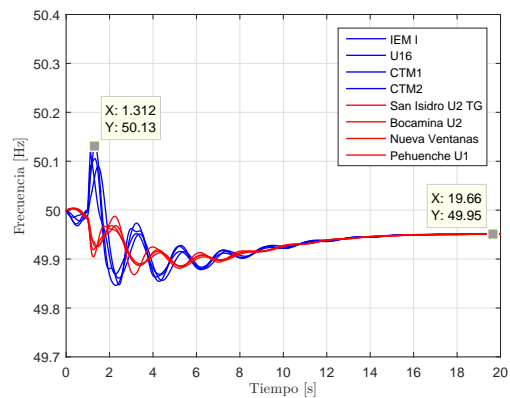
(a) Tensión barras 500 kV



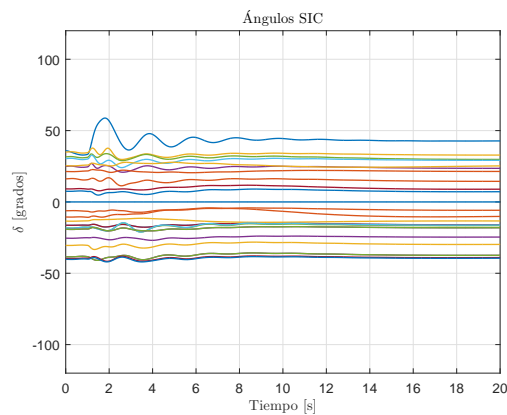
(b) Tensión barras 220 kV



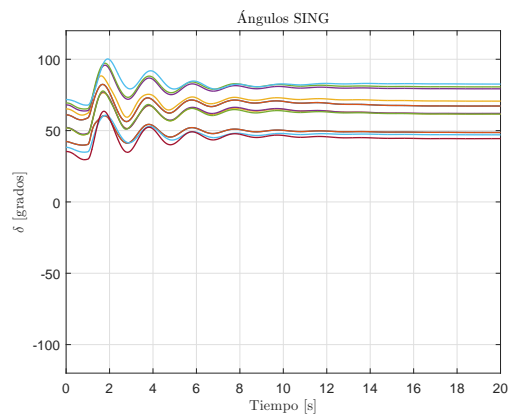
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



(e) Ángulos rotóricos SIC



(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 6.13: Contingencia  $N-2 F^2\phi - T$  en escenario DAHS SING-SIC

De los resultados expuestos, se observa que con el equipo FACTS con función POD y los PSS ajustados, el sistema presenta una buena estabilidad transitoria antes las contingencias más severas. Para las simulaciones mostradas y en base a lo establecido por la norma [2], se puede

apreciar lo siguiente:

- Las tensiones no decaen a valores por debajo de los establecidos por la norma, y se mantienen dentro de los niveles establecidos para estado alerta, tanto para las tensiones en barras de 500 [kV] (0,95-1,05 [pu]), como en 220 [kV] (0,93-1,07 [pu]).
- El nivel de amortiguamiento calculado en la línea sana con mayor flujo de potencia después de la contingencia, presenta un nivel por sobre el mínimo normativo, cercano al 10 % en las simulaciones mostradas.
- De las variaciones en la velocidad de las unidades generadoras, se observa claramente como oscilan las máquinas del SING con las del SIC, estabilizándose la frecuencia alrededor de 13 segundos después de la contingencia.
- Los ángulos rotóricos de las unidades de SIC y SING se mantienen dentro de los niveles establecidos por la norma ( $\pm 120^\circ$  respecto a la referencia inercial del sistema) y se estabilizan a los 8 segundos de ocurrido el evento aproximadamente.
- Se observa que la falla  $F3\phi$  presenta condiciones más severas que la  $F2\phi - T$ , como se había mencionado.

En anexo electrónico se presentan los resultados de las fallas  $F3\phi$  y  $F2\phi - T$  de las demás contingencias para el escenario más crítico DAHS SING-SIC, y las contingencias para los demás escenarios.

# Capítulo 7

## Análisis del sistema eléctrico futuro

### 7.1. Análisis al año 2021

Para el año 2021 se consideran en servicio las otras obras asociadas a la interconexión, completando todas las obras que implican este proyecto. A su vez, se consideran las siguientes obras importantes en base a lo expuesto en [19]:

- Nuevo CER en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 [kV].
- Compensación reactiva en la S/E Nueva Pan de Azúcar y cambio de configuración de compensación reactiva en línea 500 [kV] Pan de Azúcar - Polpaico.

Los anteriores proyectos fueron presentados para solucionar los problemas de reactivos y sobretensión en la zona de Pan de Azúcar. En base a lo recomendado por Transelec, se consideró la conexión de un reactor de barra de 150 [MVar] en la S/E Nueva Pan de Azúcar y otro reactor de 150 [MVar] en la S/E Nueva Maitencillo. Se considera la conexión de un nuevo CER en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]<sup>1</sup>, el cual consta con un TCR de 200 [MVar] y un banco de condensadores de 100 [MVar], por lo que tiene un margen de operación de  $\pm 100$  [MVar].

A su vez, al año 2021 se considera en servicio el tercer banco de autotransformadores en la S/E Los Changos, por lo que ya no existe la limitación de transferencia por sobrecarga de los transformadores en la S/E Los Changos. En el presente capítulo, para el estudio al año 2021 se consideran los siguientes escenarios:

---

<sup>1</sup>Este nuevo CER fue considerado en un estudio realizado en Transelec [25].

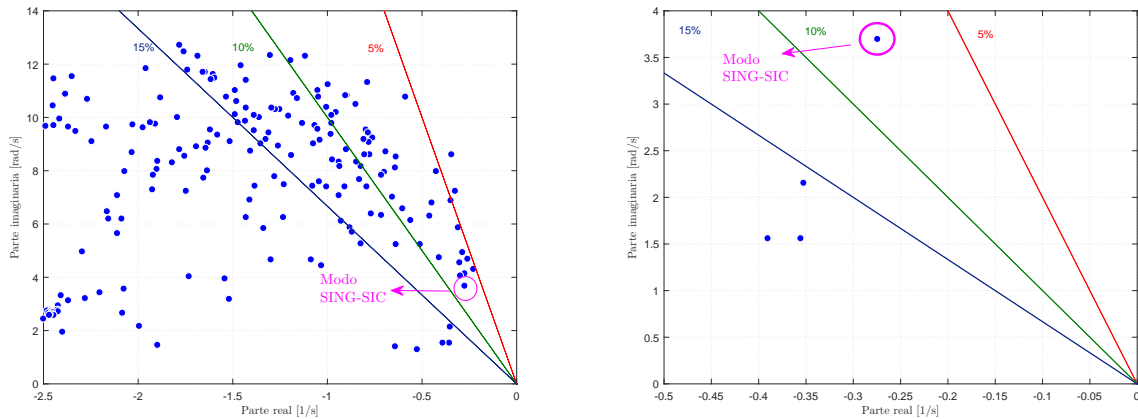
1. DAHH SIC-SING
2. DAHH SING-SIC
3. DAHH PE SIC-SING
4. DAHM T0
5. DAHS SIC-SING
6. DAHS SING-SING
7. DAHS ERNC SING-SING
8. DBHH ERNC SIC-SING
9. DBHH SIC-SING

De acuerdo a los resultados obtenidos para el análisis al año 2018, se tiene especial consideración en los escenarios más críticos previstos, los de transferencias  $SING \rightarrow SIC$ . Se considera el escenario de DAHS SING-SIC, como el escenario con alta penetración térmica y nada de ERNC (caso más crítico), ya que es el escenario DAHS más crítico de los escenarios del año 2018 analizados. Además, se espera que los escenarios de demanda baja sean los menos críticos, y que los escenarios de transferencias  $SIC \rightarrow SING$  no presenten problemas en los niveles de amortiguamiento de los modos inter-área, al igual que en el año 2018.

Tomando en cuenta las mismas consideraciones expuestas en el Capítulo 5, se lleva a cabo el análisis modal de los escenarios al año 2021.

### 7.1.1. Análisis modal año 2021

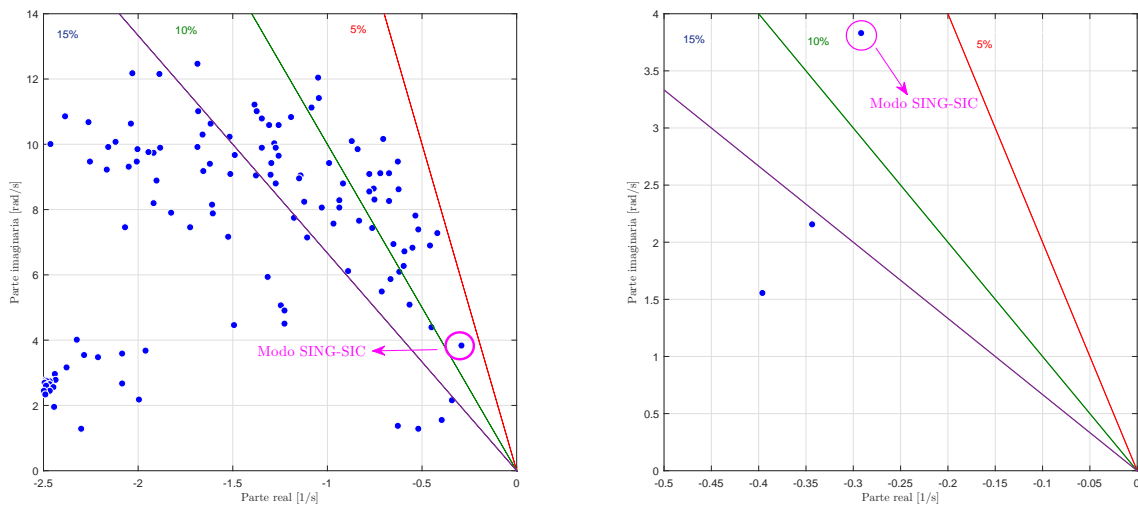
A continuación, se presentan los principales resultados del análisis para los escenarios más críticos, mostrando en las figuras los polos obtenidos.



(a) Diagrama de polos

(b) Acercamiento diagrama de polos

Fig. 7.1: Diagramas de polos escenario DAHS SING-SIC 2021



(a) Diagrama de polos

(b) Acercamiento diagrama de polos

Fig. 7.2: Diagramas de polos escenario DAHS ERNC SING-SIC 2021

A partir de los diagramas de polos mostrados en las Figuras 7.1 y 7.2 se observa claramente que existe la presencia del modos inter-área SING-SIC, lo que era de esperar al igual que al año 2018.

A su vez, los escenarios más críticos siguen siendo los de transferencias desde el SING hacia

el SIC con altas transferencias, considerando un alto despacho de unidades térmicas en el SING. Además, debido a las nuevas obras, ahora se pueden lograr escenarios con transferencias  $SING \rightarrow SIC$  de 1500 [MW], ya que los problemas de estabilidad de tensión y reactivos en zonas como la de Pan de Azúcar se ven mejorados.

En la Tabla 7.1 se resume la caracterización de los modos inter-área para todos los escenarios analizados.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS	0,59	<b>7,4</b>	SING→SIC	1500
DAHS ERNC	0,61	<b>7,6</b>	SING→SIC	1500
DAHH	0,59	<b>9,4</b>	SING→SIC	1500
DAHS	0,74	12,9	SIC→SING	400
DAHH	0,77	12,3	SIC→SING	500
DBHH	0,65	15,7	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,99	23,4	SIC→SING	900
DAHH PE	0,61	12,74	SIC→SING	1000
DAHM	0,59	11	SING→SIC	30

Tabla 7.1: Nivel de amortiguamiento, modos inter-área año 2021

A partir de la tabla se observa que se obtienen resultados esperados, siendo los escenarios con nivel de amortiguamiento más bajo, los de transferencias  $SING \rightarrow SIC$ . De los 9 escenarios analizados, tres de ellos presentan niveles de amortiguamiento por debajo de lo establecido por la norma. En el análisis al año 2018 se encontraron 6 escenarios con bajo amortiguamiento, sin embargo, en el estudio al año 2021 sólo se considera el escenario DAHS  $SING \rightarrow SIC$  más crítico encontrado en el año 2018, el cual es el con penetración ERNC nula, como ya se mencionó. Por otro lado, se aprecia que los modos SING-SIC varían levemente su frecuencia en comparación con el año 2018, teniendo ahora una frecuencia alrededor de 0,6 [Hz] para los modos más críticos.

Además, para tener mayores antecedentes de los modos SING-SIC al año 2021, se debe conocer el nivel de participación de la unidades generadoras involucradas, permitiendo visualizar que unidades tienen mayor influencia en el modo SING-SIC, de manera de tener las unidades candidatas a ajustar su estabilizador, y si se condice con los unidades ajustadas en el año 2018.

En la Tabla 7.2 se muestran los factores de participación del escenario más crítico, DAHS SING-SIC.

Modo	1994	Participación		
f [Hz]	$\zeta$	Unidad	$\omega$ [pu]	$\delta$ [pu]
0,59	7,43	U16	1	1
		CTM2	0,3	0,4
		CH Ancoa	0,3	0,3
		Kelar TG 2	0,3	0,4
		Kelar TV	0,3	0,4
		Kelar TG 1	0,3	0,4
		CTTAR	0,3	0,4
		IEM I	0,2	0,3
		U14	0,2	0,3
		Cochrane U1	0,2	0,3
		ANG2	0,2	0,2
		ANG1	0,2	0,2
		CTM3-TG	0,1	0,2
		CTM3-TV	0,1	0,2
		Antuco U1	0,1	0,1
		Antuco U2	0,1	0,1
		CTA	0,1	0,1
		U15	0,1	0,1
		CTH	0,1	0,1
		San Andrés U2	0,1	0,1
		San Andrés U1	0,1	0,1
		CTM1	0,1	0,1
		Nueva Ventanas	0,1	0,0
		U12	0,1	0,1
		U13	0,1	0,1
		Bocamina U2	0,1	0,0
		NTO2	0,1	0,1
		NTO1	0,1	0,1
		Campiche	0,1	0,0
		Santa María	0,1	0,0
		Pangue U1	0,1	0,0
		El Paso U1	0,1	0,1
		El Paso U2	0,1	0,1
		El Paso U3	0,1	0,1
Pangue U2	0,1	0,0		
San Isidro U2 TG	0,1	0,0		
San Isidro U1 TG	0,1	0,0		
Pehuenche U1	0,1	0,0		
Pehuenche U2	0,1	0,0		

Tabla 7.2: Factores de participación DAHS SING-SIC año 2021

De la tabla se observa que las unidades con mayor participación corresponden a la central U16

y CTM2, las cuales son las dos unidades con mayor prioridad seleccionadas para ajustar sus estabilizadores al año 2018. Los factores de participación asociados a los modos SING-SIC (de los escenarios más críticos, los demás resultados se anexan al presente trabajo) se presentan en el anexo electrónico.

A su vez, para corroborar el tipo de modo clasificado, se utiliza nuevamente la herramienta de los vectores de observabilidad (*mode shape*). En la Figura 7.3 se presenta la caracterización del modo SING-SIC para el escenario de DAHS SING-SIC, graficando los vectores de observabilidad asociados a la velocidad de cada unidad generador, normalizando sus valores respecto al de mayor magnitud.

