



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

ANÁLISIS DE OSCILACIONES INTERÁREA ANTE DISTINTAS ALTERNATIVAS DE
INTERCONEXIÓN SIC-SING

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE IGNACIO SALINAS BARROS

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
LUIS VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE
2014

Resumen

La interconexión del sistema interconectado central (SIC) con el sistema interconectado del norte grande (SING) en Chile, ha sido el tema más comentado del 2013 en el sector eléctrico. El debate comenzó a inicios de este año al presentarse dos alternativas de conexión de forma paralela: un enlace de corriente alterna en 500 kV impulsado por el grupo GDF-SUEZ como un proyecto privado, y una unión en corriente continua incluida en el estudio de transmisión troncal por la Comisión Nacional de Energía (CNE), órgano regulador del gobierno de Chile encargado de la planificación del sistema eléctrico chileno. Ambos proyectos presentan importantes diferencias en términos eléctricos en lo que respecta a la tecnología y a los puntos de conexión. Sin embargo, pocos estudios técnicos se han realizado a la fecha para determinar el efecto de una interconexión de esta envergadura.

En el presente trabajo se estudia un fenómeno físico recurrente en interconexiones en corriente alterna de larga distancia, denominado oscilaciones de baja frecuencia (LFO por sus siglas en inglés). Para esto se crea un modelo en DIGSILENT, donde se proyecta el sistema SIC-SING al año 2019. Se estudian dos casos de operación, uno en el cual el SIC envía 1000 MW hacia el SING (N1000) y otro en el que el SING envía 800 MW hacia el SIC (S800). Se realiza un análisis modal para cada flujo de potencia con dos alternativas de conexión distintas, un HVAC como el presentado por SUEZ y un HVDC como el propuesto por la CNE.

Se identifica al conectar ambos mediante el HVAC oscilaciones inestables en pequeña señal de frecuencia ~ 0.5 Hz independiente de la dirección del flujo. Estas tienen su origen en el SING en la gran cantidad de máquinas térmicas a vapor que oscilan a raíz de la interconexión. Este modo desaparece completamente al interconectar ambos sistemas mediante un HVDC, lo que confirma que debe su existencia a la interconexión síncrona entre las redes. Se simulan grandes perturbaciones para corroborar la existencia de otros posibles modos interárea (entre 0.1 y 1 Hz) en el dominio del tiempo solo para la interconexión en HVDC, al ser el enlace en alterna inestable en pequeña señal y se observa que el sistema es estable. Sin embargo, el nivel de amortiguamiento es bajo en el SING al enviar 800 MW hacia el SIC, debido a la lenta respuesta de las máquinas térmicas. Se concluye que es factible realizar una interconexión SIC-SING con un enlace HVDC, mientras que realizar un proyecto en HVAC puede comprometer la calidad y seguridad de suministro del sistema para grandes intercambios de potencia, llevando al sistema al colapso por LFOs no amortiguadas.

*Para los hombres del mañana
Que más temprano que tarde
Vivirán en un mundo conectado por (y para) ellos*

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi padres Marcelo y Ángeles por su apoyo constante durante mi vida en la búsqueda de un presente y un futuro feliz. Son miles los caminos posibles hoy y cada uno aparece como un medio y un fin para vivir en esta tierra.

A mi hermano Javier con quien compartimos la cotidianidad de nuestras tesis y las emociones que las acompañan.

A mi hermana Paulina por su alegría de estudiante.

A mi profesora guía Claudia Rahmann por el apoyo constante entregado a este trabajo y a su interés por sacarlo adelante.

A mi profesor co-guía Luis Vargas por generar la instancia de esta tesis.

A Fernanda, por la paz que has creado en mí.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Alcances	2
1.3. Objetivo general	2
1.4. Objetivos específicos	3
1.5. Estructura del trabajo	3
2. Marco teórico	4
2.1. Tecnologías para la interconexión de sistemas eléctricos de potencia	4
2.1.1. HVAC	4
2.1.2. HVDC	5
2.1.3. Conexión <i>Back-To-Back</i>	7
2.2. Justificación de una Interconexión SIC-SING	8
2.3. Problemas de operación del enlace: Oscilaciones de baja frecuencia (LFO) . .	12
2.3.1. Estabilidad de pequeña señal	14
2.3.2. Estudios previos	18
3. Metodología	24
3.1. Modelo	25
3.1.1. SIC	26
3.1.2. SING	28
3.1.3. Interconexión	29
3.1.4. Modelos de los elementos	32
3.1.5. Modelo Implementado	35
3.2. Despacho	38
3.2.1. Demanda	38
3.2.2. Generación renovable convencional y no convencional	38
3.2.3. Centrales térmicas	40
3.2.4. Optimización	41
3.3. Casos de estudio	42
3.3.1. Hidrología húmeda	42
3.3.2. Hidrología seca	44
3.3.3. Resumen casos de estudio	45
4. Resultados	46

4.1. HVAC	46
4.1.1. Caso #1: Hidrología Húmeda 155 (N1000)	46
4.1.2. Caso #2: Hidrología Seca 40 (S800)	56
4.1.3. Influencia del monto de transferencia de potencia en el modo inestable	60
4.2. HVDC	61
4.2.1. Caso #3: Hidrología Húmeda (N1000)	61
4.2.2. Caso #4: Hidrología Seca (S800)	65
5. Conclusiones	75
Bibliografía	78
Anexos	81
5.1. Plan de obras: Precio de nudo Abril 2013	82
5.1.1. SIC	82
5.1.2. SING	84
5.1.3. Modelos dinámicos de referencia	85
5.2. Costo variable centrales térmicas	86
5.3. Demanda uninodal para optimización	89
5.4. Generación eólica año 2019	89
5.5. Hidrología Húmeda	90
5.5.1. Caso #1 Despacho HVAC - Hora 155	91
5.5.2. Caso #3 Despacho HVDC - Hora 155	98
5.6. Hidrología Seca	100
5.6.1. Caso #2 Despacho HVAC - Hora 40	100
5.6.2. Caso #4 Despacho HVDC - Hora 40	107

Índice de tablas

2.1.	Diferencias de costos de inversión entre HVDC y HVAC publicados en Chile	11
2.2.	Ejemplo: resultado matriz de participación para un sistema de n máquinas	16
2.3.	Siemens - Características Técnicas estudio SIC-SING	19
2.4.	KAS- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVAC	20
2.5.	KAS- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVDC	21
2.6.	GDF SUEZ- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVAC	22
3.1.	HVAC- Características Técnicas enlace 500 kV	30
3.2.	HVDC- Características Técnicas enlace 500 kV	31
3.3.	FACTS - SIC Considerados para el estudio	33
3.4.	BESS - SING Considerados para el estudio	34
3.5.	SIC - Hidrología	39
3.6.	Datos gráficos flujo - Hidrología húmeda	42
3.7.	Datos gráficos flujo - Hidrología seca	44
3.8.	Comparación casos de estudio seleccionados	45
4.1.	Análisis Modal HVAC - N1000: Modos de Interés	47
4.2.	Análisis Modal HVAC - Hidrología Seca: Modos de Interés	56
4.3.	Análisis Modal HVAC - Hidrología Húmeda: Modos de Interés	61
4.4.	Análisis Modal HVDC - Hidrología Seca: Modos de Interés	65
5.1.	SIC-SING - Amortiguamiento según modelo de carga modo de 0.5 Hz	76
5.2.	SIC-SING - Simulaciones HVDC - estudio 0.9 Hz	77
5.3.	SIC - Principales cambios topología 2019	82
5.4.	SIC - Aumento Demanda al 2019 [%]	83
5.5.	SIC - Nuevas Obras de Generación	84
5.6.	SING - Principales cambios topología 2019	84
5.7.	SING - Aumento Demanda al 2019 [%]	85
5.8.	SING - Nuevas Obras de Generación	85
5.9.	SIC - Modelos Dinámicos Nuevas Obras de Generación Convencional	86
5.10.	SING - Modelos Dinámicos Nuevas Obras de Generación Convencional	86
5.11.	SING - Costos variables centrales térmicas	87
5.12.	SIC - Costos variables centrales térmicas	88
5.13.	SIC - Proyección Demanda Energética al 2019	89
5.14.	SING - Proyección Demanda Energética al 2019	89
5.15.	SIC - Generación Eólica para proyectos posteriores al 2012	90
5.16.	SIC - Hidrología asociada obras posteriores al 2006 para hidrología húmeda	90

5.17. SING - Despacho Hora 155	92
5.18. SIC - Despacho Hora 155	93
5.19. SIC - Despacho Hora 155 (2)	94
5.20. SIC - Despacho Hora 155 (3)	95
5.21. SIC - Despacho Hora 155 (4)	96
5.22. SING - HVDC - Despacho Hora 155	99
5.23. SIC - Hidrología asociada obras posteriores al 2012 para hidrología seca . .	100
5.24. SING - Despacho Hora 40	101
5.25. SIC - Despacho Hora 40	102
5.26. SIC - Despacho Hora 40 (2)	103
5.27. SIC - Despacho Hora 40 (3)	104
5.28. SIC - Despacho Hora 40 (4)	105

Índice de figuras

2.1. Elementos básicos de un enlace HVDC [1]	5
2.2. Posibles puntos de interconexión	10
2.3. Oscilaciones de baja frecuencia	12
2.4. Interconexión estudiada por Siemens (1999)	18
2.5. Enlaces estudiados por KAS (2012)	20
2.6. Enlaces estudiados por GDF SUEZ (2012)	22
3.1. Resumen Metodología	25
3.2. Actualización modelo SIC U. Chile	26
3.3. Distribución demanda SIC al 2019	27
3.4. Actualización modelo SING U. Chile	28
3.5. Distribución demanda SING al 2019	29
3.6. Modelo HVAC	30
3.7. Modelo HVDC	31
3.8. Sistema interconectado SIC-SING	35
3.9. Sistema interconectado SIC-SING (2)	36
3.10. Sistema interconectado SIC-SING (3)	37
3.11. Hidrología Húmeda	42
3.12. Hidrología seca	44
4.1. Análisis modal HVAC - N1000	47
4.2. Participacion HVAC - N1000 - 0.48 Hz	48
4.3. Participacion HVAC - N1000 - 0.87 Hz	49
4.4. Influencia distancia eléctrica - H - 0.48 Hz	50
4.5. Análisis Modal HVAC - N1000 - 0.55 Hz	51
4.6. Participación HVAC - N1000 - 0.55 [Hz]	52
4.7. Análisis Modal - N1000 - P,Z	53
4.8. Análisis Modal - N1000 - Z	54
4.9. Análisis Modal - N1000 - PC	55
4.10. Análisis Modal HVAC - Hidrología Seca	56
4.11. Participacion 0.49 Hz	57
4.12. Participacion 0.86 Hz	58
4.13. Participacion 0.85 Hz	59
4.14. Influencia potencia transferida en modo de oscilación inestable	60
4.15. Análisis Modal HVDC - N1000	61
4.16. Participación HVDC - N1000 - 0.89 Hz	62

4.17. Ángulo de rotor generadores RM salida Bocamina II HVDC - N1000	63
4.18. Potencia activa hidro RM (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Bocamina II HVDC - N1000	64
4.19. Análisis Modal HVDC - S800	65
4.20. Participación - S800 - 0.872 Hz	66
4.21. Participación - S800 - 0.852 Hz	67
4.22. Participación - S800 - 0.876 Hz	68
4.23. Ángulo de rotor zona norte SIC salida Bocamina II HVDC - S800	69
4.24. Ángulo de rotor RM SIC salida Bocamina II HVDC - S800	70
4.25. Ángulo de rotor Charrúa SIC salida Bocamina II HVDC - S800	70
4.26. Potencia activa Nehuenco TG I (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Salida Bocamina II HVDC - S800	71
4.27. Ángulo de rotor generadores SING salida Angamos I HVDC - S800	72
4.28. Potencia activa U16 (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Salida Angamos I HVDC - S800	73
5.1. Análisis Modal HVAC - H - 0.48 [Hz]	97
5.2. Análisis Modal HVAC - H - 0.87 [Hz]	97
5.3. Participación HVAC - H - 0.55 [Hz]	98
5.4. Participación HVDC - N1000 - 0.89 [Hz]	99
5.5. Participacion 0.49 [Hz]	105
5.6. Participacion 0.86 [Hz]	106
5.7. Participacion 0.85 [Hz]	107
5.8. Participación - S800 - 0.872 [Hz]	108
5.9. Participación - S800 - 0.852 [Hz]	109
5.10. Participación - S800 - 0.876 [Hz]	110

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La interconexión SIC-SING ha sido el tema más comentado del 2013 en el sector eléctrico, debido a la gran cantidad de actores involucrados y a las discrepancias por el tipo de tecnología a utilizar, la factibilidad técnica y los beneficios empresariales y sociales del proyecto. Si bien hoy en día existe un mediano consenso sobre los aspectos positivos de la iniciativa, poco se ha realizado en materia técnica para determinar si es factible la interconexión.

El gran impulsor de este proyecto, la compañía francesa GDF SUEZ, aseguró a comienzos del presente año mediante un estudio privado [2] que una unión en 500 kV en corriente alterna no generaría problemas de estabilidad a la vez que cumpliría con la norma técnica chilena. Esto contrasta con la experiencia internacional en la materia [3, 4, 5, 6] y estudios realizados por consultoras para la CNE [7], por lo cual se generó gran desconfianza en el sector eléctrico de los efectos de la interconexión. En la mayoría de los casos se generan problemas no observados anteriormente por los operadores de la red (ISO o CDEC en Chile), los cuales podrían llevar al sistema al colapso sin medidas correctivas adecuadas. Esto disminuiría los beneficios del proyecto al obligar a los sistemas a restringir la transferencia entre las dos áreas o incluso a separarse luego de una falla.

Uno de los fenómenos más observados desde que se comenzaron a interconectar grandes sistemas de potencia son las oscilaciones de baja frecuencia (LFO por sus siglas en inglés). Estas tienen su origen en la distancia eléctrica que existe entre ambas áreas, lo que hace que la gran cantidad de controladores y la topología del sistema tengan una influencia clara en las oscilaciones. Estas aparecen no sólo post falla, sino en condiciones normales de operación dificultando la tarea a los CDEC y disminuyendo la calidad de suministro. Si consideramos que la unión entre el SIC y el SING tendría puntos separados por más de 3000 km, sumado a la gran cantidad de máquinas térmicas con pobre desempeño dinámico en el SING, es claro que la operación de las dos redes en sincronía puede generar problemas adicionales a los que presentan a la fecha ambos sistemas.

Es por esto que se vuelve fundamental estudiar en detalle el desempeño de distintas alternativas de conexión, con el fin de generar un proyecto que colabore con la operación segura de las redes. Un buen proyecto de enlace podría aumentar la seguridad de suministro, a la vez que sería posible aprovechar nuevos recursos renovables, tal como un alto porcentaje de generación solar fotovoltaica o eólica en el SING, que hoy no es posible por los problemas de regulación de frecuencia que presenta.

En este trabajo se analizan nuevos modos de oscilación en el sistema interconectado SIC-SING al año 2019. Para esto, se considera analizar distintos flujos de intercambio, para distintas condiciones hidrológicas. Luego se estudian valores propios del sistema mediante un análisis modal, que considera una versión linealizada de la red. Una vez hecho esto se consideran aquellos casos donde los potenciales modos podrían dejar vulnerable al sistema y se realizan simulaciones en el dominio del tiempo con el fin de corroborar la existencia de estos problemas de operación. Por último, se concluye sobre los efectos sistémicos que generarían 2 alternativas de interconexión; la primera un enlace en HVAC basada en el proyecto de SUEZ, y una conexión en HVDC como la propuesta por la CNE [8].

1.2. Alcances

En este trabajo se propone una metodología basada en la aplicación de un análisis modal, que permita identificar los nuevos modos de oscilación de dos sistemas eléctricos de potencia al realizarse una interconexión entre ellos considerando dos casos: un enlace HVAC y un HVDC.

La metodología se aplica empleando una versión reducida del SIC y del SING, ambos proyectados al año 2019, fecha en la cual se considera factible la interconexión. Por razones de la licencia del software DIGSILENT, el modelo utilizado constará de un máximo de 350 barras.

1.3. Objetivo general

Desarrollo de una metodología que permita comparar técnicamente el desempeño de dos tecnologías para interconectar sistemas eléctricos de potencia considerando el impacto en la estabilidad de ángulo de cada una.

1.4. Objetivos específicos

- Efectuar una revisión bibliográfica de la teoría tras el fenómeno de las oscilaciones de baja frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.
- Desarrollar una metodología que permita determinar nuevos modos de oscilación en el sistema interconectado SIC-SING
- Construir un modelo reducido del SIC y del SING, además de las opciones de interconexión en el software DIgSILENT Power Factory, proyectados para el año 2019, en base a las obras planificadas y recomendadas por la comisión nacional de energía a la fecha.
- Aplicar la metodología para dos casos de interconexión, considerando un enlace en 500 kV HVAC con compensación reactiva, y una conexión HVDC bipolar de ± 500 kV con retorno metálico.

1.5. Estructura del trabajo

En el capítulo 2 se presentan los principales conceptos para comprender el origen de las oscilaciones de baja frecuencia, a la vez que se presenta un resumen de los estudios publicados a la fecha con relación a este tema sobre la interconexión SIC-SING. En el capítulo 3 se presenta la metodología y las bases utilizadas para construir y analizar el modelo creado. En el capítulo 4 se presentan los principales resultados del estudio, mientras que en el capítulo 5 se concluye en base al análisis de los resultados del análisis modal y las simulaciones realizadas.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Tecnologías para la interconexión de sistemas eléctricos de potencia

A continuación se realiza una breve descripción de tecnologías para la interconexión de sistemas eléctricos de potencia (SEP).

2.1.1. HVAC

Un enlace de alta tensión y en corriente alterna corresponde a la forma más simple de interconectar dos SEP. Sin embargo, se deben tener en cuenta algunos aspectos de esta tecnología:

- Ambos sistemas operarán en sincronismo, por tanto debe existir coordinación por parte de los entes reguladores de cada sistema.
- El nivel de compensación serie o paralelo, mediante condensadores, reactores o equipos de compensación (FACTS) dependerá principalmente de la longitud del enlace y del nivel de potencia que transmite.

Un ejemplo de este tipo de interconexión en Sudamérica es la línea de 500 kV que une el sistema eléctrico argentino (SADI) con el uruguayo, de potencia nominal 2000 MVA [5]. La materialización de este proyecto fue motivada por la construcción de la central hidroeléctrica de embalse “Salto Grande” que comparten ambos países.

2.1.2. HVDC

La teoría que describe el comportamiento de una conexión DC se basa fundamentalmente en el comportamiento de los dispositivos conversores (tiristores o IGBTs) y un puente rectificador de doce pulsos. Dado que no es el objetivo de esta memoria explicar su funcionamiento¹, se enuncian los principales elementos a considerar en un proyecto de este tipo:

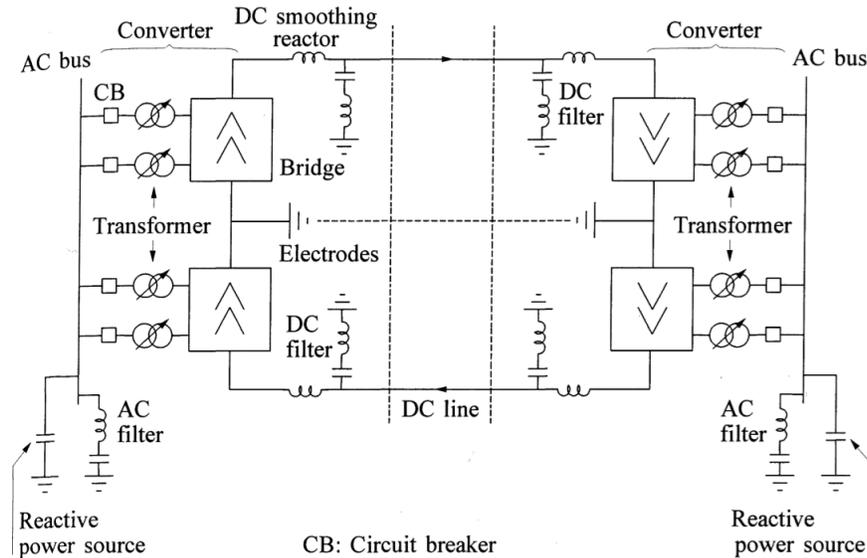


Figura 2.1: Elementos básicos de un enlace HVDC [1]

En la figura 2.1.2 se presenta un esquema de un enlace bipolar con retorno por tierra. Se describen de forma somera los componentes más relevantes:

Fuente de Reactivos (Reactive Power Source) Un convertidor dodecafásico consume una gran cantidad de reactivos, en general entre un 45 y 55% de la potencia transmitida. Para mantener la tensión en el lado AC, se utilizan comúnmente condensadores *switchables*.

Filtro AC (AC Filter) Un convertidor AC/DC es una fuente de armónicos importante tanto en el lado alterno como en el continuo (con frecuencias armónicas diferentes), por lo cual se hace necesario un filtro para disminuir la propagación armónica por el resto de la red.

Convertidor (Converter) Comúnmente controlado por tiristores (llamado también convertidor tipo fuente de corriente) por el bajo precio de estos componentes versus otros existentes, y de 12 pulsos. Mediante dos transformadores, conectados el primero en estrella y el segundo en delta, se consigue un desfase de 30° que genera 12 pulsos al utilizar dos puentes trifásicos

¹Se recomienda al lector interesado utilizar como referencia [1, 9], pues se presenta una excelente descripción de la tecnología.

de tiristores. Esto a su vez permite elevar la tensión del polo al estar ambos convertidores en serie.

Reactor Serie DC (DC Smoothing Reactor) Tal cual lo dice su nombre en inglés, este reactor tiene como función mantener la corriente a través del enlace. De esta manera se evitan cambios bruscos en el flujo DC.

Filtro DC (DC Filter) Dado que el convertidor genera armónicos también en el lado de continua, es necesario filtrarlos.

Electrodos (Electrodes) La corriente debe retornar al punto de origen por alguna parte, lo que se puede lograr con distintas soluciones. Entre ellas se puede considerar [10]:

- Retorno por tierra, situación en la cual se instalan grandes electrodos de tierra y la corriente retorna por el “centro de la tierra”.
- Retorno metálico, mediante un conductor extra en la línea.
- Con un enlace bipolar, es decir, se considera un esquema como el de la figura 2.1.2 donde la línea superior tiene un voltaje DC positivo (con respecto a tierra) y la línea inferior un voltaje negativo. Esto permite que la corriente fluya en un sentido sin necesidad de un retorno. El electrodo de tierra sólo conduce la corriente de desequilibrio entre ambos polos. Se puede utilizar también un retorno metálico para mejorar el desempeño del sistema ante la pérdida de un polo. Esta última configuración corresponde a la propuesta de la CNE en [7].

Una conexión de alta tensión y corriente continua puede ser útil cuando se busque conseguir los siguientes objetivos [11]:

- Interconexión de sistemas de distinta frecuencia.
- Mejorar estabilidad de la potencia transmitida.
- Reducción de pérdidas en enlaces de larga distancia.
- Interconexión submarina.
- Disminución del impacto ambiental de las torres, dado que son de menor altura y las fundaciones son más pequeñas ya que llevan menos conductores.

Un ejemplo de esta tecnología se encuentra en el proyecto “Río Madeira” Brasil, correspondiente a un enlace de ± 600 kV de 2.300 km y 3150 MW. Esta conexión permite inyectar la generación hidroeléctrica situada en la amazonía cerca de uno de los grandes centros de consumo en Brasil, São Paulo.

2.1.3. Conexión *Back-To-Back*

Utilizada comúnmente para interconectar dos SEP de distinta frecuencia o para evitar conexiones síncronas entre ambos (por problemas de estabilidad o para controlar el flujo de potencia sin necesidad de coordinación del despacho). Corresponde a un sistema HVDC sin la línea. Se utiliza con frecuencia en conexiones de distancias cortas. Un ejemplo en Sudamérica es la interconexión de 70 MW bidireccionales, de 50 a 60 Hz entre Rivera, Uruguay y Livramento, Brasil.

2.2. Justificación de una Interconexión SIC-SING

Desde 1997, año en que se produjo el primer racionamiento de electricidad debido a una hidrología extremadamente seca en el sistema interconectado central (SIC), Chile ha enfrentado varias crisis energéticas [12, 13, 14]. Este evento fue duramente cuestionado por la opinión pública entonces, pues el sistema eléctrico se encontraba prácticamente en manos de dos grupos, Enersis y Gener. La falta de un mayor número de actores produjo una falta de inversión para mantener la suficiencia del sistema, el cual en ese entonces obtenía más del 50 % del suministro a partir de la hidroelectricidad.

Debido a lo anterior, se materializó un acuerdo entre Chile y Argentina para importar gas y diversificar las fuentes energéticas, a través de la construcción de 2 gasoductos en la zona norte para el sistema interconectado del norte grande (SING), y 2 gasoductos para la zona centro sur (SIC) [15]. Esto generó grandes expectativas en el mercado eléctrico chileno por el bajo precio del suministro, lo que llevo a la instalación de un gran número de centrales a gas y ciclos combinados. El SING recibió gran parte del aumento de la capacidad instalada, sumado a la interconexión de la central a gas Salta, Argentina. Sin embargo, la posterior crisis en Argentina a partir del 2001, motivó cortes seguidos de suministro de gas y subidas unilaterales en el precio para Chile. Este panorama generó una nueva crisis energética tanto en el SIC como en el SING. Las centrales inicialmente diseñadas para generar con gas, debieron responder a la escasez operando con diesel, lo que elevó los costos de producción radicalmente. Como resultado, el SING experimentó una sobre instalación de centrales, alcanzando hoy 4597 MW de capacidad instalada (con un 45 % correspondientes a unidades a gas o ciclos combinados), cuando su demanda punta es de 2155 MW [16, 17].

Hoy ambos sistemas presentan problemas. A nivel macro, la falta de inversión en el sector eléctrico se mantiene (tanto en transmisión como en generación), a la vez que se observa una creciente concentración de mercado [13]. Sumando a esto la oposición ciudadana a grandes proyectos como HidroAysén, Barrancones, Punta Alcalde entre otros, y a la fuerte variación de precios del gas y el diesel, el sistema eléctrico chileno enfrenta nuevamente una crisis. Esta situación es en particular grave para el SIC, el cual debido a la operación de centrales diesel desde Santiago hacia el norte del sistema, ha alcanzado precios cercanos a los 300 \$/MWh [14] y con un promedio en torno a los 190 \$/MWh [18]. Por otro lado, el SING no se ha visto afectado mayormente por este problema por la alta disponibilidad de generadores a carbón, insumo que registra bajas variaciones de precios. Esto le ha permitido al CDEC-SING mantener un costo marginal promedio en torno a los 80 \$/MWh [18].

La diferencia importante de precios entre la zona norte del SIC y el SING, sumado a la sobrecapacidad existente en este último ha reactivado la discusión sobre la interconexión SIC-SING. En particular, a nivel general se perciben las siguientes ventajas de este proyecto [19, 20]:

- Reducción de precios en la zona norte del SIC, aprovechando la generación térmica a carbón del SING.
- Aprovechamiento de recursos hídricos existentes en el sur de Chile y proyectados hacia la zona norte del país, mediante la materialización de una línea de 500 kV hasta Cardones, y la interconexión SIC-SING.
- Disminución de la concentración de mercado en el sector eléctrico, al surgir la interacción entre distintos medios de generación y consumos, no vinculados antes.
- Posible mejora de la respuesta de ambos sistemas ante salida de grandes bloques de generación o carga, dado que la contingencia más grave representará un porcentaje menor de potencia en el sistema. .
- Mayor flexibilidad en ambos sistemas para adecuarse a posibles retrasos de inversiones en generación y transmisión, aprovechando la bidireccionalidad del flujo de potencia a través del enlace.

A pesar de que hay también argumentos en contra de la interconexión, existen propuestas claras por parte de 2 actores ambas posibles de materializarse:

Interconexión en HVAC [2] Desde la futura barra Cardones 500 kV(SIC) hasta la futura barra Mejillones 500 kV (SING) con un largo de 576 km. Doble circuito con una subestación intermedia y equipos FACTS. La respalda la empresa GDF SUEZ.

Interconexión en HVDC [7] Desde la futura barra Cardones 500 kV (SIC) hasta la futura barra Nueva Encuentro 500 kV (SING) con un largo de 610 km. Línea bipolar con retorno metálico y dos subestaciones convertoras. Tiene su origen al interior de la CNE.