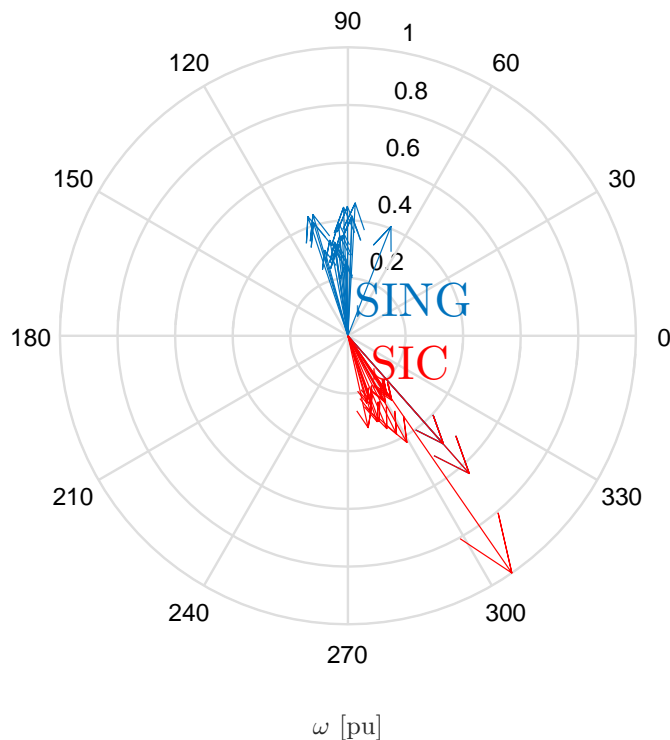


Fig. 7.3: Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC año 2021

Nuevamente se aprecia que las unidades del SING oscilan en contra fase con las unidades del SIC, corroborando la clasificación del modo SING-SIC como inter-área. En la Tabla 7.3 se presentan la magnitud de los vectores graficados y su unidad asociada respectiva.

Observabilidad $\omega$ modo SING-SIC			
SING		SIC	
Unidad	Magnitud [pu]	Unidad	Magnitud [pu]
CH Ancoa	1	U14	0,46
San Andrés U1	0,64	U16	0,45
San Andrés U2	0,64	CTTAR	0,45
El Paso U3	0,50	Kelar TV	0,44
El Paso U2	0,50	Kelar TG 2	0,44
El Paso U1	0,50	U12	0,41
Viñales	0,42	U13	0,41
Celco	0,38	Kelar TV 1	0,41
Rio Colorado	0,35	CTM2	0,41
Itata	0,33	U15	0,39
Antuco U1	0,32	Cochrane U1	0,35
Antuco U2	0,31	CHAP	0,35
Santa Fe Energía	0,28	CTM1	0,34
Confluencia U2	0,27	CTH	0,33
Isla U1	0,26	CTA	0,32
Confluencia U1	0,26	CAVA	0,32
Isla U2	0,26	CTM3	0,31
Capullo	0,25	NTO2	0,30
Curillinque	0,25	NTO1	0,30
La Higuera	0,25	IEM I	0,26
Dongo	0,24	ANG2	0,25
Cipreses U3	0,24	ANG1	0,25

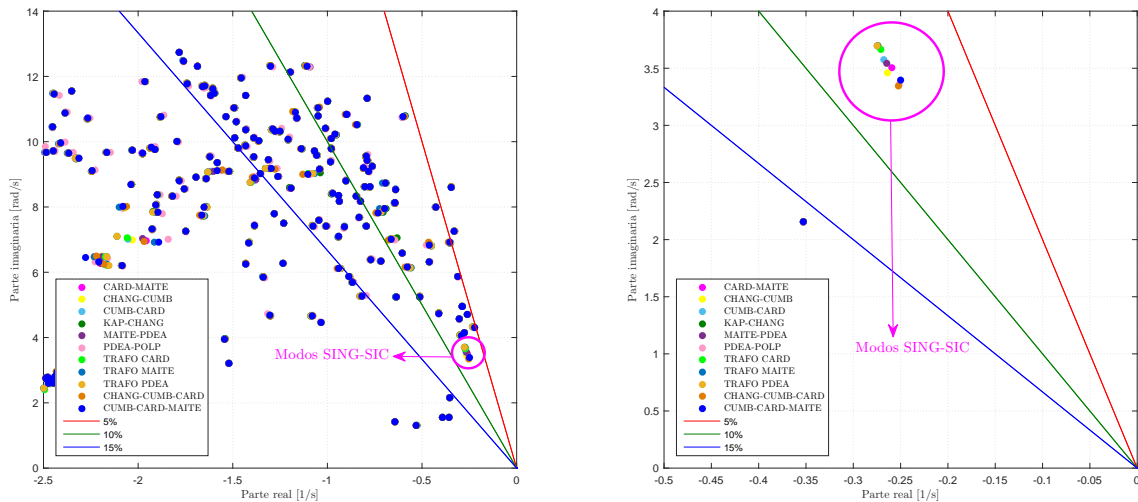
Tabla 7.3: Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC 2021

Por otro lado, siguen estando presentes modos con amortiguamiento menor al 10%, lo que se puede observar en los diagramas de polos mostrados en las Figuras 7.1 y 7.2 (además de los diagramas presentados en el anexo electrónico). Dichos modos corresponden en su mayoría a unidades con controladores no homologados o sin controladores y, como se mencionó, actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra desarrollando el *plan de sintonización de PSS* de acuerdo a [22], por lo que se espera que sus amortiguamientos mejoren. No obstante, existen modos con amortiguamiento cercanos al 10% donde participan unidades importantes que a su vez participan en los modos SING-SIC, como se observó en el análisis del año 2018.

Dado que el presente estudio tiene por objetivo mitigar las oscilaciones de potencia de la futura interconexión, el modo de interés a amortiguar consiste en el modo SING-SIC.

### 7.1.2. Análisis basado en el criterio $N-1$ y $N-2$

Se realiza el análisis  $N-1$  y  $N-2$  de manera de observar el comportamiento del modo inter-área. Lo anterior, se realiza de la misma manera que para el año 2018 en la sección 5.3. Los resultados se presentan en la Figura 7.4.



(a) Diagrama de polos  $N-1$  y  $N-2$

(b) Acercamiento diagrama de polos  $N-1$  y  $N-2$

Fig. 7.4: Análisis  $N-1$  y  $N-2$  escenario DAHS SING-SIC 2021

De la figura se puede apreciar que al igual que en el año 2018, el modo SING-SIC no varía mayormente, manteniendo un nivel de amortiguamiento en torno a 7,3% (en red  $N$  es de 7,4%), incluso considerando contingencias  $N-2$ , lo cual resulta mayor al 5% establecido por la norma [2] para contingencias simples. Por lo tanto, la pérdida de alguno de los tramos del nuevo enlace de 500 [kV] y la pérdida de dos tramos consecutivos, no generan un impacto significativo en los modos y sus niveles de amortiguamiento.

### 7.1.3. Resultados análisis modal

A partir del análisis modal efectuado con horizonte al año 2021, se destacan los siguientes resultados:

- A partir de los resultados obtenidos del análisis de los distintos escenarios, se vuelve a evidenciar la aparición de un modo inter-área SING-SIC, producto de la interconexión de los dos sistemas, provocando la oscilación de máquinas del SING con las del SIC.

- Los escenarios de transferencias  $SING \rightarrow SIC$  presentan los modos inter-área más críticos, con nivel de amortiguamiento más bajo, en especial el escenario con alta generación térmica y baja penetración ERNC (nula), al igual que el año 2018.
- En general, para los escenarios de transferencia  $SIC \rightarrow SING$  los modos oscilatorios presentan niveles de amortiguamiento más elevados y el modo SING-SIC se encuentra amortiguado satisfactoriamente.
- Del análisis  $N-1$  y  $N-2$ , se observa que la pérdida de un circuito o dos circuitos consecutivos del nuevo enlace de 500 [kV] al año 2021, no produce grandes cambios a nivel de los modos de oscilación y sus niveles de amortiguamiento.
- En el escenario más crítico las unidades del SING poseen un alta participación (siendo las mismas a las cuales se les ajustó el PSS al año 2018). Los modos críticos se encuentran en el rango de 0,59-0,61 [Hz], rango distinto (levemente mayor) a las frecuencias del modo inter-área en el año 2018. Lo anterior debe ser considerado para la función POD.

#### 7.1.4. Integración función POD y ajuste de PSS

Para el año 2021 se corroborará la mejor ubicación para el STATCOM considerando un análisis de sensibilidad con su posible ubicación en la nueva S/E Kimal, por lo que se probará la conexión del dispositivo FACTS en las siguientes subestaciones:

- S/E Los Changos 220 [kV].
- S/E Los Changos 500 [kV].
- S/E Kimal 500 [kV].
- S/E Kimal 220 [kV].

A continuación, en la Tabla 7.4 se presentan los valores residuales asociados al STATCOM para su conexión en las distintas opciones:

S/E	Valor Residual $ R_i  \cdot 10^{-7}$
Los Changos 220 [kV]	7,65
Los Changos 500 [kV]	7,34
Kimal 500 [kV]	7,03
Kimal 220 [kV]	7,46

Tabla 7.4: Valores residuales año 2021

En la tabla se expone que la mejor ubicación (al año 2021) para el nuevo STATCOM, es la S/E Los Changos 220 [kV], con un valor residual levemente mayor que al conectar el FACTS en la S/E Kimal, por lo que se mantiene la ubicación considerada anteriormente.

El ajuste de los parámetros de la función POD depende de la frecuencia del modo inter-área y para el sistema al año 2021 el modo SING-SIC varía levemente su rango de frecuencia. Por consiguiente los ajustes presentados para el año 2018 son válidos, no obstante, se ajustan nuevamente para optimizar su respuesta.

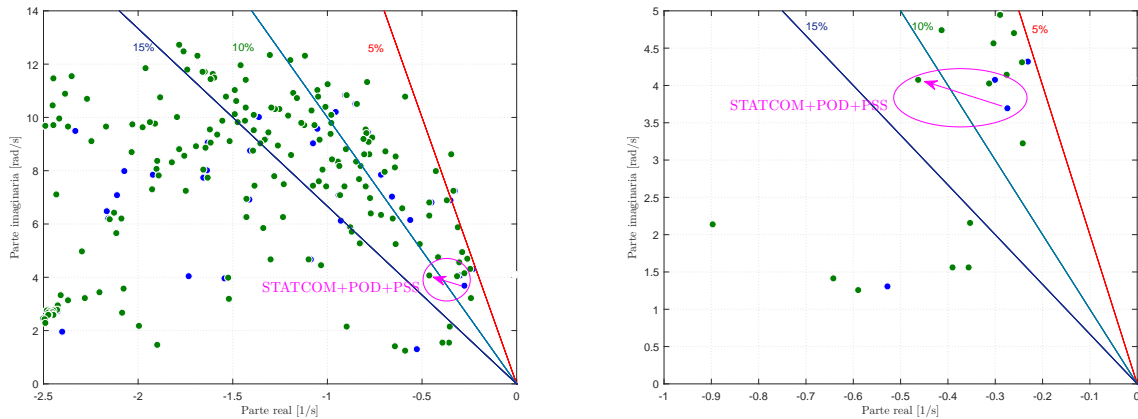
En la Tabla 7.5 se presentan los parámetros de la función POD.

Constantes de tiempo función POD	
$T_w$	10 [s]
$T_{lead}$	0,045 [s]
$T_{lag}$	2,013 [s]

Tabla 7.5: Parámetros función POD 2021

La ganancia  $K_{POD}$  es ajustada en conjunto con las ganancias de los PSS de las unidades seleccionadas, la cuales son las mismas ajustadas al año 2018, de manera de minimizar la relación expresada en (3.17). En los anexos electrónicos se presentan los ajustes utilizados.

A continuación se presenta el análisis modal con la integración del STATCOM con función POD más los ajustes de los PSS. En la Figura 7.5 se presenta el diagrama de polos de uno de los escenarios más críticos, correspondiente a transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , escenario DAHS SING-SIC.



(a) DAHS SING-SIC

(b) Acercamiento DAHS SING-SIC

Fig. 7.5: Diagramas de polos escenario transf.  $SING \rightarrow SIC$  2021

Del diagrama de polos anterior, se observa que nuevamente el conjunto de ajustes de la función POD del equipo STATCOM con los PSS de las unidades generadoras seleccionadas aumentan el nivel de amortiguamiento desde un 7,4% a un 11,3%. A su vez, el modo SING-SIC es amortiguado satisfactoriamente en todos los demás escenarios simulados. En la Tabla 7.6 se muestran los valores de amortiguamiento de todos los escenarios simulados, considerando la integración conjunta del equipo FACTS con función POD y el ajuste de los PSS.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\zeta_{StcPODPSS}$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS	0,59	7,4	11,3	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHS ERNC	0,61	7,6	12,4	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHH	0,59	9,4	12,6	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHS	0,74	12,9	12,5	SIC $\rightarrow$ SING	400
DAHH	0,77	12,3	12,3	SIC $\rightarrow$ SING	500
DBHH	0,65	15,7	15,1	SIC $\rightarrow$ SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,99	23,4	20,1	SIC $\rightarrow$ SING	900
DAHH PE	0,61	12,7	14,8	SIC $\rightarrow$ SING	1000
DAHM	0,59	11	14,3	SING $\rightarrow$ SIC	30

Tabla 7.6: Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS 2021

Como ya se mencionó, el efecto conjunto del control POD del FACTS con el ajuste PSS aumenta el nivel de amortiguamiento de los modos de los casos más críticos, transferencias  $SING \rightarrow SIC$ . No obstante, se observa que el modo más crítico no mejora tanto su nivel de

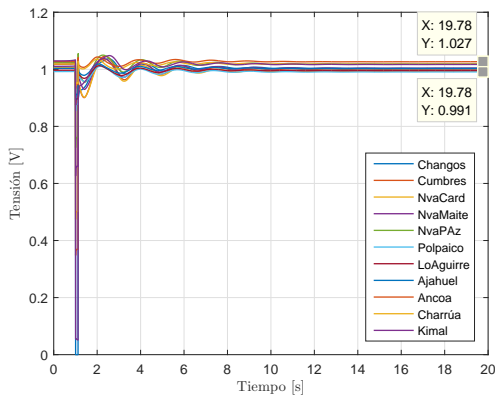
amortiguamiento en comparación con el mismo modo al año 2018, lo anterior se debe a que para el año 2021 las unidades U16 y CTM2 tienen alta participación en el modo, pero no las otras unidades con PSS ajustados. Por consiguiente, el efecto sobre dicho modo es principalmente por parte del equipo FACTS. De acuerdo a la Tabla 7.2, las otras unidades importantes que tienen alta participación en el modo SING-SIC, como la Central Kelar, no han sido homologadas por ser nuevas unidades, por lo que se espera que el plan de sintonización de PSS del Coordinador y la homologación de los modelos en terreno, mejore el amortiguamiento que proporcionen en los modos que participan.

A continuación, se realiza una verificación dinámica de los ajustes propuestos para el escenario más crítico (DAHS SING-SIC).