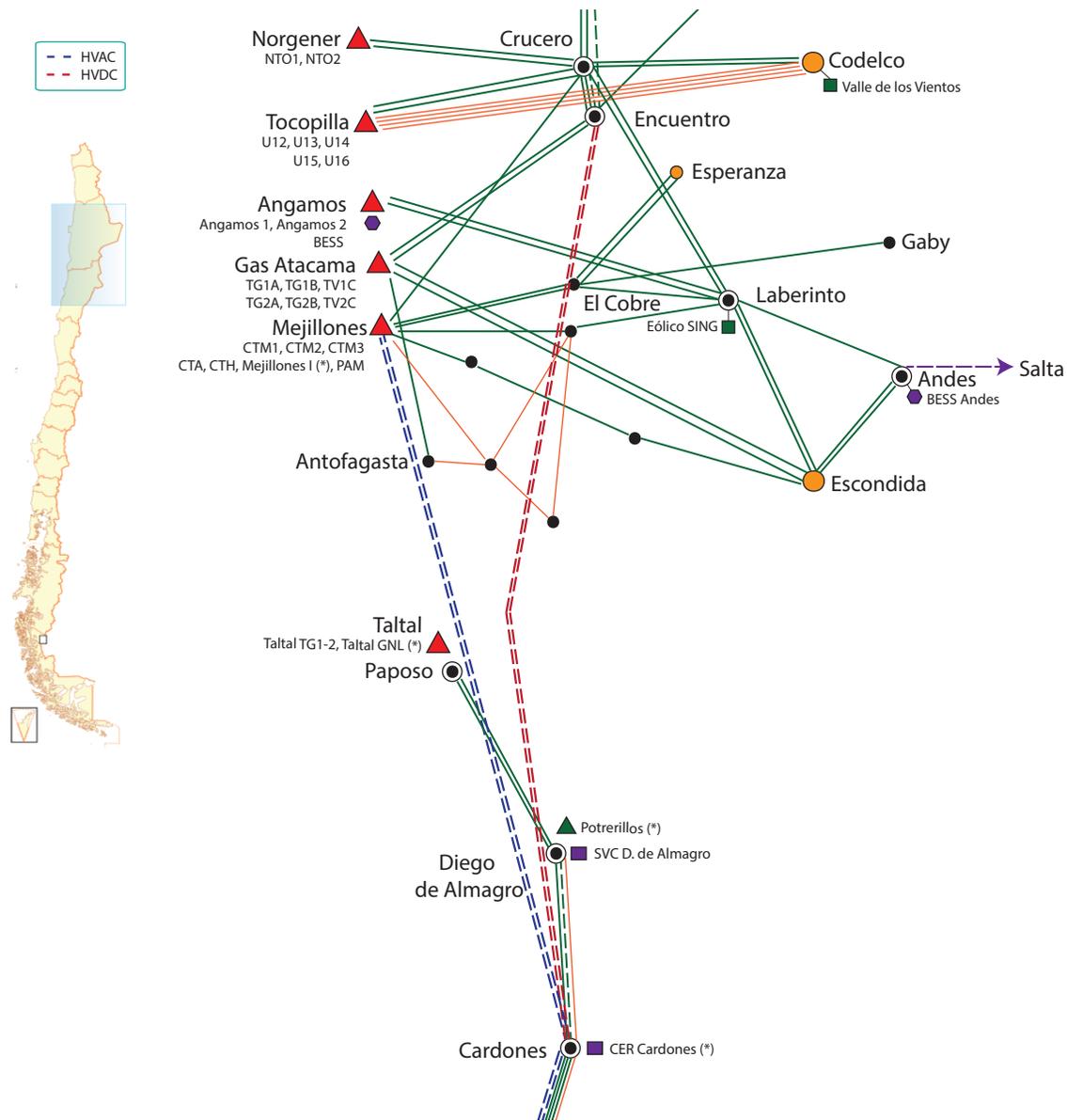


Figura 2.2: Posibles puntos de interconexión

La discusión sobre la opción de interconexión se divide principalmente en 3 aspectos:

Discusión Técnica ¿Es factible la interconexión de ambos sistemas manteniendo una operación segura acorde a lo establecido en la norma técnica chilena [21]? Para ambos esquemas de enlace se han presentado estudios y simulaciones que intentan validar ventajas de una por sobre la otra [2, 7]. Sin embargo, la ausencia de datos relevantes en términos de los modelos utilizados para cada estudio, ha generado desconfianza en el sector sobre la factibilidad técnica, en particular para el caso de una conexión en HVAC de larga distancia. Esto tiene su origen en la experiencia sobre problemas de operación [3, 5, 6, 11], asociados en su mayoría a oscilaciones de baja frecuencia no amortiguadas (LFOs), o débilmente amortiguadas. Si bien esta pregunta debiera responderse en primer lugar, en la discusión ha primado el carácter

económico y político de ambas alternativas. Es por esto que el presente trabajo se centra principalmente en el carácter técnico de la interconexión.

Discusión Económica Existen discrepancias importantes entre SUEZ y la CNE, con respecto al precio de un enlace HVDC para estas distancias [2, 20]. Es importante comprender que una conexión en HVDC puede resultar más conveniente en precio que una en HVAC para longitudes usualmente mayores a 600 km (dependiendo también de la realidad local), pues si bien las estaciones conversoras son caras, el costo por longitud de las líneas es menor ya que las torres son más bajas y utilizan menos cables para transportar un mismo nivel de potencia [11]. A continuación se presentan los montos de inversión presentados en ambos estudios, para la misma potencia nominal:

Tabla 2.1: Diferencias de costos de inversión entre HVDC y HVAC publicados en Chile

Estudio	HVAC 1500 MVA US\$	HVDC 1500 MW US\$
GDF SUEZ	600	850
CNE	625	504

Es claro que no hay muchas dudas con respecto al costo de la conexión en alterna, pues los precios son conocidos al existir proyectos realizados en 500 kV en el país. Por otro lado, la cotización del mismo proyecto en continua tiene una diferencia importante. Esto hará necesaria una proyección certera de los costos del enlace HVDC, una vez despejadas las dudas de la factibilidad técnica de las dos obras.

Discusión Política Por último, existe una discusión política en torno a la materialización del proyecto SIC-SING, con respecto a quien tiene poder de decisión sobre la alternativa a escoger, y si los beneficios sociales de la interconexión son suficientes para llevar a cabo el proyecto.

2.3. Problemas de operación del enlace: Oscilaciones de baja frecuencia (LFO)

En esta sección se presentan los conceptos básicos para interpretar correctamente el fenómeno físico tras las oscilaciones de baja frecuencia observadas en esta tesis². En el siguiente diagrama se presenta un resumen del marco teórico en el cual se encuentra este trabajo:

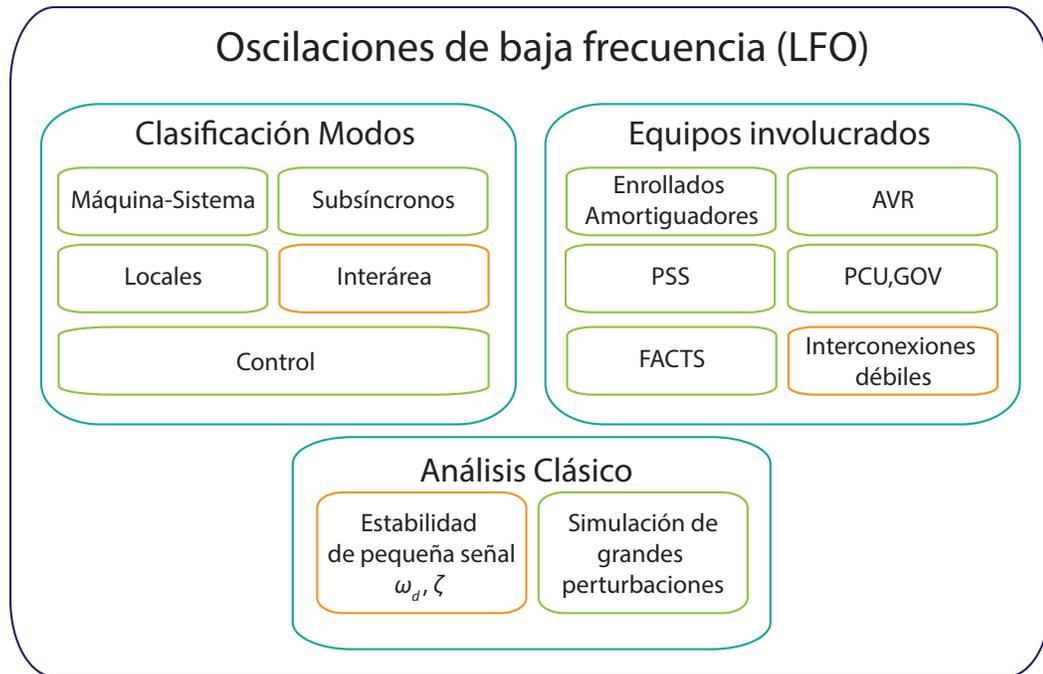


Figura 2.3: Oscilaciones de baja frecuencia

Dado que en los SEP actuales los generadores corresponden a una gran cantidad de masas rotantes en sincronía lejanos entre sí, mantener la velocidad de los mismos ante variaciones de cargas, cambios en la estructura de transmisión y otros eventos es una tarea imprescindible. Además, dado que la escala de tiempo para las acciones correctivas es de segundos y la dificultad para observar gran parte de las variables que describen la evolución temporal del sistema eléctrico, hacen este trabajo imposible para un ser humano. Es por esta razón que se han creado distintos equipos electromecánicos, capaces de mantener un suministro eléctrico continuo ante distintas contingencias. La interacción de estos dispositivos puede generar oscilaciones además de las naturales del sistema, que pueden ser imperceptibles para un operador.

Las oscilaciones en redes eléctricas fueron observadas desde los inicios de la era eléctrica. Originalmente, las máquinas interconectadas se encontraban cerca, y las oscilaciones observadas correspondían a rangos entre 1 y 2 Hz. Para evitar que estas oscilaciones crecieran, se incluyeron **enrollados amortiguadores** en el rotor de los generadores. Su función es opo-

²Para una explicación con mayor nivel de profundidad, se recomiendan los trabajos citados [1, 3, 4]

nerse a los cambios de velocidad, ya que actúan según el mismo principio que el rotor de una máquina de inducción. Al disipar la energía en exceso, reducían efectivamente la amplitud de las oscilaciones.

Luego, la seguridad y confiabilidad de los sistema eléctricos se convirtió en prioridad, por lo cual era necesario que el sistema se recuperará efectivamente ante fallas despejadas por medio de relés. Para esto se crearon sistemas **reguladores de voltaje** (AVR por sus siglas en inglés). Sin embargo, estos sistemas de excitación rápida tendían a reducir el amortiguamiento de las oscilaciones (principalmente entre generadores cercanos), por lo que fue necesario introducir otras variables de control por medio de equipos **estabilizadores de potencia** (PSS por sus siglas en inglés).

Posteriormente las compañías descubrieron que al interconectar distintos sistemas eléctricos podían obtener mayores ganancias y seguridad. En algunos casos, tan pronto se realizaron las interconexiones se observaron oscilaciones de baja frecuencia crecientes, lo que impedía mantener la interconexión. Muchos de estos casos tuvieron que esperar la aparición de enlaces en corriente continua para lograr una conexión segura. Al estudiar este tipo de oscilaciones, los ingenieros de la época notaron que los controladores que antes no ejercían ninguna influencia por su lenta actuación, como los asociados a los **reguladores de velocidad** (PCU o GOV por sus siglas en inglés) de las turbinas, tenían gran importancia al realizar interconexiones de larga distancia. En particular, se observó que las turbinas a vapor tenían influencia en oscilaciones en torno a 0.5 Hz.

A partir de la experiencia internacional en la materia estas ondas se han clasificado según los componentes que originan el problema. En general se puede establecer una relación entre la frecuencia de las oscilaciones y los equipos que las originan [7]:

- **Modos máquina-sistema**, identificado en una sola unidad que oscila con respecto al resto del sistema. Es el modo más común y se amortigua satisfactoriamente utilizando PSS.
- **Modos subsíncronos**, usualmente en torno a frecuencias mayores a 4 Hz, por interacción de reguladores de velocidad, compensación serie y controles HVDC con el grupo turbina generador.
- **Modos locales**, asociados a oscilaciones de unidades de una central con respecto al resto del sistema. Se encuentran usualmente en el rango entre 1 y 2 Hz.
- **Modos interárea**, oscilaciones de muchas máquinas en una parte del sistema con respecto a una región distinta. Esto ocurre comúnmente entre redes con interconexiones largas y débiles. El rango usual es entre 0.1 y 1 Hz.
- **Modos de control**, asociados a controladores con un mal diseño de parámetros.

Para descubrir oscilaciones con origen en la expansión o interconexión de un SEP, es necesario estudiar en detalle la existencia de estos modos ante distintos escenarios. Sin embargo, la gran magnitud de los sistemas eléctricos actuales, sumado a la enorme cantidad de condiciones de operación y fallas posibles, hacen la simulación en el dominio del tiempo una tarea altamente compleja y lenta. Además, aún cuando sea posible identificar las frecuencias de oscilación, es aún más complejo determinar el origen del problema. Es por esto que se utiliza comúnmente un análisis complementario, linealizando las ecuaciones que rigen la evolución

de las variables eléctricas. A esto se le llama análisis de **pequeña señal**.

2.3.1. Estabilidad de pequeña señal

Modelo Clásico Para comprender el fenómeno físico involucrado en las oscilaciones que tienen su origen en los generadores, se presenta un análisis clásico de una máquina conectada a una red infinita, sin ningún tipo de control asociado. Las ecuaciones que rigen el comportamiento del sistema despreciando resistencias son las siguientes:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = T_m - T_e - K_D \Delta \omega_r$$

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \omega_0 \Delta \omega_r$$

Donde H es la inercia del generador, $\Delta \omega_r = \omega_r - \omega_0$ es la desviación de velocidad del rotor del generador con respecto a la velocidad base, T_m el torque mecánico en el eje, T_e el torque eléctrico, δ el ángulo del rotor con respecto a la red infinita y K_D un torque amortiguante asociado a la velocidad. Todas las variables presentadas se encuentran en por unidad, salvo $\omega_0 = 2\pi f$ con $f = 50$ Hz para nuestro caso y δ que se encuentra en radianes eléctricos. Considerando a su vez la ecuación de potencia para la máquina:

$$P_e = \frac{E' E_b \sin(\delta)}{X_T}$$

Donde E' es el voltaje interno del generador, E_b el voltaje de la barra infinita y $X_T = X_{Linea} + X'_d$ la reactancia total entre ambas fuerzas electromotrices. Utilizando además el hecho de que en por unidad, $T_e = P_e$ se tiene la caracterización completa del sistema. Linealizando en torno a un punto de operación (δ_0, E', E_b) se obtiene:

$$\Delta T_e = \frac{E' E_b \cos(\delta_0)}{X_T} \Delta \delta = K_S \Delta \delta$$

$$2H \frac{\partial \Delta \omega_r}{\partial t} = \Delta T_m - K_S \Delta \delta - K_D \Delta \omega_r \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial \Delta \delta}{\partial t} = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (2.2)$$

Al reescribir las ecuaciones (2.1) y (2.2) en forma vectorial, utilizando como variables de estado $\Delta \delta$ y $\Delta \omega_r$ se obtiene la siguiente matriz de estado A :

$$A = \begin{pmatrix} -K_D/2H & -K_S/2H \\ \omega_0 & 0 \end{pmatrix}$$

Se pueden obtener los polos de la matriz de estado calculando el determinante de $(A - Is)$ e igualando a 0, donde I es la matriz identidad:

$$s^2 + \frac{K_D}{2H}s + \frac{K_S\omega_0}{2H} = 0 \quad (2.3)$$

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.4)$$

Donde ω_n es la frecuencia natural de oscilación (o modo) y ζ el **coeficiente de amortiguamiento**. En términos de los valores propios de la matriz de estado se tiene:

$$\lambda_1, \lambda_2 = -\zeta\omega_n \pm \omega_n\sqrt{1 - \zeta^2}$$

Donde $\omega_d = \omega_n\sqrt{1 - \zeta^2}$ es la **frecuencia amortiguada**³. Se observa que el coeficiente de amortiguamiento lleva este nombre pues al ser $\zeta > 0$ el polo tiene parte real negativa. Luego la solución en el dominio del tiempo es una exponencial de parámetro λ que decae en el tiempo, por tanto es amortiguado. En contraste, si $\zeta < 0$ la solución será una exponencial que crece en el tiempo llevando al sistema a la inestabilidad. Es por esto que en este caso se denomina que el modo es no-amortiguado. Si un sistema es no-amortiguado en pequeña señal, también lo será en el dominio del tiempo por lo cual no es necesario realizar simulaciones si en una condición de operación se encuentra un vector propio de parte real positiva.

Con estas ecuaciones se pueden conocer las frecuencias de oscilación potenciales en el sistema. Sin embargo, aún no es posible determinar el origen de las oscilaciones en términos de las variables de estado involucradas del sistema, ni cual generador es el causante de la perturbación en caso de que se realice el mismo análisis para más unidades. Para resolver este problema se utiliza el concepto del vector de participación. Cada vector y valor propio del sistema cumple la siguiente ecuación:

$$(A - \lambda_i I)\vec{\phi}_i = 0$$

$$\begin{bmatrix} -K_D/2H - \lambda_i & -K_S/2H \\ \omega_0 & -\lambda_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \end{bmatrix} = 0$$

Donde ϕ_i corresponde al vector propio derecho. Se puede calcular una respuesta en el tiempo aproximada de las variables de estado del sistema de la siguiente manera [22]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\omega_r(t) \\ \Delta\delta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{11} & \phi_{12} \\ \phi_{21} & \phi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 e^{\lambda_1 t} \\ c_2 e^{\lambda_2 t} \end{bmatrix}$$

Donde los coeficientes c_1 y c_2 se calculan de las condiciones iniciales del sistema. La matriz formada por los vectores propios derechos determina cuanta influencia tiene una variable de estado en las oscilaciones en el tiempo. El problema de utilizar este vector para analizar la

³La cual se denomina a lo largo del trabajo como modo/frecuencia de oscilación

participación de un generador en un modo en particular es la dependencia de las escalas y unidades de los elementos del vector. Es por esto que se utiliza el vector propio derecho $\vec{\phi}_i$ y vector propio izquierdo $\vec{\Psi}_i$ relacionados como [23]:

$$\vec{\phi}_i = \vec{\Psi}_i^{-1}$$

y se calcula el vector de participación para cada valor propio λ_i como:

$$\vec{p}_i = \begin{pmatrix} \phi_{1i} \cdot \Psi_{i1} \\ \phi_{2i} \cdot \Psi_{i2} \end{pmatrix}$$

Con esto se obtiene una matriz donde cada elemento p_{ij} se denomina factor de participación. Estos entregan una buena indicación de los patrones de oscilación del sistema. Por último, los valores son normalizados para que la suma para cualquier modo corresponda a un valor unitario [22]. Por tanto la participación de un generador se puede definir en términos del porcentaje de contribución a cada valor propio con respecto al resto de las variables de estado. DigSilent entrega como resultado para cada cálculo de valores propios una tabla que relaciona las variables de estado de cada generador a un valor propio mediante un factor de contribución de la siguiente manera:

Tabla 2.2: Ejemplo: resultado matriz de participación para un sistema de n máquinas

Variable	λ_1	λ_2	...
$\Delta\omega_{r-Gen1}(t)$	p_{11}	p_{12}	...
$\Delta\delta_{Gen1}(t)$	p_{21}	p_{22}	...
...

Modelo detallado del generador Lo anterior se vuelve más complejo al incluir las siguientes variables en el análisis además de las 2 anteriores:

- El flujo de campo Ψ_{fd}
- El flujo del enrollado amortiguador en el eje directo Ψ_d
- Los dos flujos asociados a los dos enrollados amortiguadores en cuadratura $\Psi_{q1,2}$

Modelo incluyendo controladores Un generador posee comúnmente un regulador de voltaje (AVR) y un regulador de velocidad (PCU). Dependiendo de la complejidad del modelo incorporado, dependerá el número de variables incorporada al análisis.

Es importante destacar que si bien el análisis modal es una herramienta poderosa, dado que la naturaleza de los SEP es no lineal este debe ser complementado con simulaciones en el tiempo en aquellas condiciones de operación en que se detecten modos de oscilación de baja amortiguación o débilmente amortiguados. En particular, se define en la norma técnica que “el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo un 10 %” [24].

A la vez, como criterio para las simulaciones en el tiempo que se deben realizar luego del análisis modal, se especifica en la norma: “luego de ocurrida una contingencia simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, 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 %” [25]. Luego, para cada falla debe ubicarse previamente la línea más cargada cerca del lugar dónde ocurre la perturbación y observar las oscilaciones en la potencia activa.

2.3.2. Estudios previos

Siemens [6]

El año 1999 Siemens realizó un estudio técnico encargado por Electroandina S.A. sobre el impacto de una interconexión SIC-SING con las siguientes características:

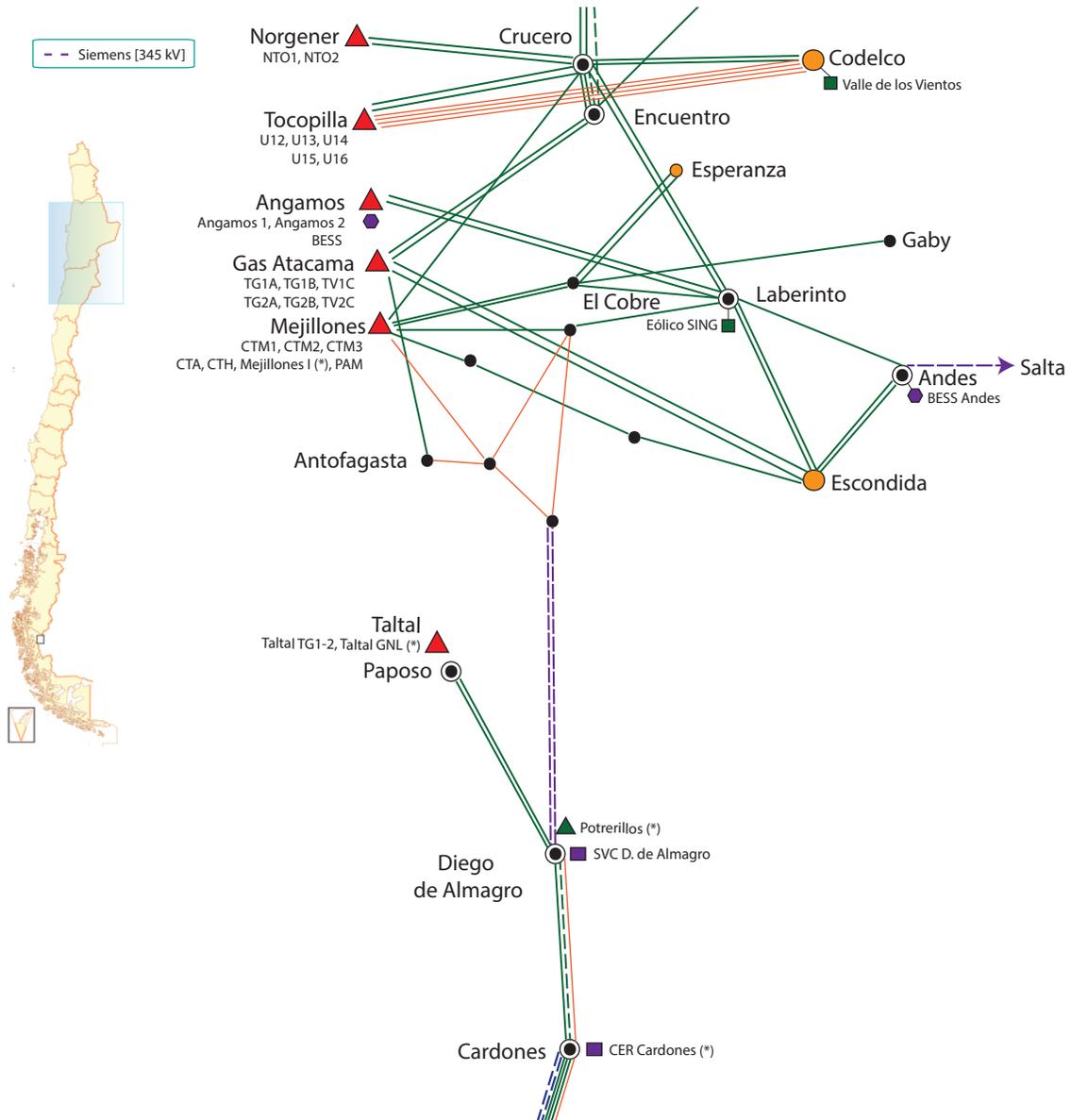


Figura 2.4: Interconexión estudiada por Siemens (1999)

Tabla 2.3: Siemens - Características Técnicas estudio SIC-SING

Barra SING	La Negra
Barra SIC	D. de Almagro
Voltaje	345 kV
Longitud	~ 350 km
Potencia	~ 600 MW

Dentro de los principales resultados del estudio se destacan los siguientes aspectos:

- A la hora de realizar el estudio se consideraron todas las unidades térmicas del SING con estabilizadores de potencia (PSS por sus siglas en inglés), a la vez que en el SIC se consideran con PSS las centrales de ciclo combinado (San Isidro, Nehuenco y Nueva Renca) junto con todas las hidroeléctricas de embalse (Colbún, Machicura, Cipreses, Pehuenche y Canutillar).
- La interconexión hace aparecer un modo en torno a 0.24 Hz no amortiguado, lo que genera problemas de oscilación de frecuencia en pequeña señal, aún cuando el monto de transferencia entre ambos sistemas es cercano a los 350 MW.
- Se recomienda fuertemente que todas las máquinas con PSS disponibles sean utilizados.
- Se propone mantener reguladores de voltaje (AVR) y reguladores de velocidad con ganancia moderada para ayudar al sistema interconectado a mantener la estabilidad.
- Las unidades de la central Guacolda son fundamentales para reducir las oscilaciones de potencia.
- La incorporación de un compensador estático de reactivos (SVC por sus siglas en inglés) con amortiguación de oscilaciones de potencia (POD por sus siglas en inglés), o compensación serie regulada mediante tiristores podrían ayudar al sistema a mantener la estabilidad. Se recomienda estudiar estas alternativas.
- Se debe intentar mantener una distancia eléctrica lo más reducida posible.
- En caso de oscilaciones interárea, se hace necesario separar ambos sistemas.
- Por último, se recomienda estudiar una interconexión en HVDC.

Algunas consideraciones sobre el estudio:

- A la fecha no existía la línea de 500 kV, a lo que se suma una línea débil de interconexión en 345 kV lo que genera distancias eléctricas mayores. Por tanto es esperable un nivel de amortiguamiento bajo.
- En algunos escenarios se utiliza la central Salta, la cual también se encuentra interconectada con una línea de 345 kV, lo que evidentemente disminuye la amortiguación de los modos.
- Si bien el proyecto propuesto es sumamente débil, se transporta casi la mitad de lo que se busca realizar hoy y ya aparecen problemas graves de operación.

KAS [7]

Se presentan dos alternativas de interconexión, en HVAC y HVDC. El resumen de ambas alternativas se presenta en la siguiente tabla:

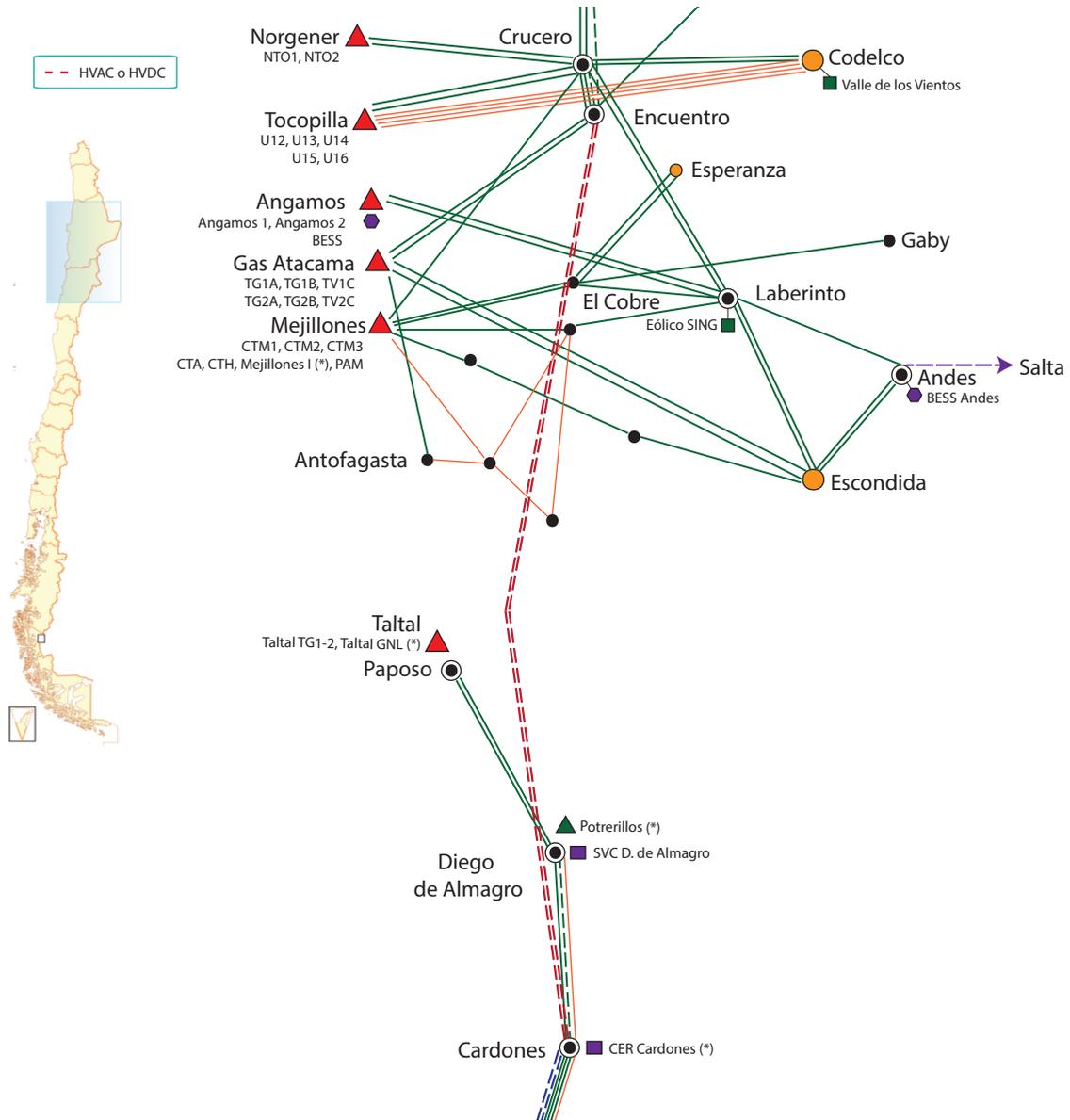


Figura 2.5: Enlaces estudiados por KAS (2012)

Tabla 2.4: KAS- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVAC

Barra SING	Nueva Encuentro
Barra SIC	Nueva Cardones
Voltaje	500 [kV]
Longitud	~ 610 [km]
Potencia	~ 1500 [MVA]

Tabla 2.5: KAS- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVDC

Barra SING	Nueva Encuentro
Barra SIC	Nueva Cardones
Voltaje	± 500 [kV]
Longitud	~ 610 [km]
Potencia	~ 1500 [MW]

El consultor destaca que el modelo en DigSilent se encuentra incompleto para una gran cantidad de controladores en unidades del SING y SIC, a la vez que no existe ajuste de parámetros de los PSS en ambos sistemas.