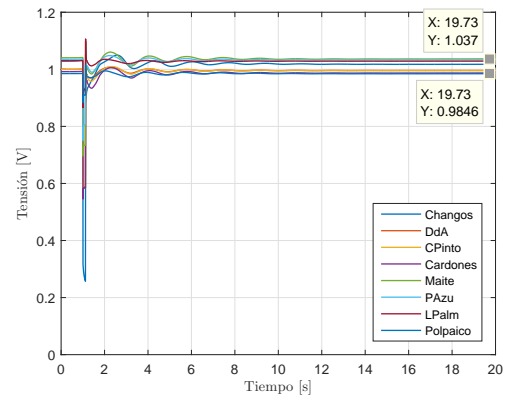
### 7.1.5. Verificación dinámica año 2021

Se realiza una verificación de la respuesta dinámica del sistema con la integración del nuevo equipo FACTS y los ajustes de PSS, corroborando los resultados del análisis modal realizado. El análisis de estabilidad transitoria se lleva a cabo tomando en cuenta las mismas consideraciones y contingencias expuestas anteriormente.

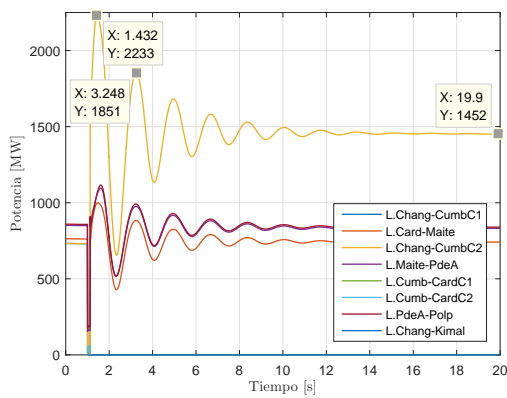
En base a las simulaciones realizadas, se presentan los resultados para las contingencias más críticas, la contingencia N°1 del listado de contingencias presentado en la Tabla 6.10 y la contingencia del tipo  $N-2$  (pérdida de dos tramos consecutivos Changos-Cumbres-Cardones), al igual que el análisis para el año 2018. En la Figura 7.12 se presentan los resultados del cortocircuito trifásico ( $F3\phi$ ) para la contingencia N°1.



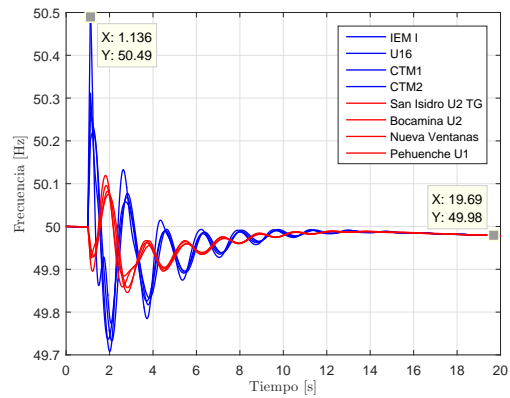
(a) Tensión barras 500 kV



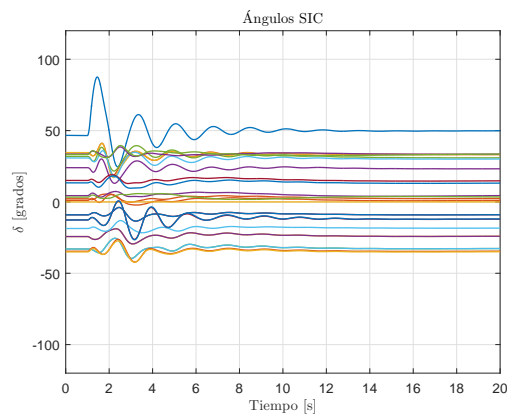
(b) Tensión barras 220 kV



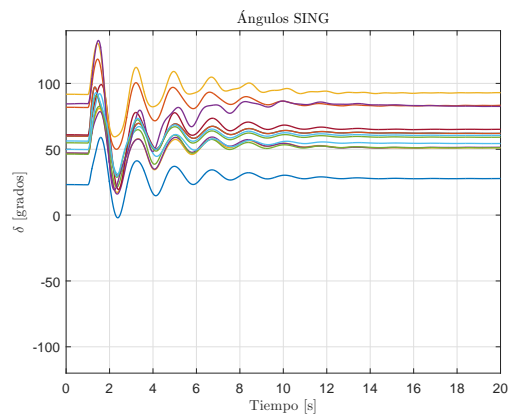
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



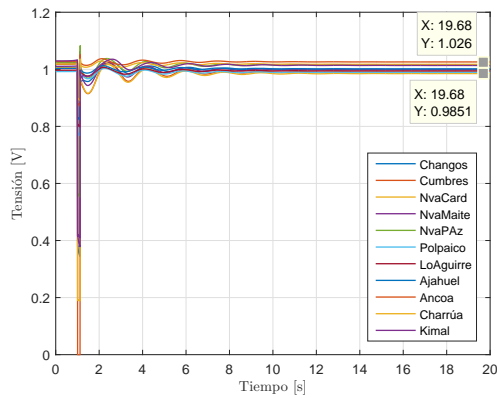
(e) Ángulos rotóricos SIC



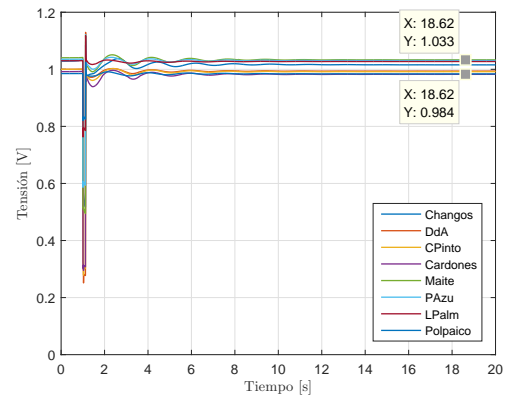
(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 7.6: Contingencia N°1  $F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC 2021

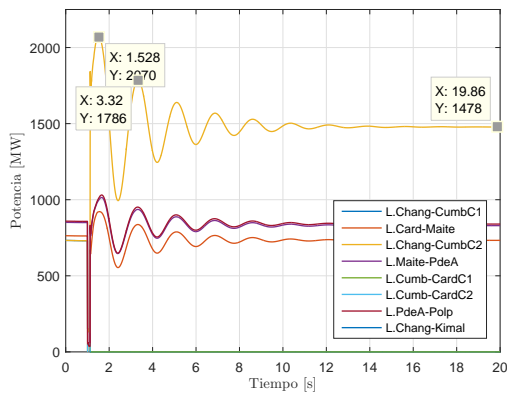
A continuación se presentan los resultados para la contingencia  $N-2$ , para la falla  $F3\phi$  (falla más exigente).



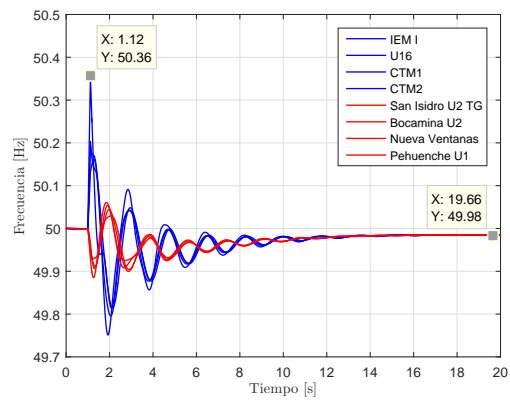
(a) Tensión barras 500 kV



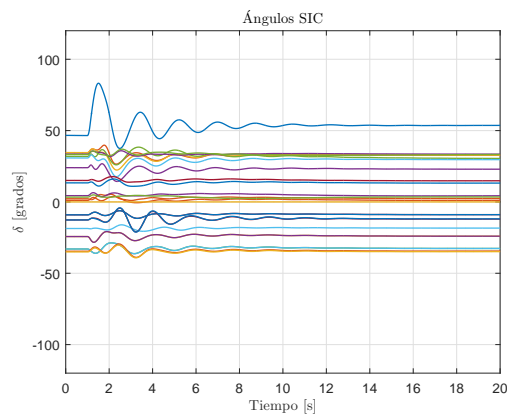
(b) Tensión barras 220 kV



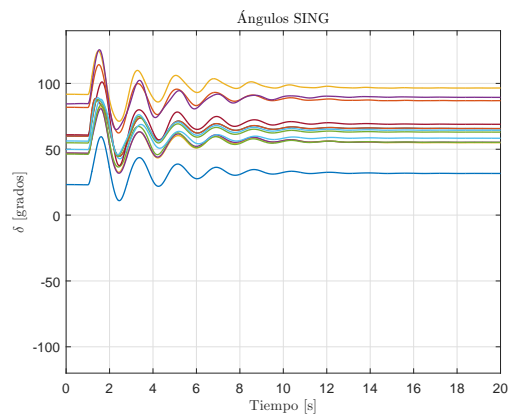
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



(e) Ángulos rotóricos SIC



(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 7.7: Contingencia  $N-2 F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC 2021

De los resultados expuestos, se observa que con el equipo FACTS con función POD y los PSS ajustados, el sistema presenta una buena estabilidad transitoria antes las contingencias más severas. Para las simulaciones mostradas, y en base a lo establecido por la norma [2], se puede

apreciar lo siguiente:

- Las tensiones no decaen a valores por debajo de los establecidos por la norma y se mantienen dentro de los niveles establecidos para estado alerta, tanto para las tensiones en barras de 500 [kV] (0,95-1,05 [pu]), como en 220 [kV] (0,93-1,07 [pu]).
- El nivel de amortiguamiento calculado en la línea sana con mayor flujo de potencia después de la contingencia N°1  $F3\phi$ , presenta un nivel por sobre el mínimo normativo, con un nivel de amortiguamiento de 10,57 % y para la contingencia N-2 presenta un amortiguamiento de 10,29 %.
- De las variaciones en la velocidad de las unidades generadoras, se observa claramente como oscilan las máquinas del SING con las del SIC, estabilizándose la frecuencia dentro de los tiempos y límites establecidos por la norma.
- Los ángulos rotóricos de las unidades de SIC y SING se mantienen dentro de los niveles establecidos por la norma ( $\pm 120^\circ$  respecto al eje inercial) y se estabilizan satisfactoriamente.

En anexo electrónico se presentan los resultados de las fallas  $F3\phi$  y  $F2\phi - T$  de las demás contingencias para el escenario más crítico de DAHS SING-SIC, y las contingencias para los demás escenarios.

## 7.2. Análisis al año 2024

Para el año 2024 se consideran todas las obras en servicio para ese año expuestas en el ITD 2016 y en [19]. A su vez, por recomendación de Transelec, se modelan las siguientes obras:

- Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Pan de Azúcar - Polpaico.
- Nueva Central generadora CGE, que inyectará en la S/E Charrúa 220 [kV].
- Nueva Central El Campesino, que inyectará en la S/E Nueva Charrúa 500 [kV].

La central CGE fue modelada con 3 unidades: CGE TG1, CGE TG1 y CGE TV, utilizando los modelos de las máquinas de la central Kelar (tanto los modelos de la unidad generadora como los controles). Por su parte, la central El Campesino fue modelada por 4 unidades: El Campesino TG1, El Campesino TG2, El Campesino TV1 y El Campesino TV2, utilizando los modelos de la central Nehuenco (tanto los modelos de la unidad generadora, como los controles). Para la nueva línea de 500 [kV] entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, se modeló la línea al igual que la línea de doble circuito ya modelada.

En el presente capítulo, para el estudio al año 2024 se consideran los siguientes escenarios:

1. DAHH SIC-SING
2. DAHH SING-SIC
3. DAHH PE SIC-SING
4. DAHM T0
5. DAHS SIC-SING
6. DAHS SING-SING
7. DAHS ERNC SING-SING
8. DBHH ERNC SIC-SING
9. DBHH SIC-SING

De acuerdo a los resultados obtenidos para el análisis para los años 2018 y 2021, se tiene especial consideración en los escenarios más críticos previstos, los de transferencias  $SING \rightarrow SIC$ . Se considera el escenario de DAHS SING-SIC, como el escenario con alta penetración térmica y nada de ERNC (caso más crítico), al igual que para el análisis del año 2021. Además, se espera que los escenarios de demanda baja sean los menos críticos y que los escenarios de transferencias  $SIC \rightarrow SING$  no presenten problemas en los niveles de amortiguamiento de los modos inter-área, al igual que en el año 2018 y 2021.

Tomando en cuenta las mismas consideraciones expuestas en el Capítulo 5, se lleva a cabo el análisis modal de los escenarios al año 2024.

### 7.2.1. Análisis modal año 2024

A continuación, se presentan los principales resultados del análisis para el escenario más crítico, mostrando en las figuras los polos obtenidos.

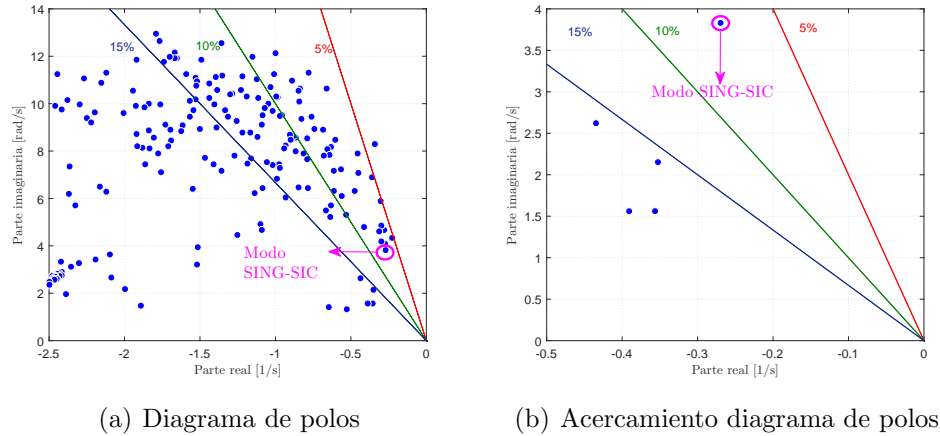


Fig. 7.8: Diagramas de polos escenario DAHS SING-SIC 2024

A partir de los diagramas de polos mostrados en la Figura 7.8 se observa nuevamente que existe la presencia del modo inter-área SING-SIC, lo que era de esperar al igual que al año 2018 y 2021.

El escenario más crítico sigue siendo el de altas transferencias desde el SING hacia el SIC, considerando un alto despacho de unidades térmicas en el SING. A su vez, debido a las nuevas obras, las transferencias son forzadas hasta el límite  $N-1$  del enlace, 1500 [MW]  $SING \rightarrow SIC$  (caso más crítico).

En la Tabla 7.7 se resume la caracterización de los modos inter-área para todos los escenarios analizados.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS	0,61	7,0	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHS ERNC	0,63	8,2	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHH	0,64	8,9	SING $\rightarrow$ SIC	1500
DAHS	0,77	12,0	SIC $\rightarrow$ SING	400
DAHH	0,81	8,9	SIC $\rightarrow$ SING	500
DBHH	0,66	15,3	SIC $\rightarrow$ SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	24,2	SIC $\rightarrow$ SING	900
DAHH PE	0,64	10,0	SIC $\rightarrow$ SING	1000
DAHM	0,65	10,8	SING $\rightarrow$ SIC	30

Tabla 7.7: Nivel de amortiguamiento, modos inter-área año 2024

A partir de la tabla se observa que se obtienen resultados esperados, siendo los escenarios con nivel de amortiguamiento más bajo, los de transferencias  $SING \rightarrow SIC$ . De los 9 escenarios

analizados, cuatro de ellos presentan niveles de amortiguamiento por debajo de lo establecido por la norma. La frecuencia de los modos SING-SIC prácticamente no varía en comparación con el año 2021, teniendo ahora una frecuencia alrededor de 0,62 [Hz] para los modos más críticos (para el año 2021 es de 0,6 [Hz] y para el año 2018 de 0,52 [Hz]).