Se simulan distintas fallas, y dentro de las conclusiones principales se encuentra que el enlace en HVAC no cumple con los criterios de seguridad establecidos, mientras que la conexión en HVDC cumple satisfactoriamente. No se analizan los modos de oscilación.

GDF-SUEZ [2]

La empresa GDF-SUEZ realizó un estudio privado con el fin de asegurar que su proyecto propuesto de interconexión cumple con la normativa vigente. Se analizan interconexiones en HVAC con las siguientes características:

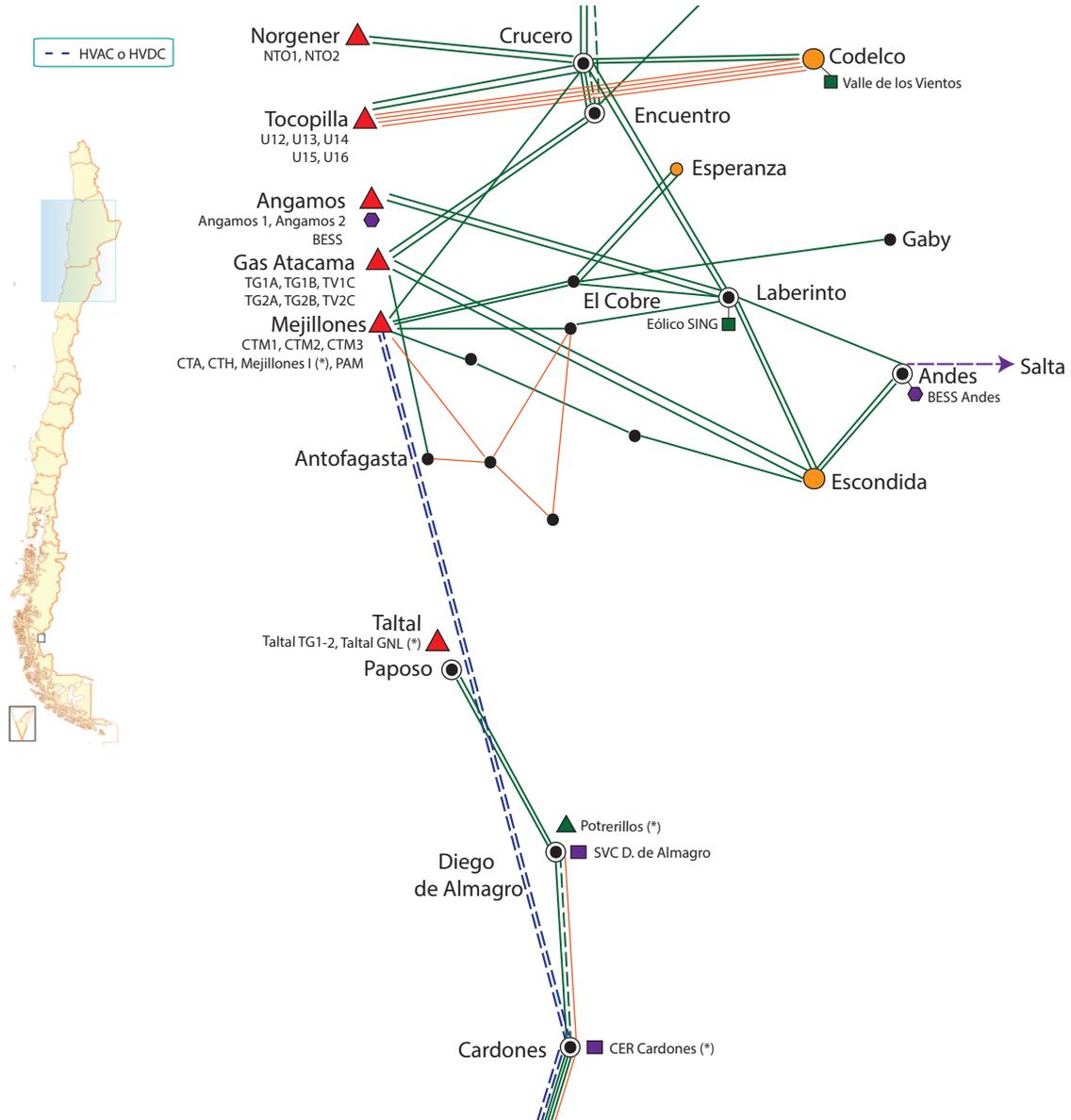


Figura 2.6: Enlaces estudiados por GDF SUEZ (2012)

Tabla 2.6: GDF SUEZ- Características Técnicas estudio SIC-SING en HVAC

Barra SING	Nueva Mejillones
Barra SIC	Nueva Cardones
Voltaje	500 [kV]
Longitud	~ 576 [km]
Potencia	1000, 1500 MVA

Se presentan 3 casos distintos, incluyendo flujos de 1000 y 1500 MW desde el SING hacia el SIC, y un caso de 1000 MW del SIC hacia el SING. De los resultados se destaca:

- En las 3 situaciones aparece un modo en torno a los 0.5 Hz, amortiguado en torno a un 15 %.
- Modos preexistentes se mantienen y no se ven influenciados por la interconexión.
- Se verifican los resultados en el dominio del tiempo.
- Se analiza la sensibilidad del modo de 0.5 Hz con respecto a la utilización de cargas de potencia constante o de impedancia constante. Se concluye que la utilización de cargas de potencia constante hacen aparecer el modo con una amortiguación extremadamente baja (menor al 5 %) mientras que modelarlas con impedancia constante tiene resultados por sobre un 20 %.
- Se propone como otras alternativas la activación del POD en los SVC existentes (de existir suficiente observabilidad en el modo) o un *upgrade* de la compensación serie a condensadores controlados por tiristores (TCSC).
- Se observan problemas de estabilidad de voltaje para flujos de 1000 MW sur-norte con las unidades de Mejillones desconectadas. Se considera que en una situación real el CDEC-SING podría establecer restricciones de operación según la potencia importada a través de la conexión de manera de garantizar la seguridad de suministro.

Es importante notar que no existe mayor información sobre el modelo implementado, por lo cual es difícil verificar los resultados obtenidos. Gran parte de la motivación de la presente tesis es corroborar los resultados presentados por esta empresa. Si bien el estudio realizado por SUEZ también incluye un enlace en HVDC y comprueba que no existen grandes ventajas, la conexión es en el mismo punto (Mejillones) lo que no permite estudiar el desempeño de un enlace en otro punto del sistema.

Capítulo 3

Metodología

Para establecer conclusiones sobre los desafíos de una interconexión SIC-SING se realizan las siguientes tareas:

1. **Modelo:** En primer lugar, se debe crear un modelo dinámico que capture los elementos principales de una interconexión SIC-SING y represente a nivel macro la respuesta del sistema. Esta representación debe ser proyectado a un año en el cual se considere factible la materialización del enlace incluyendo nuevas obras de generación, transmisión y cambios en la demanda. Por último, se deben establecer las características técnicas de la interconexión entre ambos sistemas.
2. **Despacho:** Por otro lado, se debe estudiar qué escenarios de generación y demanda enfrentará el sistema SIC-SING en el futuro, considerando la evolución de precios de *commodities* como el carbón, diesel o gas natural, así como la variación de recursos renovables de generación (radiación, velocidad de viento, hidrología, entre otros). Mediante esta información se podrá conocer la magnitud de transferencia de potencia entre ambos sistemas ante distintas condiciones de operación.
3. **Condiciones de operación:** Debido a la limitación de tiempo y de recursos computacionales, será necesario establecer un criterio de selección de escenarios, que capture condiciones de operación que puedan ser críticas para el sistema.
4. **Índices de desempeño:** Por último, se debe establecer un criterio único que determine el desempeño de cada escenario en estudio.

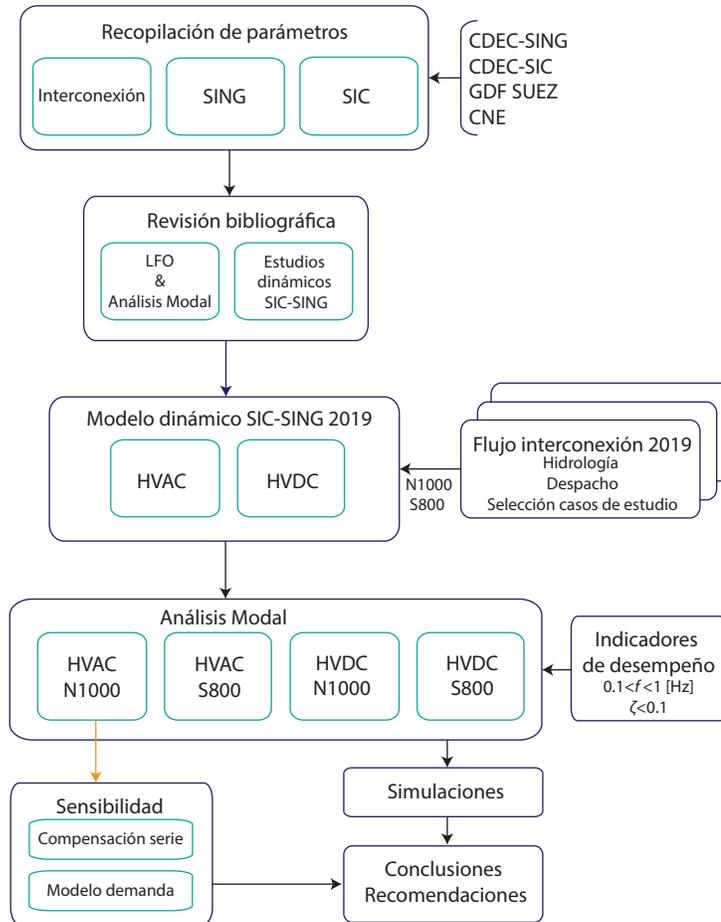


Figura 3.1: Resumen Metodología

3.1. Modelo

El modelo se implementará en el software DigSilent Power Factory, considerando una licencia para un máximo de 350 Barras. Por otro lado, se considera proyectar la situación actual de los sistemas SIC-SING al año 2019, según lo presentado en [8].

3.1.1. SIC

El modelo base corresponde al actualizado por Miguel Neicún en [26] al 2021. Las modificaciones sobre el mismo se presentan en el siguiente diagrama:



Figura 3.2: Actualización modelo SIC U. Chile

Barras y Sistema de Transmisión

A continuación se presentan los criterios utilizados para la construcción del sistema:

- Se considerarán sólo líneas de transmisión con voltaje ≥ 110 kV.
- El sistema de Chiloé se presenta como una carga única en la barra de Puerto Montt 220 kV.
- Los parámetros técnicos de las líneas se obtienen a partir de datos del CDEC-SIC [27, 28].
- Se consideran las obras en construcción, consideradas en el estudio de transmisión troncal y recomendadas por la CNE a la fecha [7, 8].

El detalle de las obras nuevas consideradas se presenta en la sección 5.1.

Demanda

En primer lugar, se distribuye la demanda para el año 2013 según [29], en las barras disponibles del modelo. Luego, se proyecta la demanda hacia el 2019 haciendo uso de los datos de la CNE [7] para cada región¹.

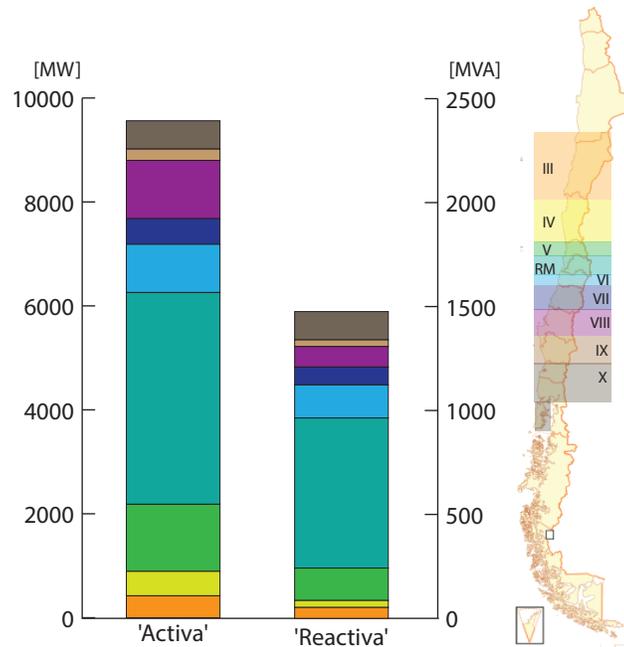


Figura 3.3: Distribución demanda SIC al 2019

Generación

Las obras de generación consideradas en este trabajo se basan en lo expuesto por la CNE [8]. Los datos no incluidos en el informe anterior, se obtienen a partir de un catastro de obras en Chile [30] o de información disponible en el servicio de evaluación de impacto ambiental (SEIA)[31]. El detalle de las obras nuevas consideradas se presenta en la sección 5.1.

¹La proyección de demanda se presenta en la sección 5.1

3.1.2. SING

El modelo base corresponde a la versión reducida del SING realizada por Roberto Möller en [32] para el año 2020. Los cambios implementados se presentan en el siguiente diagrama:

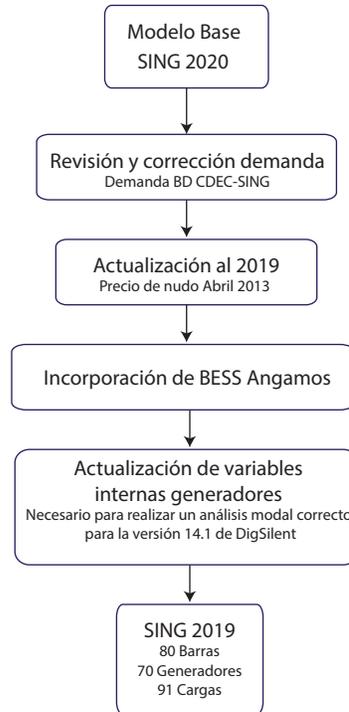


Figura 3.4: Actualización modelo SING U. Chile

Barras y Sistema de Transmisión

A continuación se presentan los criterios utilizados para la construcción del sistema:

- En este caso se considera relevante mantener algunas líneas de 66 kV, dado que el sistema hacia el norte de la barra de “Pozo Almonte” esta construido principalmente en estos niveles de tensión.
- Los parámetros técnicos de las líneas se obtienen a partir de datos del CDEC-SING [33]
- Se consideran las obras en construcción, consideradas en el estudio de transmisión troncal y recomendadas por la CNE a la fecha [7, 34].

Demanda

La demanda se distribuye para el año 2013 según [33]. Luego, se proyecta la demanda hacia el 2019 haciendo uso de los datos de la CNE [7] para cada región.

Es importante destacar que la distribución de la demanda se toma del modelo del CDEC SING en DIgSILENT para el año 2012 por lo cual es necesario incluir el año 2013 para llegar a la proyección hecha por la CNE al 2019.

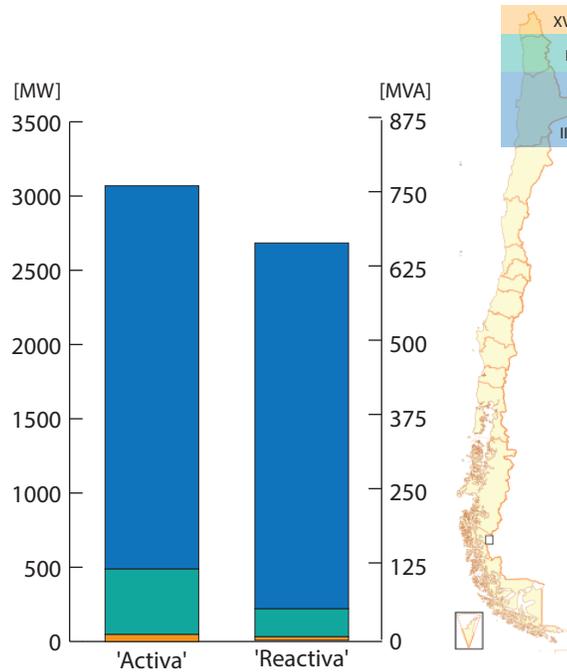


Figura 3.5: Distribución demanda SING al 2019

Generación

Las obras de generación consideradas en este trabajo se basan en lo expuesto por la CNE en [8]. Los datos no incluidos en el informe anterior, se obtienen a partir de un catastro de obras en Chile [30] o de información disponible en el servicio de evaluación de impacto ambiental (SEIA)[31].

3.1.3. Interconexión

En base a lo propuesto en [7] se compararán dos alternativas de interconexión: en corriente alterna (HVAC) y en corriente continua (HVDC). Se escoge para ambos una potencia nominal de 1000 MW.

HVAC

Dado que actualmente la empresa GDF-SUEZ se encuentra desarrollando un proyecto de interconexión en HVAC, se toma su propuesta como base [2]. Las principales características técnicas son:

Tabla 3.1: HVAC- Características Técnicas enlace 500 kV

Elemento	Valor
Barra SING	Nueva Mejillones 500 kV
Barra SIC	Nueva Cardones 500 kV
Longitud	576 km
Potencia	1000 MVA
# Circuitos	2
Mejillones-Compensadora L1 y L2 500: Reactores Paralelo	4*155 MVar
Compensadora-Cardones L1 y L2 500: Reactores Paralelo	4*100 MVar
S/E Compensadora: Reactores Paralelo	2*110 MVar
Mejillones-Compensadora L1 y L2 500: Condensadores Serie	2*55/2 % MVar
Compensadora-Cardones L1 y L2 500: Condensadores Serie	45 % MVar

A continuación se presenta una figura del modelo implementado en DigSilent:

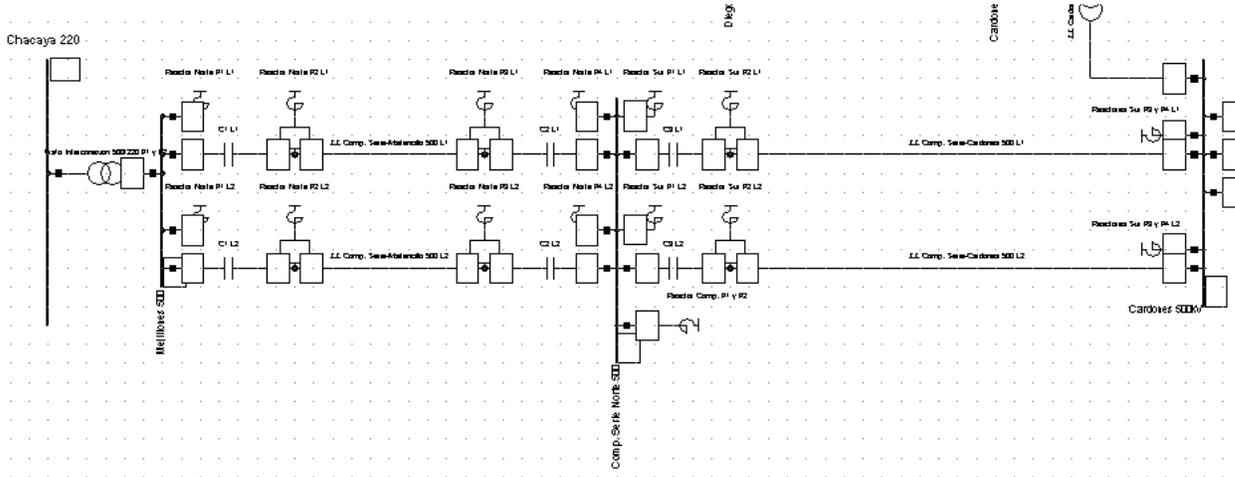


Figura 3.6: Modelo HVAC

Se utiliza como base la reactancia por kilómetro de la línea Ancoa-Alto Jahuel 500 kV de $0.3163 \Omega/km$. Utilizando la distancia de la interconexión se obtiene la impedancia total de la línea:

$$X_{Interconexion} = 576 * 0,3163 = 182 \Omega$$

Al considerar el porcentaje de compensación presentado en la tabla 3.1.3 de norte a sur se puede calcular la conductancia de cada condensador:

$$C_1 = 0,0199 S, C_2 = 0,0199 S, C_3 = 0,0121 S$$

HVDC

Dada la recomendación expresa de la CNE en [7], se considera el modelo HVDC propuesto por la CNE:

Tabla 3.2: HVDC- Características Técnicas enlace 500 kV

Elemento	Valor
Barra SING	Nueva Encuentro 500 kV
Barra SIC	Nueva Cardones 500 kV
Longitud	610 km
Potencia	1000 MW
# Polos	2
Dirección	Bidireccional

A continuación se presenta un diagrama unilineal de la representación del HVDC en DIgSILENT:

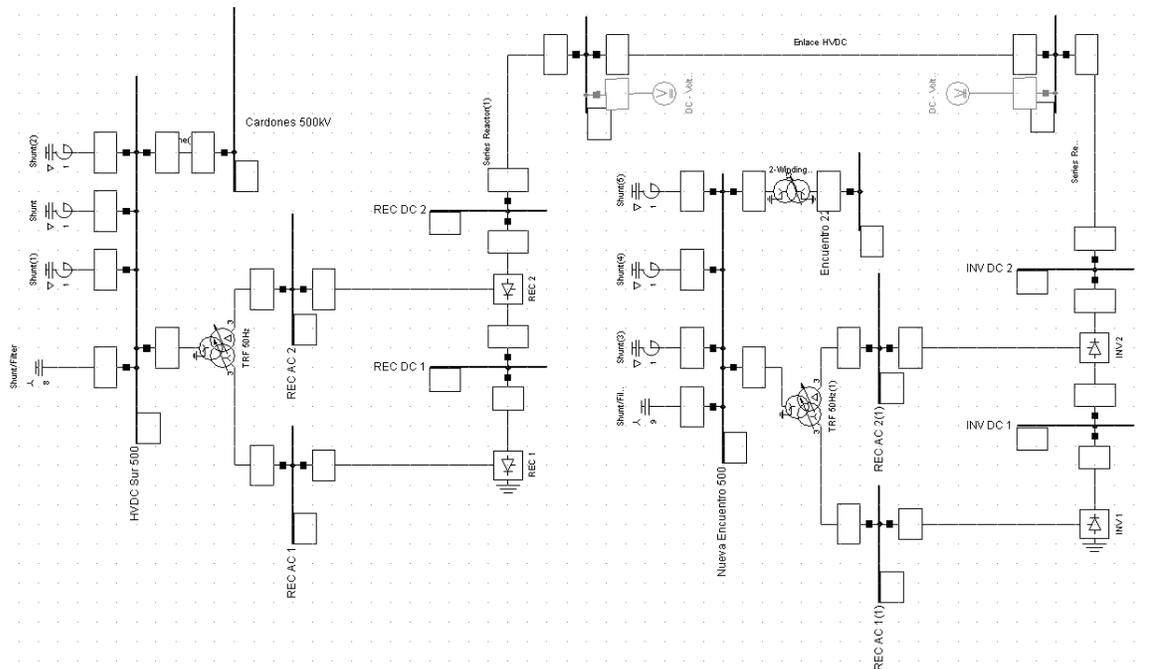


Figura 3.7: Modelo HVDC

Se observa que en el programa se implementa un único polo de capacidad de 1000 MW, donde se incluyen 2 líneas entre las subestaciones con los siguientes parámetros:

$$L = 0,4 \Omega/km \quad R = 0,019 \Omega/km$$

Por otro lado, se considera compensación reactiva en torno a un 50% de la potencia transmitida, mediante bancos de condensadores de 50 MVar. Se consideran estaciones convertoras de 12 pulsos, 500 kV y 1000 MW nominales, sin reactancia de conmutación. No se utilizan modelos de control para el HVDC.

3.1.4. Modelos de los elementos

Modelos de obras nuevas de generación convencionales

Las obras posteriores al año 2013, se consideran equivalentes a otras centrales existentes de características técnicas similares. Esto incluye tanto el modelo base del generador (*generator type*) así como los modelos dinámicos. La lista se puede encontrar en la sección 5.1.

Modelos de obras nuevas de generación renovable

Si bien DIGSILENT posee *templates* útiles para la modelación de centrales solares fotovoltaicas y generadores eólicos (doblemente alimentado o *full converter*) se prefiere utilizar modelos de generador estático, con el fin de capturar modos de oscilación sistémicos no influenciados por modelos de ERNC. Esto se sustenta en que no es posible establecer una suposición clara sobre los modelos dinámicos de las centrales ERNC existentes ni de aquellas futuras, dado que hoy los CDEC no los piden para su base de datos.

Demanda

Considerada como potencia constante para cada modelo. Se cuenta con representaciones de 3 molinos SAG realizadas por Roberto Moller para su trabajo de título [32] que serán utilizados para estudiar sensibilidad de los valores propios ante cambios en los modelos de carga. No obstante, estos sólo se activaran para un caso de sensibilidad específico, manteniéndose todos los consumos mineros como potencia constante para gran parte del trabajo.

Estabilizadores de potencia (PSS)

Según lo discutido en la sección 2.3, la modelación de los PSS es fundamental para determinar la amortiguación de oscilaciones interárea que puedan aparecer en el sistema interconectado². Tanto la base de datos del CDEC-SING como la del CDEC-SIC incluyen los modelos de PSS para varias máquinas grandes de la red. Sin embargo se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

SIC

- Todos los modelos de PSS de la base de datos en PF se encuentran desactivados. Más aún, los parámetros incluidos parecen no estar homologados con el trabajo realizado por Estudios Eléctricos [36].

²En la norma técnica [35] se hace referencia explícita a qué “las unidades generadoras de más de 50 MW deberán estar equipadas con un PSS”

- Tampoco se tiene un listado público sobre los PSS activos actualmente. Una razón que podría explicar la poca información por parte del CDEC-SIC de estos elementos es que según [3], muchos PSS se desactivan pues si bien fueron diseñados para oscilaciones de la máquina con respecto al sistema, pueden tener influencia a nivel sistémico generando otro tipo de perturbaciones no deseadas.

SING

- Se encuentran activos en la base de datos los PSS de las unidades: CTM1, CTM2, CTM3 TG & TV y U16, por lo que se considera que se encuentran homologados.
- Al estudiar su efecto en el sistema mediante análisis modal, se observó que en el sistema interconectado SIC-SING tenían una influencia negativa. Es decir, mantener activados estos modelos generó polos inestables que desaparecen al desactivar los mismos. Esto se fundamenta en que los parámetros están ajustados para el SING actual, sin embargo la evolución al 2019 más la interacción SIC-SING hace que la sintonización quede obsoleta. Para incluirlos deberían ser sintonizados para esta nueva topología [3].

Es importante destacar que los PSS se pueden resintonizar continuamente para amortiguar distintas oscilaciones en el sistema [36, 5]. Sin embargo, el diseño en este caso debe estar orientado a amortiguar modos interárea y dado que no es parte del objetivo de esta tesis determinar los parámetros óptimos en los controladores, se decide dejar desactivados todos los estabilizadores de potencia del sistema.

FACTS

Los equipos de compensación utilizados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3.3: FACTS - SIC Considerados para el estudio

Equipo	Potencia MVar	Característica
CER Polpaico	+110 / -70	Polpaico 220
STATCOM Cerro Navia	+140 / -65	Cerro Navia 220
CER Cardones	+100 / -60	Cardones 220
CER Maitencillo	+40 / -11	Maitencillo 110
CER Pan de Azúcar	+80 / -22	Pan de Azúcar 220
CER Puerto Montt	+70 / -110	Puerto Montt 220
SVC D. de Almagro	+100 / -40	Diego de Almagro 220

En primer lugar, ninguno de ellos se construye con un modelo dinámico dada la escasa información disponible. Si bien algunos modos de control no serán observados en un análisis modal, en lo que respecta a modos interárea (según lo discutido en la sección 2.3.2), incluir un modelo del controlador en estos elementos podría mejorar la estabilidad del sistema al activar un esquema de control POD [2, 6]. Esto convierte el modelo de esta tesis en un peor caso de estudio.