Además, para tener mayores antecedentes de los modos SING-SIC al año 2024, se debe conocer el nivel de participación de la unidades generadoras involucradas, permitiendo visualizar que unidades tienen mayor influencia en el modo SING-SIC, de manera de tener las unidades candidatas a ajustar su estabilizador, y si se condice con las unidades ajustadas en los años 2018 y 2021.

En la Tabla 7.8 se muestran los factores de participación del escenario más crítico, DAHS SING-SIC.

Modo	2074	Participación		
f [Hz]	$\zeta$	Unidad	$\omega$ [pu]	$\delta$ [pu]
0,61	7,03	U16	1	1
		Kelar TG 2	0,3	0,4
		CTM2	0,3	0,4
		Kelar TV	0,3	0,4
		CTTAR	0,3	0,3
		Kelar TG 1	0,3	0,3
		CH Ancoa	0,2	0,2
		U14	0,2	0,3
		IEM I	0,2	0,2
		Cochrane U1	0,2	0,3
		ANG2	0,1	0,2
		ANG1	0,1	0,2
		CTM3-TG	0,1	0,2
		CGE TV	0,1	0,1
		U15	0,1	0,1
		CTA	0,1	0,1
		CTH	0,1	0,1
		CTM1	0,1	0,1
		San Andrés U2	0,1	0,1
		San Andrés U1	0,1	0,1
		U12	0,1	0,1
		U13	0,1	0,1
		NTO2	0,1	0,1
		NTO1	0,1	0,1
		Antuco U1	0,1	0,1
		Antuco U2	0,1	0,1
		CGE TG 1	0,1	0,0
		CGE TG 2	0,1	0,0
		Bocamina U2	0,1	0,0
		El Paso U2	0,1	0,1
		El Paso U3	0,1	0,1
		El Paso U1	0,1	0,1
		Pangue U1	0,1	0,0
		Santa María	0,1	0,0
Pangue U2	0,1	0,0		
Nueva Ventanas	0,1	0,0		

Tabla 7.8: Factores de participación DAHS SING-SIC año 2024

De tabla se observa que las unidades con mayor participación corresponden a la central U16, las unidades de la central Kelar y la unidad CTM2. Las unidades U16 y CTM2, son las dos con mayor prioridad seleccionadas para ajustar sus estabilizadores en los años 2018 y 2021. Los factores de participación asociados a los modos SING-SIC de los demás escenarios se presentan en el anexo electrónico.

A su vez, para corroborar el tipo de modo clasificado, se utiliza nuevamente la herramienta de los vectores de observabilidad (*mode shape*). En la Figura 7.9, se presenta la caracterización del modo SING-SIC para el escenario de DAHS SING-SIC, graficando los vectores de observabilidad asociados a la velocidad de cada unidad generadora, normalizando sus valores respecto al de mayor magnitud.

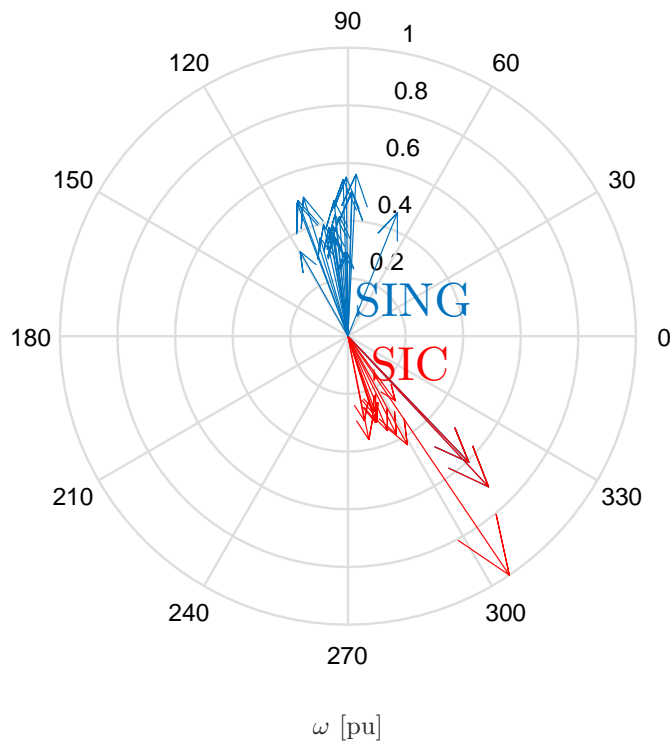


Fig. 7.9: Caracterización modo SING-SIC escenario DAHS SING-SIC año 2024

Nuevamente se aprecia que las unidades del SING oscilan en contra fase con las unidades del SIC, corroborando la clasificación del modo SING-SIC como inter-área. En la Tabla 7.9 se presentan la magnitud de los vectores graficados y su unidad asociada respectiva.

Observabilidad $\omega$ modo SING-SIC			
SING		SIC	
Unidad	Magnitud [pu]	Unidad	Magnitud [pu]
U14	0,56	CH Ancoa;	1,00
Kelar TG1	0,49	San Andrés U1	0,72
U15	0,47	San Andrés U2	0,72
CTM2	0,46	El Paso U1	0,61
CHAP	0,42	El Paso U2	0,61
Cochrane U1	0,42	El Paso U3	0,61
CTM1	0,40	Viñales	0,43
CAVA	0,38	Celco	0,38
CTH	0,38	Itata	0,37
CTA	0,37	Rio Colorado	0,36
CTM3	0,35	Antuco U1	0,31
NTO1	0,35	Antuco U2	0,31
Irruputuncu	0,34	CGE TV	0,30
CTM3	0,33	Capullo	0,28
ANG2	0,29	Confluencia U2	0,28
ANG1	0,29	Santa Fe Energía	0,28

Tabla 7.9: Magnitud vectores observabilidad modo SING-SIC, escenario DAHS SING-SIC 2024

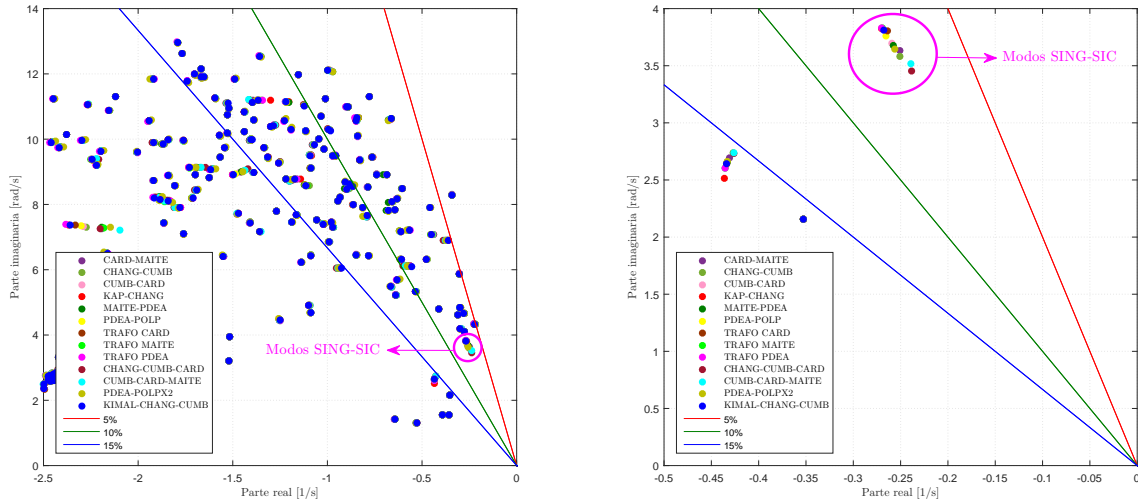
A su vez, siguen estando presentes modos con amortiguamiento menor al 10 %, lo que se puede observar en los diagramas de polos en la Figura 7.8 (además de los diagramas presentados en el anexo electrónico). Dichos modos siguen correspondiendo en su mayoría a unidades con controladores no homologados o sin controladores y, como se mencionó, actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional se encuentra desarrollando el *plan de sintonización de PSS* de acuerdo a [22], por lo que se espera que sus amortiguamientos mejoren. No obstante, existen modos con amortiguamiento cercanos al 10 % donde participan unidades importantes que a su vez participan en los modos SING-SIC, como se observó en el análisis de los años 2018 y 2024, como las unidades de la central Kelar, que cuentan con modelos no homologados y sus estabilizadores se encuentran desactivados.

Dado que el presente estudio tiene por objetivo mitigar las oscilaciones de potencia de la futura interconexión, el modo de interés a amortiguar consiste en el modo SING-SIC.

### 7.2.2. Análisis basado en el criterio $N-1$ y $N-2$

A su vez, nuevamente se realiza el análisis  $N-1$  y  $N-2$  de manera de observar el comportamiento del modo inter-área. Lo anterior se realiza considerando la pérdida de los elementos mencionados en la sección 7.1.2, más la pérdida de un circuito del tramo Kimal-Changos-Cardones y de una

de las líneas de doble circuito 500 [kV] Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, para el escenario DAHS SING-SIC. Los resultados se presentan en la Figura 7.10.

(a) Diagrama de polos  $N-1$  y  $N-2$ (b) Acercamiento diagrama de polos  $N-1$  y  $N-2$ Fig. 7.10: Análisis  $N-1$  y  $N-2$  escenario DAHS SING-SIC 2024

De la figura se puede apreciar que al igual que en los años 2018 y 2021, el modo SING-SIC no varía mayormente, manteniendo un nivel de amortiguamiento en torno a 6,8% en este caso (en red  $N$  es de 7%), incluso considerando contingencias  $N-2$ , lo cual resulta mayor al 5% establecido por la norma [2] para contingencias simples. Por lo tanto, la pérdida de alguno de los tramos del nuevo enlace de 500 [kV] (Desde la S/E Kimal hasta la S/E Polpaico) y la pérdida de dos tramos consecutivos, no generan un impacto significativo en los modos y sus niveles de amortiguamiento.

### 7.2.3. Resultados análisis modal

A partir del análisis modal efectuado con horizonte al año 2024, se destacan los siguientes resultados:

- A partir de los resultados obtenidos del análisis de los distintos escenarios, se vuelve a evidenciar la aparición de un modo inter-área SING-SIC, producto de la interconexión de los dos sistemas, provocando la oscilación de máquinas del SING con las del SIC.
- Los escenarios de transferencias  $SING \rightarrow SIC$  vuelven presentar los modos inter-área más críticos, con nivel de amortiguamiento más bajo, en especial el escenario con alta generación térmica y baja penetración ERNC (nula), al igual que en los años 2018 y 2021.

- En general, para los escenarios de transferencia  $SIC \rightarrow SING$  los modos oscilatorios presentan niveles de amortiguamiento más elevados y el modo SING-SIC se encuentra amortiguado satisfactoriamente.
- Del análisis  $N-1$  y  $N-2$ , se observa que la pérdida de un circuito o dos circuitos consecutivos del nuevo enlace de 500 [kV], nuevamente no producen grandes cambios a nivel de los modos de oscilación y sus niveles de amortiguamiento.
- En el escenario más crítico las unidades del SING poseen una alta participación, siendo las mismas a las cuales se les ajustó el PSS a los años 2018 y 2021, sin embargo, existe una alta participación de la Central Kelar (la cual no cuenta con controladores homologados). Los modos críticos se encuentran en el rango de 0,61-0,64 [Hz], rango muy cercano a las frecuencias del modo inter-área en el año 2021 (0,59-0,61 [Hz]).

### 7.2.4. Integración función POD y ajuste de PSS

Para el año 2024 se utiliza la S/E Los Changos nuevamente como ubicación del STATCOM, de acuerdo a lo demostrado para los estudios en los años 2018 y 2021<sup>2</sup>.

Como ya se mencionó, el ajuste de los parámetros de la función POD depende de la frecuencia del modo inter-área, y para el sistema al año 2024 el rango de frecuencia del modo SING-SIC no varía prácticamente respecto al del año 2021. Por consiguiente, se utilizan los mismos ajustes propuestos para el año 2021 mostrados en la Tabla 7.5. Para la ganancia  $K_{POD}$ , se utiliza el mismo valor ajustado en conjunto con las ganancias de los PSS de las unidades seleccionadas, la cuales son las mismas ajustadas al año 2018 y 2021, de manera de minimizar la relación expresada en ecuación (3.17). En el anexo electrónico se presentan los ajustes utilizados.

A continuación se presenta el análisis modal con la integración del STATCOM con función POD más los ajustes de los PSS. En la Figura 7.11 se presenta el diagrama de polos del escenario más crítico, correspondiente a transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , escenario DAHS SING-SIC.

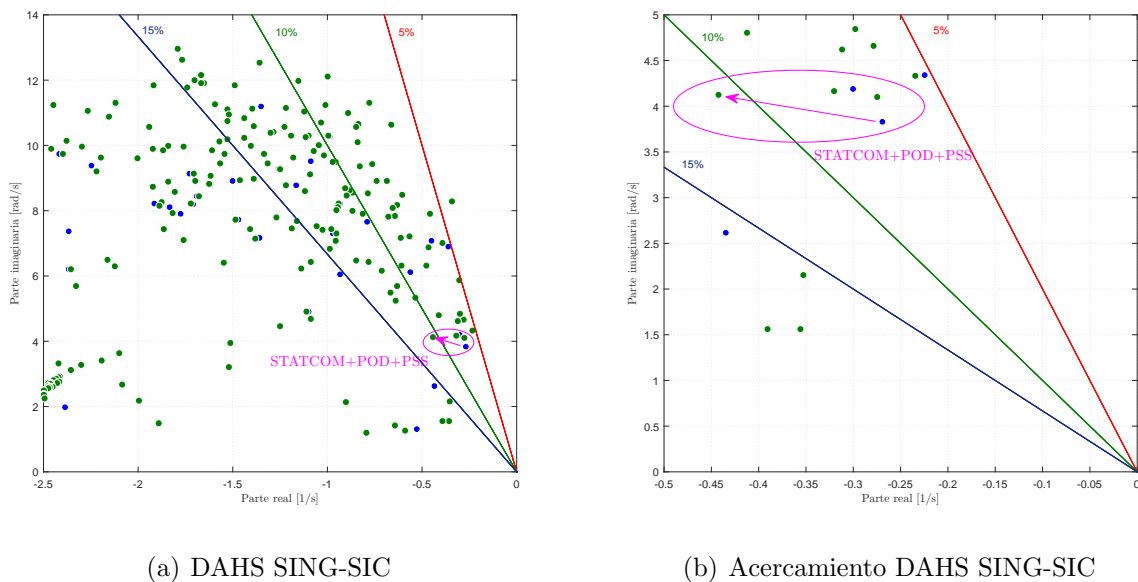


Fig. 7.11: Diagramas de polos escenario transf.  $SING \rightarrow SIC$  2024

Del diagrama de polos anterior, se observa que nuevamente el conjunto de ajustes de la función POD del equipo STATCOM con los PSS de las unidades generadoras seleccionadas, aumentan el nivel de amortiguamiento desde un 7% a un 11%. A su vez, el modo SING-SIC es amortiguado satisfactoriamente en todos los demás escenarios simulados. En la Tabla 7.10 se muestran

<sup>2</sup>De todas formas se corrobora que el valor residual más alto se da con la conexión del STATCOM en la S/E Los Changos.

los valores de amortiguamiento de todos los escenarios simulados, considerando la integración conjunta del equipo FACTS con función POD y el ajuste de los PSS.

Escenario	$f$ [Hz]	$\zeta$ [%]	$\zeta_{StcPODPSS}$ [%]	Transferencia	Potencia [MW]
DAHS	0,61	7,0	11,0	SING→SIC	1500
DAHS ERNC	0,63	8,2	12,5	SING→SIC	1500
DAHH	0,64	8,9	12,0	SING→SIC	1500
DAHS	0,77	11,99	12,0	SIC→SING	400
DAHH	0,81	8,9	13,0	SIC→SING	500
DBHH	0,66	15,2	14,8	SIC→SING	950
DBHH ERNC SOLAR	0,98	24,2	25,0	SIC→SING	900
DAHH PE	0,64	10,0	12,1	SIC→SING	1000
DAHM	0,65	10,8	14,4	SING→SIC	30

Tabla 7.10: Nivel de amortiguamiento modos inter-área incluyendo STATCOM+POD+PSS 2024

Al igual que el estudio realizado para los años 2018 y 2021, el efecto del FACTS en los modos de los casos más críticos, transferencias  $SING \rightarrow SIC$ , es notorio, y al ajustar los estabilizadores se mejora aún más el nivel de amortiguamiento de dichos modos. Además, el ajuste de los PSS tiene un efecto positivo en los modos en que el FACTS no tiene tanta influencia, escenarios de transferencias  $SIC \rightarrow SING$ , lo que ocurre con el sistema en los años 2018 y 2021. A su vez, el modo más crítico no mejora tanto su nivel de amortiguamiento en comparación con el mismo modo al año 2018, lo que también ocurre en el año 2021, ya que para dicho modo se cuenta con alta participación de las unidades ajustadas U16 y CTM2, y de otras unidades con controles no homologados. Por consiguiente, el efecto sobre dicho modo es principalmente por parte del equipo FACTS.

De acuerdo a la Tabla 7.8 las otras unidades importantes que tienen alta participación en el modo SING-SIC, son las unidades pertenecientes a la nueva Central Kelar, las cuales no han sido homologadas por ser nuevas unidades, por lo que se espera que el plan de sintonización de PSS del Coordinador, y la homologación de los modelos en terreno, mejore el amortiguamiento que proporcionen en los modos que participan.

Sin desmedro de lo anterior, en todos los escenarios analizados el modo SING-SIC es amortiguado satisfactoriamente con el ajuste de la función POD del STATCOM y el ajuste de estabilizador de las 5 unidades mostradas en la Tabla 6.5. Cabe destacar que la frecuencia del modo SING-SIC varía entre el año 2018 y 2021 (para el año 2024 la variación es mínima respecto al año 2021), por lo que se modificó levemente los parámetros de la función POD. El ajuste anterior era válido, sin embargo, se modificó levemente para tener una mejor injerencia en el modo SING-SIC.

Actualmente, se han desarrollado trabajos como el mostrado en [26], donde se proponen con-

troles re-configurables para la función POD mediante la medición en tiempo real PMU (*Phasor Measurement Unit*), creando un prototipo de *hardware* para un sistema de control POD que se ajusta en tiempo real mediante las señales de entrada enviadas por las mediciones de PMU.

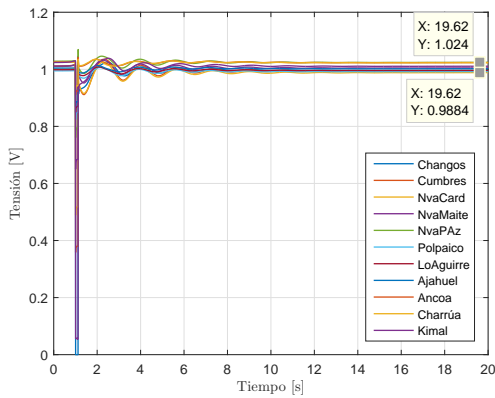
A continuación, se realiza una verificación dinámica de los ajustes propuestos para el escenario más crítico (DAHS SING-SIC).

### 7.2.5. Verificación dinámica año 2024

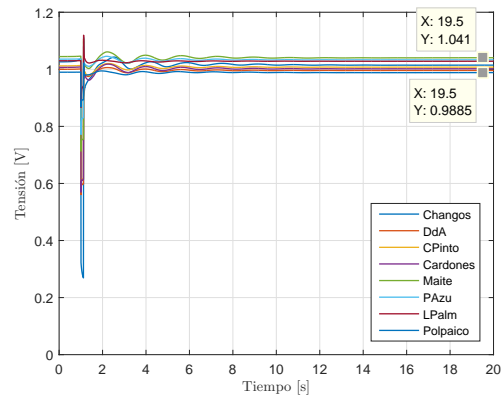
Se realiza una verificación de la respuesta dinámica del sistema con la integración del nuevo equipo FACTS y los ajustes de PSS, corroborando los resultados del análisis modal realizado.

El análisis de estabilidad transitoria se lleva a cabo tomando en cuenta las mismas consideraciones y contingencias expuestas en la sección 6.6. A su vez, se considera la contingencia  $N-2$ : Kimal - Los Changos - Cumbres, simulando un cortocircuito bifásico a tierra y trifásico en barra de la S/E Changos 500 [kV], con la desconexión de un circuito paralelo de las líneas Kimal - Los Changos y Los Changos - Cumbres, es decir, de uno de los tramos Los Changos - Cumbres - Nueva Cardones.

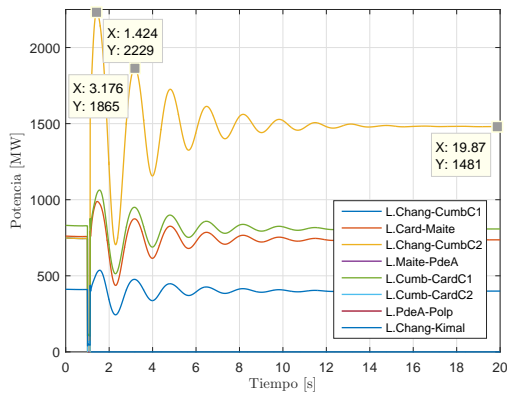
En base a las simulaciones realizadas, se presentan los resultados para las contingencias más críticas, la contingencia N°1 del listado de contingencias presentado en la Tabla 6.10 y la contingencia del tipo  $N-2$  (pérdida de dos tramos consecutivos Kimal-Changos-Cumbres). En la Figura 7.12 se presentan los resultados del cortocircuito trifásico ( $F3\phi$ ) para la contingencia N°1.



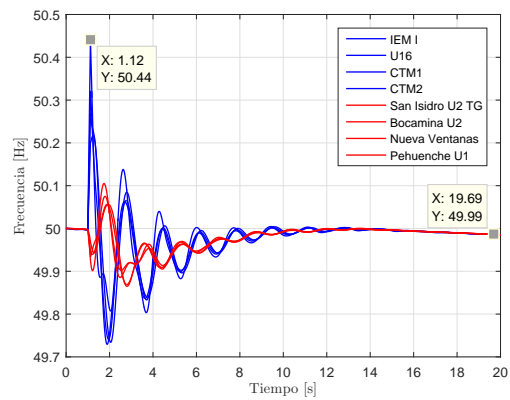
(a) Tensión barras 500 kV



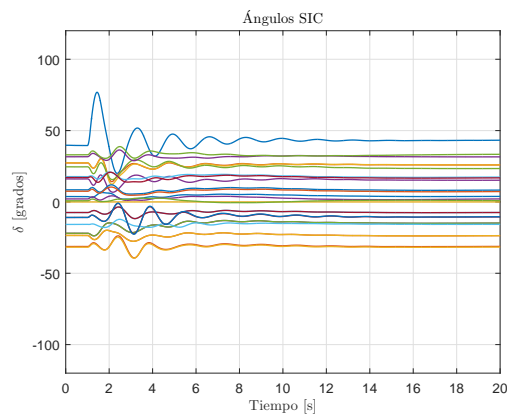
(b) Tensión barras 220 kV



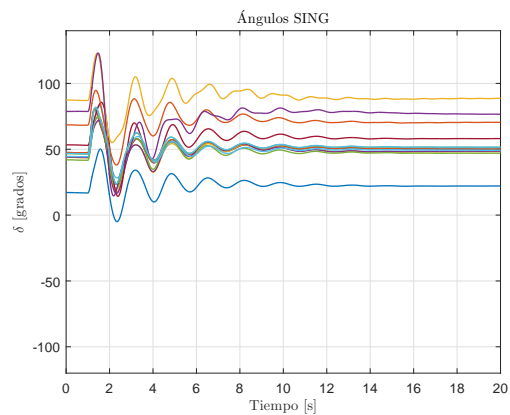
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



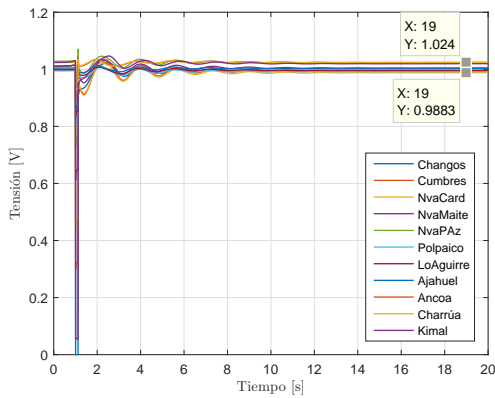
(e) Ángulos rotóricos SIC



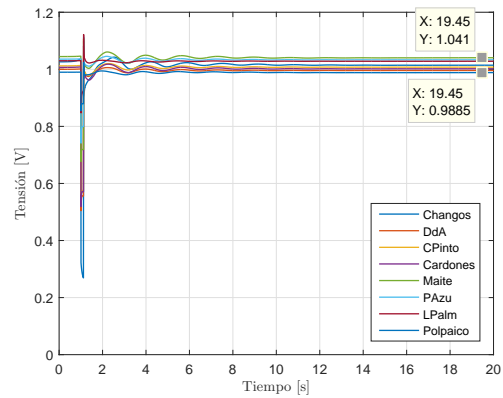
(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 7.12: Contingencia N°1  $F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC 2024

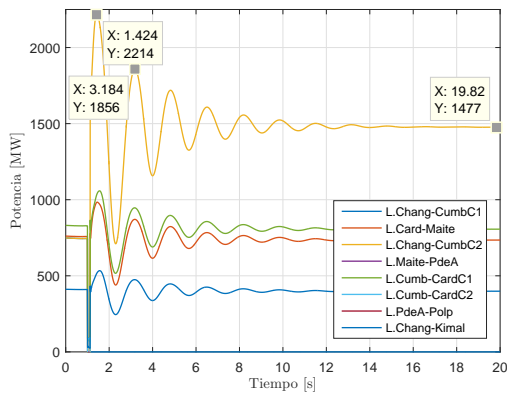
A continuación se presentan los resultados para la contingencia  $N-2$  (Kimal - Los Changos - Cumbres) para la falla  $F3\phi$  (falla más exigente).



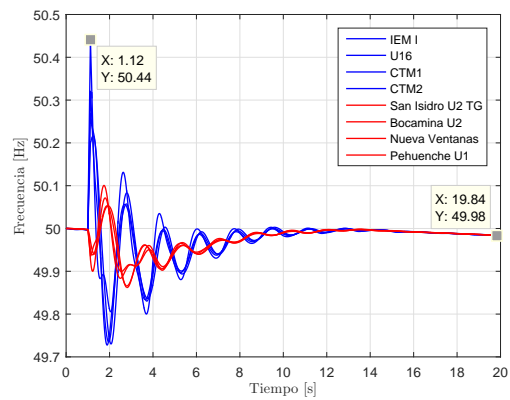
(a) Tensión barras 500 kV



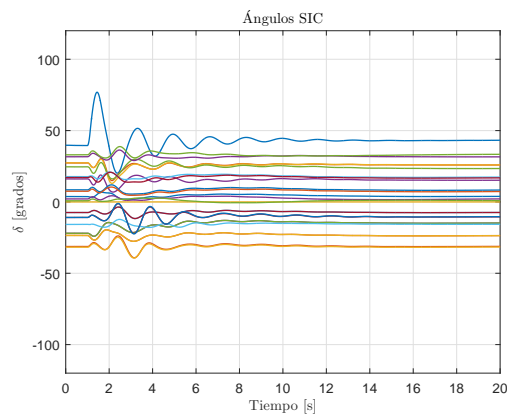
(b) Tensión barras 220 kV



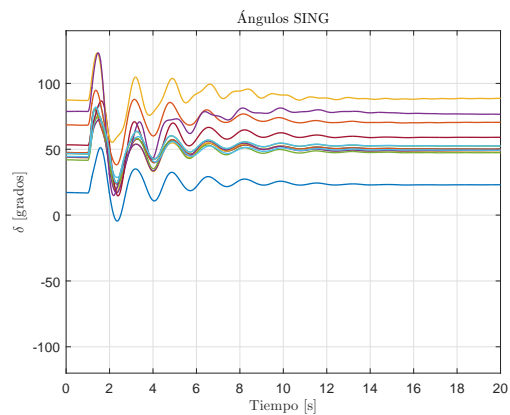
(c) Potencia en líneas



(d) Frecuencia



(e) Ángulos rotóricos SIC



(f) Ángulos rotóricos SING

Fig. 7.13: Contingencia  $N-2 F3\phi$  en escenario DAHS SING-SIC 2024

De los resultados expuestos, se observa que con el equipo FACTS con función POD y los PSS ajustados, el sistema presenta una buena estabilidad transitoria antes las contingencias más severas. Para las simulaciones mostradas, y en base a lo establecido por la norma [2], se puede

apreciar lo siguiente:

- Las tensiones no decaen a valores por debajo de los establecidos por la norma y se mantienen dentro de los niveles establecidos para estado alerta, tanto para las tensiones en barras de 500 [kV] (0,95-1,05 [pu]), como en 220 [kV] (0,93-1,07 [pu]).
- El nivel de amortiguamiento calculado en la línea sana con mayor flujo de potencia después de la contingencia N°1  $F3\phi$ , presenta un nivel por sobre el mínimo normativo, con un nivel de amortiguamiento de 10,49 % y para la contingencia N-2 (Kimal - Los Changos - Cumbres) presenta un amortiguamiento de 10,47 %.
- De las variaciones en la velocidad de las unidades generadoras, se observa claramente como oscilan las máquinas del SING con las del SIC, estabilizándose la frecuencia dentro de los tiempos y límites establecidos por la norma.
- Los ángulos rotóricos de las unidades de SIC y SING se mantienen dentro de los niveles establecidos por la norma  $\pm 120^\circ$ , a excepción de ángulo rotórico de la unidad Kelar TG2 que tiene una excursión angular de  $122^\circ$ , superando levemente el límite establecido por la norma. El superar este valor establecido por norma puede traer consecuencias negativas, como la pérdida de sincronismo de la unidad generadora.

En anexo electrónico se presentan los resultados de las fallas  $F3\phi$  y  $F2\phi - T$  de las demás contingencias para el escenario más crítico de DAHS SING-SIC, y las contingencias para los demás escenarios.

A continuación se presenta la valorización del equipo FACTS a utilizar.