En el SING se cuenta únicamente con 2 sistemas de almacenamiento en baterías (BESS por sus siglas en inglés) asociados al control primario de frecuencia (CPF). En ambos se utiliza el *template* disponible en DigSilent. Sus características son las siguientes:

Tabla 3.4: BESS - SING Considerados para el estudio

Equipo	Potencia MW	Característica
Angamos	20	Asociado CPF de la central Angamos
Andes	12	Asociado a CPF de la central NTO

Consideraciones sobre los modelos dinámicos

En el estudio citado [36] se hace referencia explícita a que existen numerosos modelos no homologados de las centrales del SIC. Debido a que no existe acceso a la información para complementar los datos existentes, se utilizarán todos los bloques que vengan activados desde el CDEC-SIC. Luego, se establece la misma advertencia realizada en otros estudios [6, 7] sobre la necesidad de mejorar la representación de las máquinas del SIC y el SING para una conclusión robusta sobre los nuevos modos de oscilación en caso de que sean influenciados por variables de control de las unidades (PCU, AVR, PSS u otros).

3.1.5. Modelo Implementado

A continuación se presenta el unilíneal del sistema interconectado SIC-SING al 2019. Las líneas de transmisión que en este momento se encuentran planificadas según [7] se presentan segmentadas.

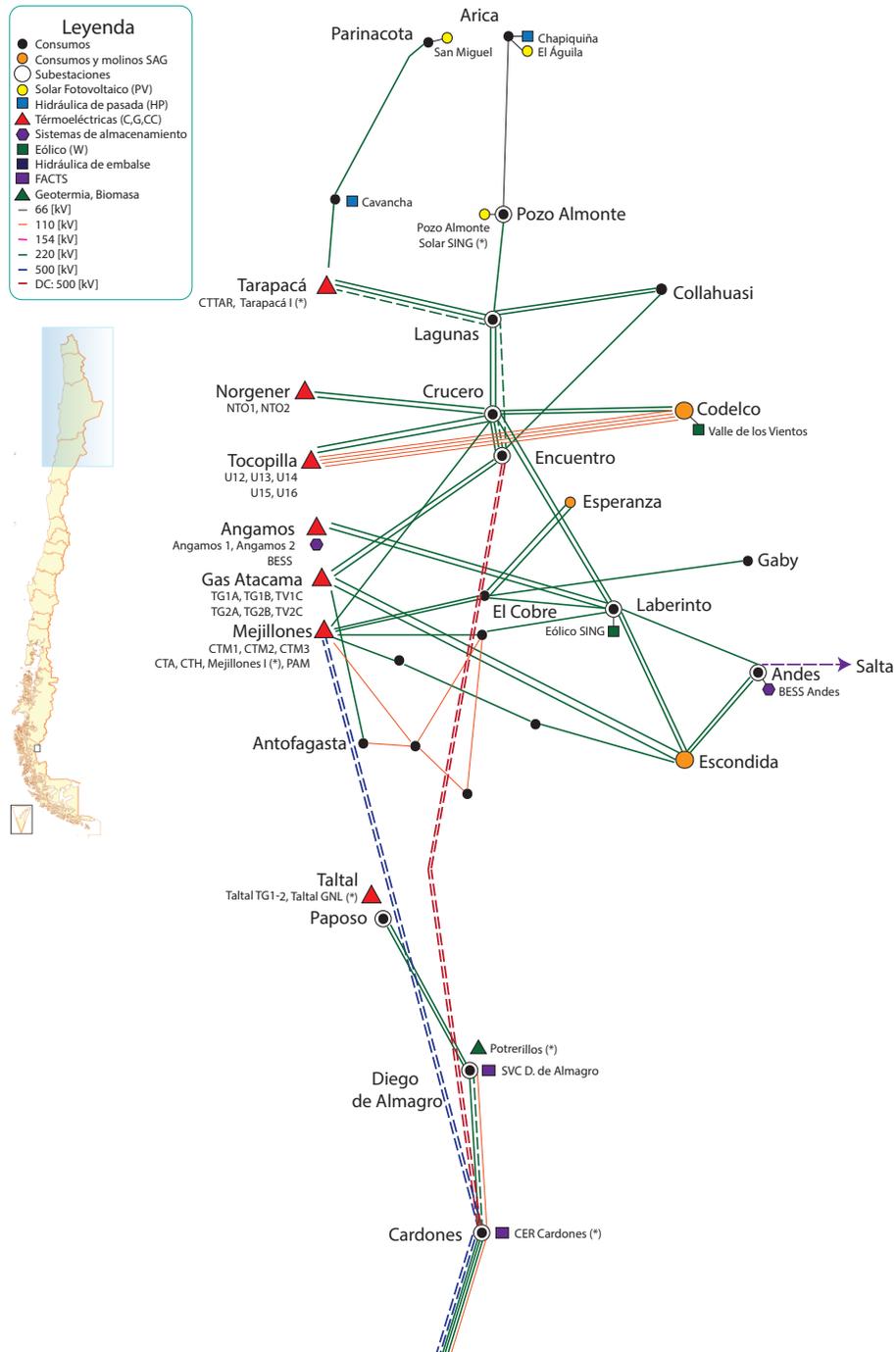


Figura 3.8: Sistema interconectado SIC-SING

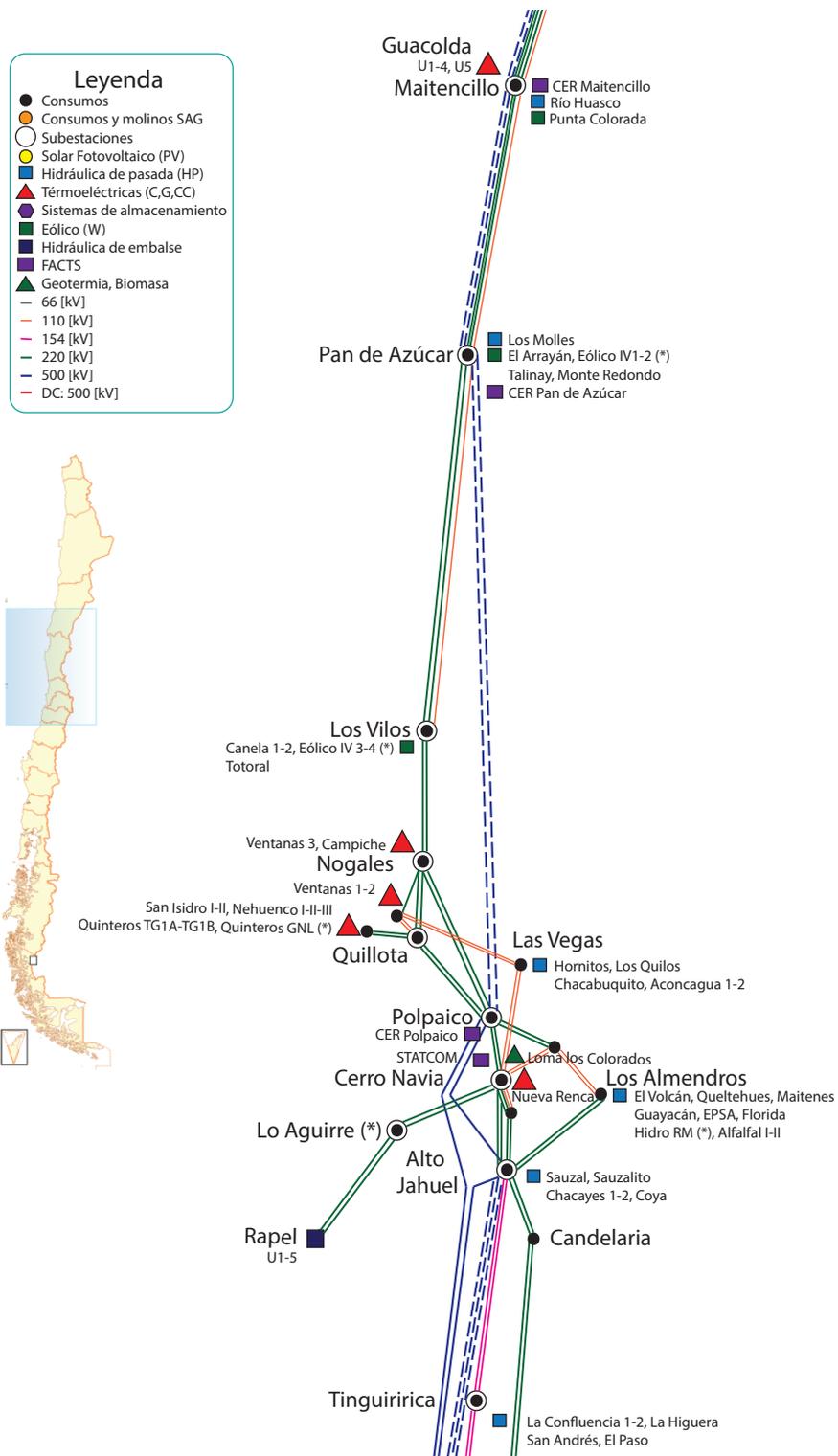


Figura 3.9: Sistema interconectado SIC-SING (2)

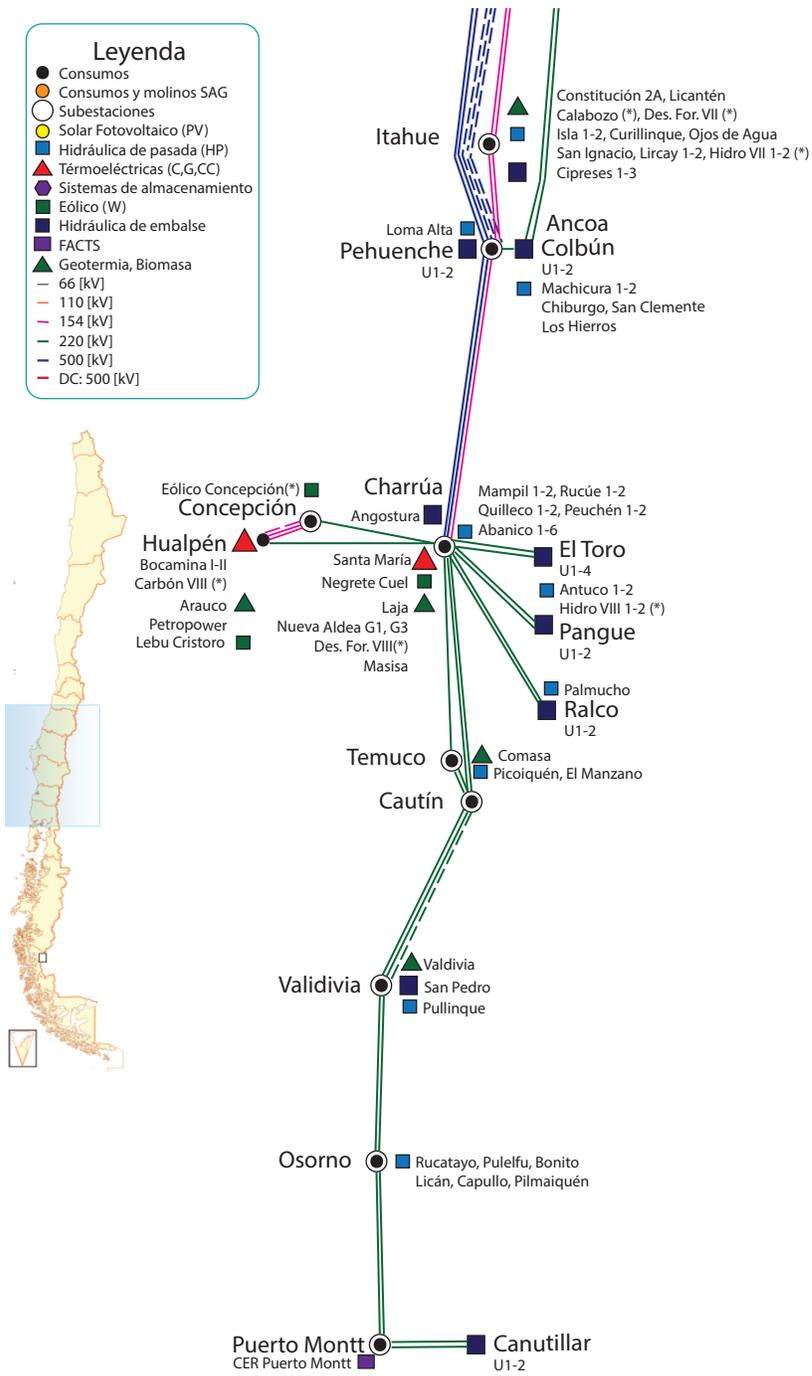


Figura 3.10: Sistema interconectado SIC-SING (3)

3.2. Despacho

Para realizar el despacho de las unidades es necesario formular una metodología que capture el nuevo *pool* de generación disponible del sistema SIC-SING en cuanto a la lista de mérito y al límite de la transferencia entre ambos sistemas. De esta forma se identifica el intercambio de potencia a través del enlace durante un año de operación. Para esto se implementa en MATLAB un modelo de optimización con restricción de transmisión únicamente en la línea SIC-SING. El resultado del mismo se adaptará a las condiciones reales de operación en DigSilent.

3.2.1. Demanda

Dado que ambos sistemas poseen curvas de carga diferentes, resulta interesante analizar el acoplamiento temporal entre ellos.

SIC

Se toma como base el año 2012 y se utilizan datos de la CNE [8]. Los valores utilizados se presentan en 5.3. Utilizando información de la operación real del CDEC-SIC [37], se decide tomar como referencia el primer día laboral de cada mes para los 12 meses del año. De esta manera se observará el comportamiento aproximado de la demanda durante un año. Esto significan 288 horas de demanda estudiadas.

SING

Se sigue el mismo procedimiento anterior utilizado datos de la CNE [34].

3.2.2. Generación renovable convencional y no convencional

Será necesario separar según tipo de generación: hidráulicas de pasada (HP), hidráulicas de embalse (HE), solar fotovoltaico (PV) y eólica (W).

Hidráulica de pasada (HP)

Para determinar el efecto de la generación hidráulica de pasada, se utilizan datos de generación entregados por el CDEC-SIC [37] para un año, considerando 3 hidrologías distintas [38]³. Para escoger los años de referencia para estas hidrologías se determina en el periodo

³Para las centrales de pasada del SING no se consideran distintas hidrologías ni distinta generación horaria, dado el bajo aporte de potencia <10 [MW] que significan para el sistema.