### 7.2.6. Valorización del equipo FACTS

Dado que en el presente estudio se considera el uso de un equipo STATCOM, se valoriza el costo de su implementación. Para ello, se debe considerar la capacidad propuesta de  $\pm 150$  [MVar], por lo que se propone instalar tres módulos de  $\pm 50$  [MVar]<sup>3</sup> de acuerdo a las recomendaciones hechas por Transelec. Un valor estimado para este tipo de instalación se presenta en el informe “Compensación de potencia reactiva de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV” [27] publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, donde se estima el costo de un equipo STATCOM de la misma capacidad. En la Tabla 7.11, se presentan los costos asociados a este equipo.

---

<sup>3</sup>Al igual que el SVC Plus instalado en la S/E Diego de Almagro que cuenta con dos módulos de  $\pm 50$  [MVar].

ítem	Obra	VI (Miles de USD)
1	Paño transformador	644
2	Transformador	4,526
3	Paño STATCOM	588
4	STATCOM	23,000
5	<b>Costo total del proyecto</b>	<b>28,758</b>

Tabla 7.11: Presupuesto estimado STATCOM  $\pm 150$  [MVar], fuente [27]

Por otro lado, se evalúa el costo de implementar un SVC. Para ello, se debe evaluar este equipo con la misma capacidad del STATCOM de manera de poder realizar una comparación, por lo que se debe adecuar un arreglo en el SVC que permita obtener un rango de  $\pm 150$  [MVar]. En base a lo anterior, se propone utilizar dos TCR con una capacidad de absorción de  $-150$  [MVar] cada uno, más la implementación de dos filtros de  $50$  [MVar] y un banco de condensadores estáticos de  $50$  [MVar]. Para estimar el costo de implementación de este equipo, nuevamente se toma como referencia el informe publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, donde se estiman los costos para un SVC que cuenta con un TCR de similar capacidad y filtros con una capacidad total de  $50$  [MVar], por lo que el SVC se considera con un valor del doble del propuesto en dicho informe, más el banco de condensadores estáticos mencionado<sup>4</sup>. En la Tabla 7.12, se presentan los costos asociados a este equipo.

ítem	Obra	VI (Miles de USD)
1	Total costo directo	25,802
1.1	Ingeniería	582
1.2	Instalación de faenas	404
1.3	Suministro, obras civiles	24,816
2	Total costo indirecto	1,550
3	Banco de condensadores estáticos	1,550
4	<b>Costo total del proyecto</b>	<b>28,902</b>

Tabla 7.12: Presupuesto estimado SVC  $\pm 150$  [MVar], fuente [27]

A partir de las Tablas 7.11 y 7.12, se puede observar claramente que el costo de implementar un STATCOM o un SVC con el mismo rango de capacidad de  $\pm 150$  [MVar], es prácticamente el mismo. Lo anterior, justifica aún más la decisión de haber escogido el equipo STATCOM, ya que por el mismo costo se tiene un mejor desempeño dinámico, con una respuesta más rápida ante contingencias, y con un mayor efecto en la amortiguación de oscilación de potencia.

<sup>4</sup>Se considera el mismo valor que uno de los bancos de condensadores de  $50$  [MVar] de la S/E Alto Jahuel  $220$  [kV], información proporcionada por Transelec.

### 7.2.7. Resumen ajustes propuestos

En la Tabla 7.13, se presentan los ajustes de la función POD para los años de estudio. Los ajustes de los PSS de las unidades generadoras, se presentan en anexo electrónico.

Constantes de tiempo función POD	Año 2018	Año 2021	Año 2024
$T_w$	10 [s]	10 [s]	10 [s]
$T_{lead}$	0,046 [s]	0,045 [s]	0,045 [s]
$T_{lag}$	2,05 [s]	2,013 [s]	2,013 [s]

Tabla 7.13: Parámetros función POD para los años de estudio

A su vez, en la Tabla 7.14, se muestran los rangos de frecuencia del modo SING-SIC para los escenarios más críticos de cada año de estudio.

Año	Rango de frecuencia en [Hz]
2018	0,50-0,53
2021	0,59-0,61
2021	0,61-0,63

Tabla 7.14: Rangos de frecuencia modo SING-SIC para los años de estudio

De las tablas mostradas, se observa que el modo SING-SIC aumenta su frecuencia para el 2021 con respecto al 2018, y aumenta levemente para el 2024 con respecto al 2021. Lo anterior, se debe a los cambios topológicos que ocurren en el sistema, y al aumento en los niveles de transferencia de potencia (de la mano con el aumento de la demanda) [5], ya que a partir del año 2021 se pueden alcanzar las máximas transferencias en condición  $N-1$  que ofrece el enlace de la interconexión. En base a lo anterior, se modifican levemente los parámetros función POD, como se mencionó anteriormente.

# Capítulo 8

## Resumen final y conclusiones

La futura interconexión será un sistema único que abordará prácticamente todo el sistema energético eléctrico en nuestro país, siendo de vital importancia su correcto funcionamiento, por ello el presente estudio evaluó la integración de un equipos FACTS, particularmente un STATCOM, con la implementación de la función POD para la amortiguación de oscilación de potencia de los sistemas integrados. Para llevar a cabo lo anterior, se realizó un análisis modal de los escenarios confeccionados, identificando claramente la aparición de modos inter-área producto de la interconexión. Estos modos están presentes en todos los escenarios, siendo el más crítico (con menor nivel de amortiguamiento) el escenario de demanda alta hidrología seca con altas transferencias desde el SING hacia el SIC, en todos los años considerados. Dicho modo presenta una frecuencia aproximada de 0,50 [Hz] para el año 2018, no obstante, para el año 2021 su frecuencia aumenta a un valor aproximado de 0,59 [Hz], para finalmente llegar a un valor aproximado de 0,61 [Hz] al año 2024. Lo anterior se debe a los cambios topológicos que ocurren en el sistema y, a su vez, al aumento en los niveles de transferencia de potencia (de la mano con el aumento de la demanda), ya que a partir del año 2021 se pueden alcanzar las máximas transferencias en condición  $N-1$  que ofrece el enlace de la interconexión.

Para aumentar los niveles de amortiguamiento de los modos inter-área (modos SING-SIC) más críticos, se postuló la implementación de FACTS tipo *shunt*, ya que las obras en construcción del futuro sistema no permitieron la evaluación de FACTS del tipo compensación serie, los cuales tienen una mayor influencia en la amortiguación de la oscilación de potencia. Se comparó un STATCOM con un SVC, siendo el primero el que mostró una mejor respuesta dinámica, por tanto se escogió el equipo STATCOM como el FACTS a implementar. Se consideró un STATCOM de una capacidad de  $\pm 150$  [MVar], de acuerdo a las recomendaciones de Transelec y a los requerimientos mínimos de reactivos vislumbrados.

Al integrar dicho equipo en el año 2018, los modos SING-SIC más críticos aumentan su nivel de amortiguamiento y, a su vez, mejora el amortiguamiento de otros modos locales relevantes, mejorando así la respuesta del sistema a nivel de pequeña señal. No obstante, los modos más críticos aún presentan niveles de amortiguamiento por debajo del mínimo normativo, por lo que

se incorporó la función POD al dispositivo FACTS. Dicha función fue ajustada considerando la mejor ubicación del STATCOM mediante el uso del método residual, el cual permite ajustar la función para tener directa injerencia en el modo de interés. En base al análisis realizado, se determinó que la mejor ubicación para el STATCOM es la S/E Los Changos 220 [kV], la cual había sido utilizada como ubicación base para el equipo. Al ajustar la función POD, los modos SING-SIC mejoran notoriamente su nivel de amortiguamiento, aumentando de un nivel de 3,3 % a un 7,6 % en el caso del modo más crítico y restando sólo dos escenarios con un nivel menor al establecido, con el otro escenario en un nivel de amortiguamiento de 9,2 %.

Para mejorar los niveles de amortiguamiento de los modos que aún contaban con un nivel menor a 10 %, se propuso ajustar los PSS de las principales unidades generadoras participantes en los modos inter-área más críticos. En conjunto con la función POD se ajustaron los estabilizadores de 5 unidades en el año 2018, obteniendo como resultado la amortiguación satisfactoria de todos los modos SING-SIC. El ajuste de estas 5 unidades permite contar con niveles de amortiguamiento por sobre el mínimo con cierta holgura, no obstante, ajustando sólo 3 unidades (U16, CTM2 y CTM3-TG) se puede alcanzar el nivel mínimo requerido en todos los escenarios. Para los años 2021 y 2024, el ajuste conjunto de la función POD con los PSS de las 5 unidades seleccionadas, permiten amortiguar satisfactoriamente el modo SING-SIC en todos sus escenarios. Adicionalmente, los ajustes propuestos son corroborados dinámicamente mediante la simulación de contingencias simples ( $N-1$ ) y contingencias del tipo  $N-2$ . En todos los años de estudios, para un contingencia simple o  $N-2$  en la línea 500 [kV] Changos - Cumbres, el nivel de amortiguamiento calculado sobre la evolución temporal de la potencia arroja un valor cercano al 10 % o inclusive levemente superior, lo que ratifica los resultados del análisis modal realizado y los ajustes propuestos. Al año 2018 dicha contingencia presenta un nivel de amortiguamiento de 5,4 % y el mínimo exigido por norma es de 5 %, no obstante, al incluir el FACTS con función POD y los ajustes de los PSS, su nivel aumenta a 9,8 %.

La implementación del equipo FACTS con función POD permite reducir el número de PSS a ajustar en el sistema, lo cual es ventajoso debido a que el ajuste o implementación de PSS en unidades generadoras no es algo trivial, y requiere de un trabajo en terreno, con todas las limitaciones que esto implica. A su vez, se reduce la prescindencia del despacho de ciertas unidades para efectos del control de las oscilaciones de potencia en el sistema.

En conclusión, el uso de un equipo STATCOM de  $\pm 150$  [MVar] con función POD en la S/E Los Changos 220 [kV] permite aumentar notoriamente la amortiguación de los modos inter-área en los rangos de frecuencia indicados, amortiguando satisfactoriamente casi en su totalidad todos los modos más críticos, mejorando así la respuesta dinámica del sistema, y haciendo necesario el ajuste de PSS de sólo 5 unidades generadoras (3 como mínimo). Estos ajustes permiten amortiguar de manera satisfactoria las oscilaciones entre los años 2018 y 2020, sólo siendo necesario un pequeño ajuste a la función POD para el año 2021, de manera de mejorar su respuesta debido a la variación de frecuencia del modo SING-SIC. Al año 2024 no es necesario modificar los ajustes, ya que dicho modo no varía su frecuencia.

En base al trabajo desarrollado, se vislumbran los siguientes trabajos futuros entorno al equipo FACTS con función POD:

- Realizar un estudio de regulación y estabilidad de tensión estática y dinámica del equipo FACTS propuesto, considerando la optimización de su capacidad.
- Realizar un estudio del control de oscilaciones de potencia inter-área de la interconexión entre Chile y Argentina usando función POD de equipos FACTS al aumentar la capacidad del enlace existente.
- Estudiar y diseñar un ajuste dinámico de los parámetros de control de la función POD del FACTS mediante PMU.
- Estudiar el ajuste de equipos FACTS existentes para la implementación de control POD (para aquellos que tengan la función o la posibilidad de implementarla).
- Realizar una propuesta técnico-económica de un servicio complementario de amortiguación de oscilaciones de potencia.

# Referencias

- [1] C. A. O. Medina, J. A. O. Velez, “*SVC-POD tuning methodology and application to a Colombian case*”, IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC 9-10 february 2017.
- [2] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile, enero 2016.
- [3] P. Kundur. “*Power Systems Stability and Control*”. New York , McGraw-Hill, 1994.
- [4] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, “*Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions*”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 3, pp. 1387 - 1401, 2004.
- [5] S. Pizarro. “*Análisis modal del sistema interconectado del norte grande ante escenarios de oferta-demanda*”, Requisito parcial para obtener el título de: Ingeniero Civil Electricista, Chile, enero 2014.
- [6] J. C. Cepeda, E. Agüero and D. Colomé, “*Programming of Simplified Models of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) Devices Using DIGSILENT Simulation Language*”. 2014.
- [7] F. Milano. “*Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 2.0.0*”. February 14, 2008.
- [8] R. Sadikovic, P. Korba, G. Andersson, “*Application of FACTS Devices for Damping of Power System Oscillations*”, IEEE Power Tech St. Petersburg, Russia, 2005.
- [9] D. Nuñez y J. Rickemberg, “*Compensación de reactivos mediante inversor controlado*”, Tarea 1 Accionamientos Eléctricos I, Chile, enero 2016.
- [10] M. Noroozian, A. N. Petersson, B. Thorvaldson, B. A. Nilsson, C. W. Taylor, “*Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application*”. *Proc. IEEE T and D Conf. Expo.*, vol. 3, pp. 1143-1150, 2003-Sep.
- [11] ABB publication. “*A matter of FACTS. Deliver more, high quality power, ABB*”. SE-721 83 Västerås, Sweden, 2015.

- [12] DIgSILENT GmbH (2015) *DIgSILENT PowerFactory Version 14.1 User's Manual*, Gomariningen, Germany.
- [13] A. Aghazade, A. Kazemi and M. Mohammadi, "Coordination among Facts POD and PSS Controllers for Damping of Power System Oscillations in Large Power Systems Using Genetic Algorithm". Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International, 31 Aug.-3 Sept. 2010.
- [14] K. M. Lin, W. Swe, P. L. Swe, "Coordinated Design of PSS and STATCOM for Power System Stability Improvement Using Bacteria Foraging Algorithm". International J. of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering Vol:7, No:2, 2013.
- [15] L.J. Cai and I. Erlich, "Simultaneous Coordinated Tuning of PSS and FACTS Controller for Damping Power System Oscillations in Multi-Machine Systems". IEEE Bologna PowerTech Conference, Italy, June 2003.
- [16] G. Cakir, G. Radman, "Placement and performance analysis of STATCOM and SVC for damping oscillation", Proc. IEEE International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems Istanbul, pp. 1 to 5, October 2013.
- [17] M. E. Aboul-Ela, A. A. Salam, J. D. McCalley and A. A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals", IEEE Transactions on Power System, Vol 11, No. 2, May 1996, pp 767-773.
- [18] Página oficial Coordinador Eléctrico Nacional, <https://www.coordinadorelectrico.cl>.
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional, Dirección de Planificación y Desarrollo, "Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017". Enero 2017.
- [20] CDEC-SIC, *Estudio de operación de la zona norte del SIC e Interconexión con el SING Informe Final*. Octubre 2015.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, *Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados*. Marzo 2017.
- [22] CDEC-SIC, Informe Dirección de Operaciones, *Representación del Comportamiento Dinámico de las Instalaciones del SIC*. Diciembre 2016.
- [23] J. R Svensson, ABB Corporate Research, *ABB's HVDC and SVC Light technology and applications*. November 2014.
- [24] Nelson Leiva, UTFSM, "Apuntes Análisis de Sistemas de Potencia II Capítulo IV: Análisis de fallas."
- [25] Transelec, Minuta DEP19, "Análisis de requerimientos reactivos en Pan de Azúcar y N-1 Norte SIC". Agosto 2016.

- 
- [26] E. Rebello, “*Real Time PMU Assisted Wide Area Oscillation Damping using Compact Reconfigurable Controllers*”. Master’s Degree Project, School of Electrical Engineering, KTH Royal Institute of Technology, Sweden. May 2014.
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional, *Compensación de potencia reactiva de la línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV*. Marzo 2017.
- [28] A. Safari, A. Ahmadian, M. A. A. Golkar. “*Controller Design of STATCOM for Power System Stability Improvement Using Honey Bee Mating Optimization*”. Journal of applied research and technology, volume 11, México feb. 2013.
- [29] Mathur M., Varma R., “*Thyristored-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*” , IEEE Press, ISBN 0-471-20643-1, 2002.

# Anexos

# Anexo A

## Ecuación de estabilidad

De acuerdo a [3] en (A.1) se presenta la ecuación de oscilación clásica expresada en [pu].

$$\frac{\partial \Delta \omega_r}{\partial t} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \omega_r) \quad (\text{A.1})$$

$$\frac{\partial \Delta \delta}{\partial t} = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (\text{A.2})$$

Donde  $\omega_r$  corresponde a la desviación de la velocidad en por unidad,  $\omega_0$  es la velocidad base en [rad/s],  $\delta$  es el ángulo del rotor en radianes eléctricos,  $T_m$  es el torque mecánico de la máquina eléctrica menos las pérdidas rotacionales,  $T_e$  es el torque eléctrico,  $H$  es la constante de inercia y  $K_D$  se conoce como la constante de amortiguación de carga.

Analizando el modelo clásico de un generador conectado a una barra infinita de la Figura A.1, el torque eléctrico puede ser expresado de acuerdo a la ecuación (A.3), considerando que  $T_e = P_e$  en por unidad.

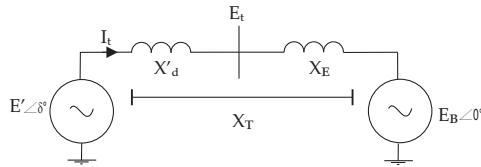


Fig. A.1: Modelo clásico generador-barra infinita

$$T_e = P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin(\delta) \quad (\text{A.3})$$

Linealizando la expresión anterior en torno a una condición inicial representada por  $\delta = \delta_0$ , se tiene que:

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E' E_B}{X_T} \cos(\delta_0) (\Delta \delta) \quad (\text{A.4})$$

Luego, si se linealizan las ecuaciones (A.1) y (A.2), sustituyendo  $\Delta\delta$  dado por la ecuación (A.4), se tienen las ecuaciones linealizadas expresadas en (A.5) y (A.6).

$$\frac{\partial\Delta\omega_r}{\partial t} = \frac{1}{2H}(\Delta T_m - K_S\Delta\delta - K_D\omega_r) \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{\partial\delta}{\partial t} = \omega_0\Delta\omega_r \quad (\text{A.6})$$

Donde  $K_S$  es el coeficiente de torque sincronizante dado por:

$$K_S = \frac{E'E_B}{X_T} \cos(\delta_0) \quad (\text{A.7})$$

De las expresiones anteriores, se desprende que existen dos torques de origen eléctricos:

- $K_S\Delta\delta$  llamado torque sincronizante, proporcional a las desviaciones angulares.
- $K_D\Delta\omega_r$  conocido como torque amortiguador, proporcional a las desviaciones de velocidad angular.

El torque amortiguador es de vital importancia para mitigar las oscilaciones electromecánicas presentes en sistemas de potencia. Las ecuaciones (A.5) y (A.6) se pueden expresar en su forma matricial:

$$\frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (\text{A.8})$$

La relación anterior es de la forma  $\dot{x} = Ax + bu$ . Los elementos de la matriz de estados  $A$  son dependientes de los parámetros del sistema  $K_D$ ,  $H$ ,  $X_T$ , y las condiciones iniciales de operación dadas por los valores de  $E'$  y  $\delta_0$ .

# Anexo B

## Normativa utilizada

Respecto de los estándares de la NTSyCS, es primordial considerar lo que se destaca en los siguientes artículos (versión 2016):

### **Artículo 3-13:**

El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] deberá contar con un limitador de mínima excitación y protección contra pérdida de excitación. El limitador de mínima excitación deberá impedir que durante el estado de operación normal, la corriente de excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación.

Asimismo, todas las unidades generadoras de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con un PSS. En el caso que unidades menores a 50 [MW] o un conjunto de ellas provoquen oscilaciones indeseadas de potencia en el SI, ellas o un conjunto de ellas deberán estar equipadas con equipos PSS que permitan el control de dichas oscilaciones.

### **Artículo 5-24:**

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

**Artículo 5-28:**

En Estado de Alerta el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

**Artículo 5-36:**

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.

**Artículo 5-37:**

Para la aplicación del Artículo 5-36, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por la DO y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-28 para el Estado de Alerta, serán las de Severidad 1, 2 y 3. Adicionalmente, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-52 para el Estado de Emergencia, serán las de Severidad 4 y 5. Finalmente, las Contingencias Simples de severidad 8 y 9 que no califican como Contingencias Extremas dado su menor impacto, también deberán ser consideradas por la DO y superadas evitando el Apagón Parcial del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11 de la presente NT. Estas verificaciones deberán realizarse para la configuración de demanda y generación en Estado Normal que se estime más desfavorable a juicio de la DO.

**Artículo 5-39:**

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST. La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de

0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

**Artículo 5-40:**

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

**Artículo 5-43:**

El factor de amortiguación ( $\zeta$ ) de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

**Artículo 5-44:**

La determinación del factor  $\zeta$  se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente. El factor  $\zeta$  resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = -\frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100$$

Donde  $R_A = \frac{A2}{A1}$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular.

**Artículo 5-45:**

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37 y Artículo 5-38, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.

- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, la DO podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del ST con nivel de tensión inferior a 200 [kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales. Asimismo, los tiempos de operación de los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deberán ser sometidos a la aprobación de la DO mediante la entrega del correspondiente estudio de coordinación de protecciones que deberán realizar los Coordinados que exploten las instalaciones en cada caso.

#### **Artículo 5-48:**

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37, la DO determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie del ST para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-39 al Artículo 5-44. Dado que la posición del eje inercial puede variar bruscamente al producirse desconexión de generadores durante la simulación, como máquina representativa de la evolución de la posición del eje inercial durante la simulación dinámica (respecto de la cual se medirá la excursión del ángulo del rotor de la máquina más exigida), se usará la máquina que presente el ángulo más cercano a la posición del eje inercial determinado en el flujo de potencia inicial, calculado con una barra libre arbitraria, y cuya energía cinética  $H \times S$  [s], sea relevante. El Límite por Estabilidad Transitoria para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo.

#### **Artículo 5-49:**

El Límite por Estabilidad Permanente corresponde a la máxima transferencia que permite operar en forma estable, sin que se ponga en riesgo el sincronismo de las unidades generado-

ras conectadas en las áreas asociadas a los extremos receptor y emisor de la instalación de transmisión.

Para ello, con el SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo 10determinación del Límite por Estabilidad Permanente para cada Elemento Serie del ST.

El Límite por Estabilidad Permanente para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo.

**Artículo 5-52:**

En Estado de Emergencia el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,93 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, la DO podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. La DO deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC. En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal sus revisiones anuales y los Estudios de Subtransmisión solo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

# Anexo C

## Antecedentes equipos FACTS

### C.1. Modelo STATCOM

Se puede realizar un modelo más completo del STATCOM, considerando que los equipos basados en inversores trabajan inyectando corrientes en los ejes  $d$  y  $q$  de un sistema sincrónico orientado con la tensión de una barra adecuada. Para realizar esta sincronización es necesario conocer el ángulo de tal tensión, para lo cual se suele recurrir al así llamado *phase locked loop*, PLL en forma abreviada. Este elemento se encarga de capturar el ángulo para poder realizar las transformaciones de coordenadas en forma adecuada. Se puede demostrar que la potencia activa y reactiva inyectada por el equipo en la barra de la Figura 3.7 dependen de las corrientes en el eje  $d$  y  $q$  del mismo equipo, y de la tensión en la barra. Considerando un sistema de coordenadas cuyo eje  $d$  está orientado con la tensión de la barra  $\mathbf{v}_B$ , se puede expresar la potencia compleja instantánea en términos de los fasores espaciales, de la corriente del inversor y la tensión en la barra, como se expresa en (C.1).

$$\mathbf{S}(t) = \mathbf{v}_B \cdot \mathbf{i}^* \quad (\text{C.1})$$

De acuerdo al sistema de referencia escogido  $v_q = 0$ , por lo tanto  $\mathbf{v}_{Bq} = v_d$ . Reemplazando en (C.1) se obtiene la potencia inyectada por el compensador en la barra:

$$\mathbf{S}(t) = \mathbf{v}_B \cdot (i_d - j i_q) \quad (\text{C.2})$$

$$\mathbf{S}(t) = v_{Bd} \cdot i_d - j v_{Bd} \cdot i_q \quad (\text{C.3})$$

Por lo que se tiene que:

$$P(t) = v_B \cdot i_d \quad (\text{C.4})$$

$$Q(t) = -v_B \cdot i_q \quad (\text{C.5})$$

Se plantea la ecuación diferencial de la corriente inyectada a la barra, expresada en por unidad, en términos de la tensión del inversor, la tensión en la barra y la inductancia equivalente del

transformador y el reactor (despreciando la resistencia), tal como se expresa en (C.6).

$$\mathbf{v} = L_T \frac{d\mathbf{i}}{dt} + \mathbf{v}_B \quad (\text{C.6})$$

Descomponiendo la ecuación anterior en los ejes  $d$  y  $q$ , se tienen las siguientes relaciones:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{\omega_b}{L_T} v_d - \frac{\omega_b}{L_T} v_{B_d} + \omega_b i_q \quad (\text{C.7})$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{\omega_b}{L_T} v_q - \frac{\omega_b}{L_T} v_{B_q} - \omega_b i_d \quad (\text{C.8})$$

Donde,

- $v_d$  : Actuación en eje directo con la tensión en el eje  $d$
- $\omega_b i_q - \frac{\omega_b}{L_T} v_{B_d}$  : Perturbación en eje directo con la tensión en el eje  $d$  de la barra B2
- $\frac{\omega_b}{L_T}$  : Ganancia de la actuación en eje directo
- $v_q$  : Actuación en eje de cuadratura
- $-\frac{\omega_b}{L_T} v_{B_q} - \omega_b i_d$  : Perturbación en eje de cuadratura
- $\frac{\omega_b}{L_T}$  : Ganancia de la actuación en eje de cuadratura

Dado las relaciones anteriores, se puede obtener un control en lazo cerrado por cada canal  $d$  y  $q$ , como se observa en las siguientes figuras:

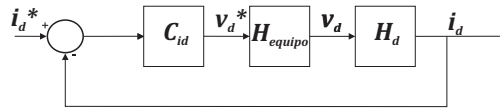


Fig. C.1: Estructura de control de corriente  $i_d$ .

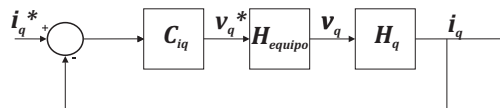


Fig. C.2: Estructura de control de corriente  $i_q$ .

El ángulo de la tensión para realizar la descomposición en los ejes  $d$  y  $q$  se obtiene a partir del PLL. A su vez, es evidente que la referencia de la corriente por el canal  $d$  debe ser 0, de manera que el equipo sólo inyecte potencia reactiva, teniendo una referencia en el canal  $q$  que depende de la tensión y la potencia reactiva  $i_q^* = -\frac{Q^*}{v_{B_d}}$ . Este tipo de modelo proporciona la factibilidad de realizar estudios no solamente RMS y , a su vez, existen otros tipos que incluyen el control de tensión del condensador mediante el índice de modulación del inversor vía PWM [28]. Para

el presente estudio, se consideró el modelo presentado en la Figura 3.15, el cual considera un control de tensión mediante controlador PI con un retardo de primer orden. Dicho retardo se debe a la relación presentada en (C.6), considerando la resistencia del reactor y un tiempo de retardo del convertidor (la tensión del convertidor se considera como una perturbación). La implementación en el *software* DIGSILENT se lleva a cabo mediante el modelo de fuente de corriente de un generador estático, el cual representa una compensación de potencia reactiva que inyecta corriente en un punto deseado, de acuerdo a [12]. A continuación, en la Tabla C.1 se presentan los parámetros utilizados en el STATCOM.

Parámetro	Valor
$K_{FACTS}$	10 [pu]
$K_p$	2 [pu]
$K_i$	0,01 [pu]
$T$	0,05 [s]

Tabla C.1: Parámetros STATCOM

## C.2. Modelo SVC

El modelo presentado para el SVC en la Figura 3.5 asume un regulador de tiempo constante, asumiendo una reactancia total  $b_{SVC}$ , que se rige por la siguiente ecuación diferencial:

$$\dot{b}_{SVC} = (K_r(V_{ref} + v_{POD} - V) - b_{SVC})/T_r \quad (C.9)$$

Este modelo utiliza la relación algebraica siguiente para expresar la potencia reactiva inyectada por el SVC:

$$Q = b_{SVC}V^2 \quad (C.10)$$

Existen otros esquemas de control, como el de tipo integrador con retroalimentación de corriente [3], que controlan el ángulo de disparo de los tiristores del TCR [7].

## C.3. Características de operación

Para vislumbrar las características de operación de ambos equipos (STATCOM y SVC) y así poder compararlos, se presentan las características  $V - I$  típicas en estado estacionario de cada equipo.

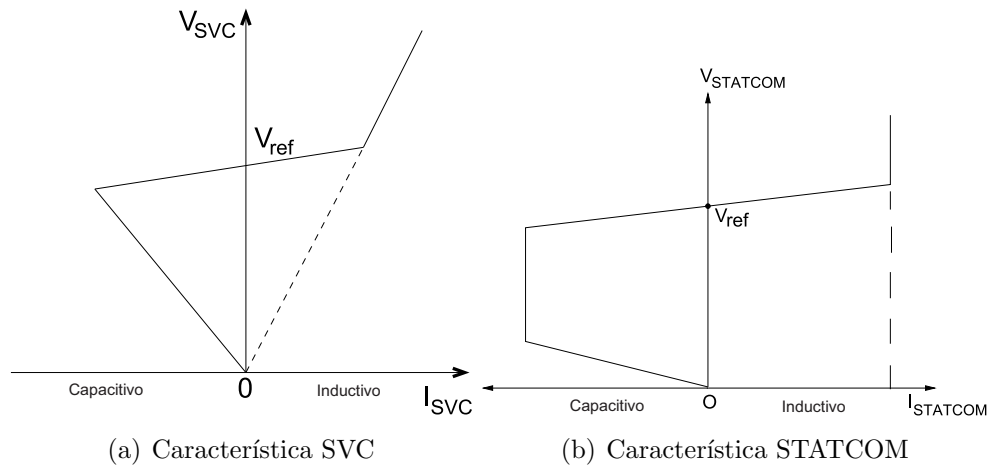


Fig. C.3: Características de operación estática

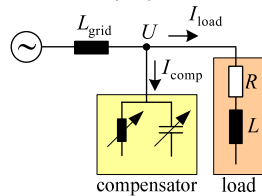
A partir de las curvas se observa como el equipo STATCOM posee mayor flexibilidad de operación en puntos en que el SVC no puede a operar. El SVC presenta una característica que combina la representación como capacitor y como inductor, mientras que en el STATCOM (despreciando las pérdidas y asumiendo que inyecta sólo potencia reactiva) los límites entre la corriente reactiva y capacitiva son simétricos, dado su comportamiento de fuente de tensión que inyecta o absorbe reactivos.

A su vez en la Figura C.4 se presenta una comparación entre ambos presentada por el fabricante ABB.

Static VAR Compensator (SVC) versus STATCOM (SVC Light)

**Classic SVC (introduced 1975)**

- Variable inductors and capacitors obtained by thyristors



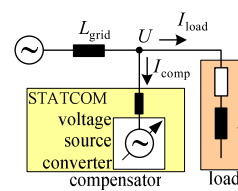
- $Q \sim U^2$
- Load balancing
- Low-frequency harmonics

Examples:

- Rawlings, Maryland in USA rated at 500 kV, -145/+575 Mvar
- Saudi Electricity Company 110 kV, -60/+600 Mvar

**STATCOM (Static Compensator)**

- VSC (Voltage Source Converter) controls current through inductor



- $Q \sim U$
- High bandwidth => quicker control
- Active filtering
- Load balancing
- Flicker mitigation
- Low content of harmonics
- Less sensitive to grid changes

Fig. C.4: Comparación realizada por ABB [23]

## C.4. Aplicaciones y beneficios

Las principales aplicaciones y beneficios que pueden brindar estos equipos FACTS se enumeran a continuación:

- Aumento de la capacidad de transferencia en estado estacionario:** Se puede demostrar que la instalación de un equipo FACTS del tipo *shunt*, como el SVC y el STATCOM, conectado a la mitad de una línea aumenta la transferencia de potencia al doble [3], como se observa en la Figura C.5.

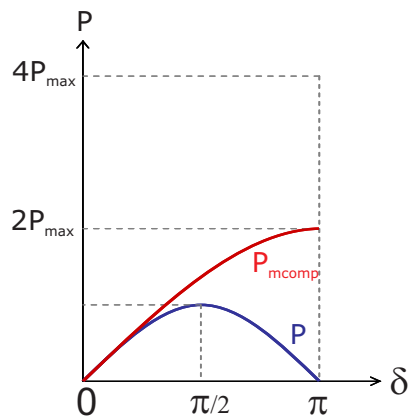


Fig. C.5: Flujo de potencia real versus flujo con compensación shunt

- Aumento de la capacidad de estabilidad transitoria:** El aporte de la estabilidad transitoria por estos equipos se puede observar en las curvas  $P - \delta$ , considerando un equipo conectado nuevamente en la mitad de una línea y sometiendo dicha línea a una falla (trifásica). En la Figura C.6 se observa la diferencia entre el caso compensado y no compensado.

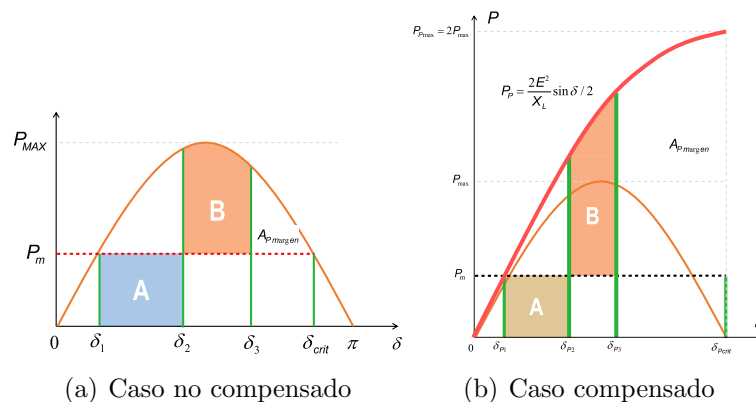


Fig. C.6: Márgenes estabilidad transitoria

Se aprecia claramente como el margen (área) de energía aumenta al utilizar la compensación (denotados por  $A_{margen}$ ), aumentando la diferencia entre el ángulo alcanzado ( $\delta_3$  y  $\delta_{p3}$ ) y el límite (ángulo crítico). De esta manera, se genera un mayor margen de estabilidad transitoria en el sistema.

Por otro lado, el uso de estos dispositivos proveen un aumento de la estabilidad transitoria aportando torque sincronizante [29].

- Aumento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia:** Los dispositivos FACTS son capaces de controlar los parámetros que influyen en la transmisión de potencia, descrita por la ecuación (2.1). En el caso de los equipos FACTS del tipo *shunt* realizan un control variable de la tensión, lo que permite ayudar a la amortiguación de las oscilaciones de potencia. Si se considera el caso de un STATCOM/SVC controlando tensión en el punto medio de una línea, este aporta un factor de amortiguamiento positivo al sistema [29] (lo que se observó claramente en el desarrollo del presente estudio).
- Prevención de colapso de tensión:** El colapso de tensión es causado por la incapacidad del sistema para suplir la demanda por potencia reactiva en ciertas condiciones de carga. Una caída en la tensión de la carga trae consigo un aumento de la demanda por reactivos, la que de no ser provista por el sistema, repercute en una sucesiva caída de la tensión, provocando un colapso de tensión e incluso un *black-out*. Un equipo FACTS del tipo *shunt* como el STATCOM o el SVC pueden proporcionar la compensación reactiva necesaria para evitar el colapso de tensión, controlando la tensión en la barra mediante el aporte o absorción de reactivos. En la Figura C.7 se ilustra el efecto en la curva  $P - V$  de la inclusión del STATCOM en el SEP de prueba mostrado en 6.1, aumentando los niveles de carga y midiendo la tensión en la barra C.

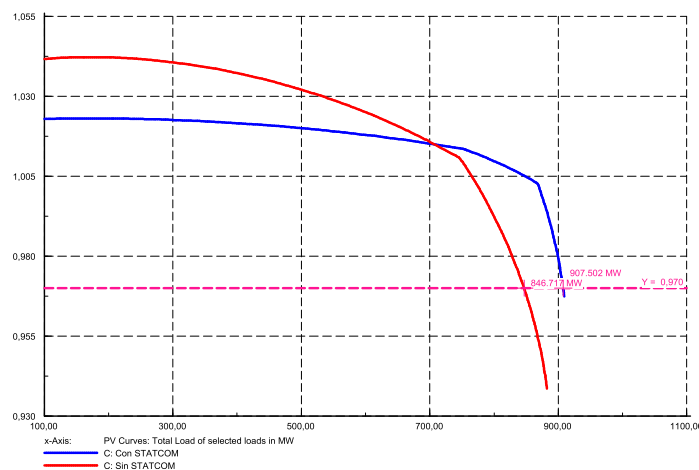


Fig. C.7: Curva PV con y sin STATCOM

# Anexo D

## Construcción del modelo

Para la adecuación de la base de datos, se consideran las obras futuras expuestas en el ITD Abril 2016 y en la Propuesta del plan de expansión de transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional

## D.1. Obras de transmisión en construcción

Nuevo proyecto	Fecha puesta en servicio
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	dic 2017
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	dic 2017
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	ene 2018
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	feb 2018
Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	may 2018
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	oct 2018
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	oct 2018
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	ene 2019
Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA	ene 2018
Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA	ene 2018
Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA	ene 2018
Tercer banco autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Alto Jahuel	ene 2018
Subestación Nueva Charrúa seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa - Ancoa	dic 2017
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	dic 2018
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul 2021
Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro	abr 2018
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro - Cumbres	oct 2019
Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Cumbres	oct 2019
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	ene 2018
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20
Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20
Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	oct-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	oct 2019
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones	abr 2020
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Maitencillo	abr 2020
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Pan de Azúcar	abr 2020
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr 2021

Tabla D.1: Obras nuevas SIC

Nuevo proyecto	Fecha puesta en servicio
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas primer circuito	abr-17
Nueva Subestación Crucero Encuentro	dic-18
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	ene-18
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20
Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20
Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	oct-20
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	abr-19
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito	abr-21
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	abr-21
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito	abr-21

Tabla D.2: Obras nuevas SING

A su vez, de acuerdo a [19] y por recomendaciones de Transeles, se modelaron las siguientes obras:

### D.1.1. Año 2021:

- Nuevo CER en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 [kV].

- Nuevos reactores de barra de 150 [MVAR] en Nueva Maite y Nueva Pan de Azúcar.
- Nuevo transformador en la S/E Quillota 220/115/13,8 [kV] 150 [MVA].
- Nuevo transformador Pan de Azúcar 220/115/13,8 [kV] 150 [MVA].
- Nuevo transformador en la S/E Cardones 220/115/13,8 [kV] 150 [MVA].

### D.1.2. Año 2024:

- Nueva línea 2x500 [kV] Nueva Pan de Azúcar - Polpaico.
- Nueva Central generadora CGE, que inyectará en la S/E Nueva Charrúa 500 [kV].
- Nueva Central El Campesino, que inyectará en la S/E Charrúa 220 [kV].

## D.2. Programa de obras de generación en construcción

Proyecto	Fecha estimada puesta en servicio	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Barra de conexión
Pular	abr-16	Fotovoltaico	28,9	II Región	Calama 220
Paruma	abr-16	Fotovoltaico	21,4	II Región	Calama 220
Pampa Camarones I	may-16	Fotovoltaico	6,0	XV Región	Tap Off Vitor 2
Bolero I	may-16	Fotovoltaico	42,0	II Región	Laberinto 220
Kelar	may-16	GNL	517,0	II Región	Kapatur 220
Bolero II	jun-16	Fotovoltaico	42,0	II Región	Laberinto 220
Finis Terrae II	jun-16	Fotovoltaico	69,0	II Región	Encuentro 220
Lascar I	jul-16	Fotovoltaico	30,0	II Región	Calama 220
Lascar II	jul-16	Fotovoltaico	34,6	II Región	Calama 220
Bolero III	ago-16	Fotovoltaico	21,0	II Región	Laberinto 220
Sierra Gorda	ago-16	Eólico	112,0	II Región	Encuentro Sierra Gorda
Cochrane U2	oct-16	Carbón	236,0	II Región	Cochrane 220
PV Cerro Dominador	oct-16	Fotovoltaico	100,0	II Región	Encuentro Sierra Gorda
Uribe Solar	oct-16	Fotovoltaico	50,0	II Región	La Huayca 110
Bolero IV	oct-16	Fotovoltaico	41,0	II Región	Laberinto 220
Blue Sky 1	oct-16	Fotovoltaico	34,0	II Región	Encuentro 220
Blue Sky 2	oct-16	Fotovoltaico	51,6	II Región	Encuentro 220
Cerro Pabellón	dic-16	Geotérmica	48,0	II Región	Línea Crucero El Abra
Arica Solar I	ene-17	Fotovoltaico	18,0	XV Región	San Miguel 66
Arica Solar II	ene-17	Fotovoltaico	22,0	XV Región	San Miguel 66
Quillagua I	mar-17	Fotovoltaico	23,0	II Región	Tap Off Quillagua
Cerro Dominador	jun-17	Termosolar	110,0	II Región	Encuentro Sierra Gorda
Huatacondo	sep-17	Fotovoltaico	98,0	I Región	Línea Crucero Lagunas
Usya	oct-17	Fotovoltaico	25,0	II Región	Calama 110
Quillagua II	oct-17	Fotovoltaico	27,0	II Región	Tap Off Quillagua
Infraestructura Energética Mejillones	feb-18	Carbón	375,0	II Región	Changos 220
Quillagua III	jun-18	Fotovoltaico	50,0	II Región	Tap Off Quillagua

Tabla D.3: Obras de generación en construcción SING

Proyecto	Fecha estimada puesta en servicio	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Barra de conexión
La Montaña I	abr-16	Hidro - Pasada	3,0	VII Región	Teno 66
Los Buenos Aires	abr-16	Eólico	24,0	VIII Región	Los Ángeles Negrete
La Silla	abr-16	Fotovoltaico	1,9	IV Región	Pajonales 23
Conejo I	abr-16	Fotovoltaico	104,5	II Región	Diego de Almagro Paposo
La Esperanza	abr-16	Eólico	10,5	VIII Región	Negrete 66
Pampa Solar	abr-16	Fotovoltaico	69,0	III Región	Diego de Almagro Paposo
Renaico	abr-16	Eólico	88,0	VIII Región	Duqueco - Temuco
Las Peñas	may-16	Eólico	8,4	VIII Región	Campague
Chuchiñí	may-16	Fotovoltaico	2,9	IV Región	Cuncumén
Santa Julia	may-16	Fotovoltaico	3,0	IV Región	Cabildo
Carrera Pinto II	jun-16	Fotovoltaico	77,0	III Región	Carrera Pinto 220
Río Colorado	jun-16	Hidro - Pasada	15,0	VII Región	Río Colorado 220
Los Loros	jun-16	Fotovoltaico	50,0	III Región	Los Loros
Ancoa	jun-16	Hidro - Pasada	27,0	VII Región	Linares Ancoa
San Juan	jul-16	Eólico	184,8	III Región	Punta Colorada 220
Quilapilún	ago-16	Fotovoltaico	103,2	RM	Polpaico Los Maquis
Abasol	ago-16	Fotovoltaico	61,5	III Región	Maitencillo Punta Colorada
Divisadero	sep-16	Fotovoltaico	65,0	III Región	Maitencillo 110
El Romero	sep-16	Fotovoltaico	196,0	III Región	Maitencillo Punta Colorada
La Mina	sep-16	Hidro - Pasada	34,0	VII Región	Loma Alta
Chaka I	oct-16	Fotovoltaico	23,0	III Región	Diego de Almagro Franke
Chaka II	oct-16	Fotovoltaico	27,0	III Región	Diego de Almagro Franke
Doña Carmen	oct-16	Diésel	48,0	V Región	Los Vilos Nogales
El Pelicano	oct-16	Fotovoltaico	100,0	III Región	Maitencillo Punta Colorada
PFV Olmué	ene-17	Fotovoltaico	144,0	V Región	Polpaico Quillota
Valleland	ene-17	Fotovoltaico	67,4	III Región	Cardones Maitencillo
Guanaco Solar	ene-17	Fotovoltaico	50,0	III Región	Diego de Almagro 110
Margarida	abr-17	Fotovoltaico	28,0	III Región	Diego de Almagro Franke
Las Nieves	abr-17	Hidro - Pasada	6,5	IX Región	Río Toltén
CTM-3*	ene-18	Diésel/gas	250,8	II Región	Cardones
Valle Solar	ago-18	Fotovoltaico	74,0	III Región	Cardones Maitencillo
Ñuble	oct-18	Hidro - Pasada	136,0	VIII Región	Ancoa 220
Los Córdobes	dic-18	Hidro - Pasada	150,0	VII Región	Ancoa 220
Las Lajas	dic-18	Hidro - Pasada	267,0	RM	Los Almendros 220
Alfalfal II	may-19	Hidro - Pasada	264,0	RM	Florida 110
San Pedro	oct-20	Hidro - Pasada	170,0	XIV Región	Los Ciruelos 220

Tabla D.4: Obras de generación en construcción SIC

### D.3. Generación y demanda

La generación de cada escenario en cada año se ajustó en base a los despachos provenientes del modelo coordinación hidrotérmica OSE2000, facilitados por Transelec, donde se consideran 56 escenarios de generación (56 años hidrológicos) para cada uno de los 5 bloques de demanda. En base a lo explicado en 4.3, se seleccionaron los despachos y se realizó la proyección de la demanda tomando en cuenta la información brindada por el ITD Abril 2016, como se muestra en 4.4. Los resultados de generación y demanda por cada escenario en los tres años de estudios se presentan en la base de datos anexada a este trabajo.