2000-2012 la generación hidráulica anual (de embalse y de pasada), con respecto a la potencia instalada para ese mismo año. De esta forma es posible calcular el factor de planta f_p para cada año de la siguiente manera:

$$f_{p-Hidro,i} = \frac{E_{Hidro,i}}{P_{instalada-Hidro,i} * 8760}$$

Donde $E_{Hidro,i}$ corresponde a la energía hidráulica total generada para el año i y $P_{instalada-Hidro,i}$ corresponde a la potencia instalada para ese mismo año. Luego se escogen los años de mayor y menor f_p (Húmeda y Seca), así como el año que representa el promedio del factor de planta (Media):

Tabla 3.5: SIC - Hidrología

Hidrología (h)	Año	fp
Seca (S)	2012	0.38
Media (M)	2007	0.51
Húmeda (H)	2006	0.68

De forma análoga para la demanda, se escoge 1 día por cada mes del año para incorporar la variación anual y horaria de generación de estas centrales (288 datos en un año). Para las obras hidráulicas posteriores a los años escogidos como base para la hidrología, se asocia su generación horaria a máquinas con comportamiento de caudales “similar”. A modo de ejemplo, la central “Hidroeléctrica RM 01”, se asocia a la generación de la central “Alfalfal I”⁴. Normalizando la generación en base a la potencia máxima de cada máquina de referencia se tiene:

$$P_{Hidro-RM-01}(t, h) = \frac{P_{Alfalfal-I}(t, h) * P_{max-Hidro-RM-01}}{P_{max-Alfalfal-I}}$$

Donde $P_{Alfalfal-I}(t, h)$ es la generación de la central Alfalfal I para cada hora t y para cada hidrología h , $P_{max-Hidro-RM-01}$ es la potencia máxima de la central hidráulica de pasada RM 1 y $P_{max-Alfalfal-I}$ es la potencia máxima del generador Alfalfal I.

Hidráulica de embalse (HE)

Se utilizan las mismas reglas establecidas para las hidráulicas de pasada, considerando todas las centrales de embalse del SIC a partir de datos reales de generación. Obras de embalse posteriores a los años de estudio también se asocian a centrales de hidrologías cercanas⁵.

Existe una diferencia importante entre ambas implementaciones, pues en este caso existe un “error” al no considerar la coordinación hidrotérmica del sistema SIC-SING. Sin embargo esto se escapa del objetivo de la presente memoria, por lo cual se considera de gran ayuda

⁴Para ver la asignación de centrales según el año base para la hidrología revisar las secciones 5.5 5.6

⁵Para ver la asignación de centrales según el año base para la hidrología revisar las secciones 5.5 5.6

utilizar datos de generación real, ya que al haber modificado la curva de carga sólo en magnitud, las centrales de embalse mantendrán un criterio de operación similar (ej: generación en horario punta). Con este análisis se comprueba al menos que los despachos determinados serán a lo menos “técnicamente factibles”.

Generación eólica (W)

SIC Actualmente se tienen datos de generación de las centrales instaladas en el sistema, por tanto será posible tener un vector horario de generación para cada central, tomando como base el año 2012⁶. Se tiene que la potencia para los 288 casos posibles será la misma a la generación del 2012:

$$P_{W-SIC-2019,i}(t) = P_{W-SIC-2012,i}(t)$$

De manera análoga al caso de las HP, las máquinas no conectadas al sistema al 2012 se asocian a máquinas cercanas⁷.

SING Al no existir centrales conectadas al momento de elaboración de este trabajo, se incluyen durante todo el año con el valor de un factor de planta tipo $f_{PSING-W} = 0,25$. Luego la potencia de cada parque eólico para toda condición de operación será:

$$P_{W-SING-2019,i}(t) = 0,25 * P_{max,i}$$

Generación fotovoltaica (PV)

Se consideran sólo en el SING dónde existe un gran polo de desarrollo solar PV. Se utilizan los datos recopilados hasta la fecha de la generación de la central “La Huayca” de 1 MW⁸.

$$P_{PV-SING-2019,i}(t) = P_{La-Huayca-2013}(t) * P_{max,i}$$

3.2.3. Centrales térmicas

Se utilizan los mismos costos presentados en la fijación de precio de nudo para ambos sistemas [8, 34]. Los valores se presentan en la sección 5.2.

⁶No se considerará la variación anual de la distribución de viento

⁷Revisar sección 5.4

⁸Dado que la central es de potencia “unitaria” se encuentra normalizada para efectos de la generación del resto de las centrales consideradas

3.2.4. Optimización

Se considera el siguiente problema de optimización lineal, que debe repetirse para distintas horas $t \in [1, 288]$ y distintas hidrologías h :

$$\min. \quad \sum_{i=1}^{N_{T-SIC-SING}} (C_{v,i} * P_{G,i}(t, h))$$

s. a.

$$P_{G,i-min} < P_{G,i}(t, h) < P_{G,i-max}$$

$$-P_0 < T_x(t, h) < P_0$$

$$\sum_{i=1}^{N_{G-SING}} P_{G_i}(t, h) - T_x(t, h) = D_{SING}(t) + P_{SING-perds} - \sum_{l=1}^{N_{PV-SING}} P_{G_l}(t) - \sum_{m=1}^{N_{W-SING}} P_{G_m}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{G-SIC}} P_{G_i}(t, h) + T_x(t, h) = D_{SIC}(t) + P_{SIC-perds} - \sum_{m=1}^{N_{W-SIC}} P_{G_m}(t) - \sum_{k=1}^{N_{HE}} P_{G_k}(t, h) - \sum_{j=1}^{N_{HP}} P_{G_j}(t, h)$$

Donde $T_x(t, h)$ es la potencia transferida entre ambos sistemas para distintas horas de operación y para distintas hidrologías, $P_{SING-perds} = 150$ MW y $P_{SIC-perds} = 250$ MW son las pérdidas medias obtenidas a partir de ensayos del modelo consideradas constantes para cualquier condición de operación y P_0 es el límite de transferencia del enlace de 1000 MW bidireccionales.

Las unidades del SING se limitan en su potencia máxima en un 7%, según condición de operación del CDEC-SING para mantener el control primario de frecuencia [7]. Se destaca que si bien este despacho no respeta límites de voltajes ni de transmisión en el resto del sistema, es un punto de partida para determinar condiciones de operación posibles al año 2019. Posteriormente son corregidas al ser incorporadas en DigSilent. Los límites de potencia mínima y máxima se obtienen para el SIC desde [39] y para el SING desde [16].

3.3. Casos de estudio

A continuación se presentan los resultados del despacho por lista de mérito ante distintas hidrologías para el sistema SIC-SING.

3.3.1. Hidrología húmeda

Considerando el modelo propuesto, se obtienen los siguientes resultados para los 288 casos posibles, considerando un límite de transferencia de 1000 MW. Las variables presentadas se encuentran todas en MW:

Tabla 3.6: Datos gráficos flujo - Hidrología húmeda

Variable	Característica
$Tx HV$	Flujo interconexión. Positivo: SING exporta potencia.
$Gx Hidro$	Generación hidráulica de pasada y embalse
$Dx SIC$	Demanda del SIC al 2019
$Dx SING$	Demanda del SING al 2019

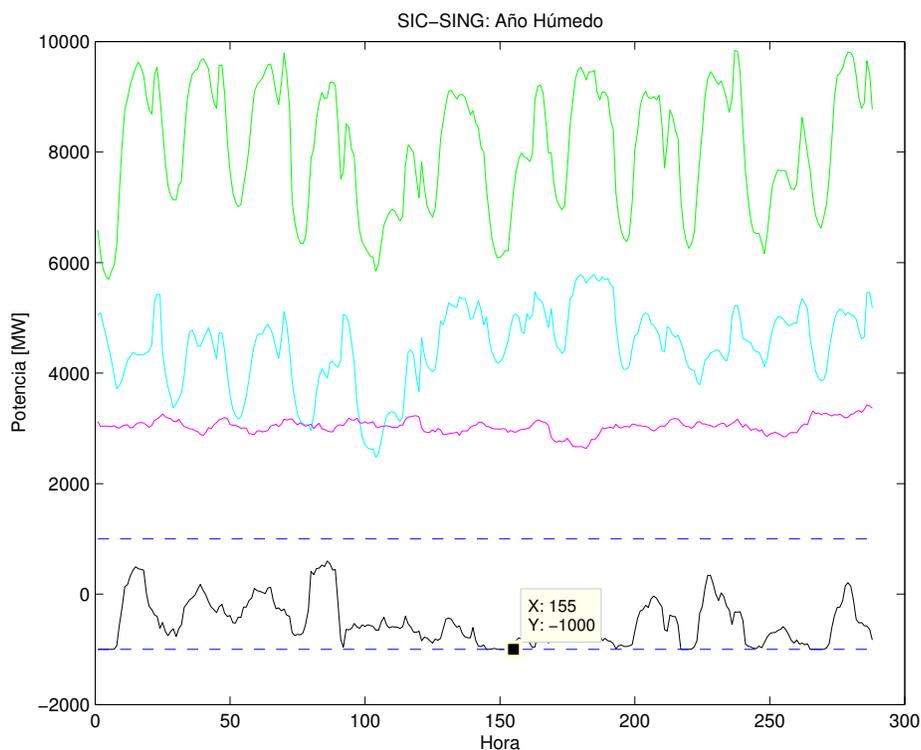


Figura 3.11: Hidrología Húmeda

La tendencia de la potencia intercambiada se explica principalmente por la curva de demanda del SIC, la cual se aumentó en magnitud y no se modifica en forma. Por tanto, el SIC exporta potencia generalmente en condiciones de demanda baja en su área. Cabe destacar que predomina un flujo de dirección SIC→SING, con un promedio de 509 MW durante el año. Esto descarta analizar transferencias importantes desde el SING hacia el SIC en un año considerado como húmedo.

A partir de estos resultados se escoge como caso de estudio un flujo que cumpla con los siguientes criterios:

- **Transferencia de 1000 MW SIC→SING:** El amortiguamiento de un modo interárea es inversamente proporcional a los montos de transferencia entre distintas zonas, lo cual hace necesario analizar la condición máxima de intercambio entre ambos sistemas [3].
- **Mayor demanda en el SIC para ese valor de transferencia:** Mientras mayor sea la demanda de la red en su conjunto, más generadores estarán incluidos en el despacho. Esto permite estudiar un mayor número de variables y por ende, se encontrarán más modos de oscilación. Como el SIC es un sistema de casi 3 veces el tamaño del SING, se escoge el primero como referencia.

De los datos presentados se escoge la hora 155, denominado caso de estudio N1000, el cual cumple con los criterios mencionados.

3.3.2. Hidrología seca

A continuación se presentan los resultados al considerar una hidrología seca en el SIC. Las variables presentadas son las siguientes:

Tabla 3.7: Datos gráficos flujo - Hidrología seca

Variable	Característica
$Tx HV$	Flujo interconexión. Positivo: SING exporta potencia.
$Gx Hidro$	Generación hidráulica de pasada y embalse
$Dx SIC$	Demanda del SIC al 2019
$Dx SING$	Demanda del SING al 2019

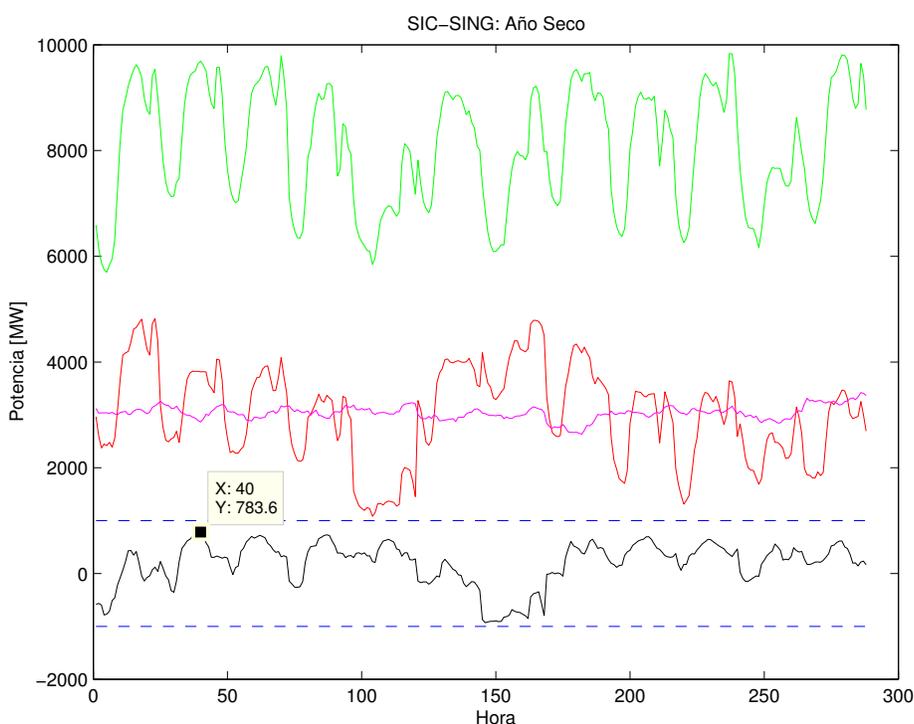


Figura 3.12: Hidrología seca

Es importante destacar que el bajo nivel de transferencias se debe a las pocas obras nuevas térmicas en el SING al 2019. El promedio de intercambio durante el año corresponde a un flujo SING→SIC de 189 MW. Se escoge una condición de operación que cumpla las siguientes características, justificadas en la hidrología anterior:

- **Transferencia máxima posible SING→SIC**
- **Mayor demanda en el SIC para el monto de transferencia.**

Se destaca que para este año no existen flujos de 1000 MW hacia el SIC. El caso escogido por tanto corresponde al mayor valor de potencia exportada desde el SING, el cual se da en

la hora 40 (Caso de estudio S800). De los resultados de considerar una hidrología húmeda y una seca se desprende que analizar el caso de una hidrología promedio es irrelevante en términos de las nuevas condiciones de operación que pudiera arrojar, ya que con certeza el promedio de transferencia se encuentra entre los 2 casos estudiados y seguramente con bajos niveles de intercambio SIC-SING.

3.3.3. Resumen casos de estudio

En resumen se tienen estudiarán 2 casos de operación:

Tabla 3.8: Comparación casos de estudio seleccionados

Variable	Potencia MW N1000	Potencia MW S800
<i>Tx HV</i>	1000 SIC-SING	783 SING-SIC
<i>Gx Hidro</i>	5041	3816
<i>Dx SIC</i>	7293	9690
<i>Dx SING</i>	2936	2866

Capítulo 4

Resultados

4.1. HVAC

A continuación se presentan 2 casos de estudio denominados N1000 y S800 donde el sistema SIC-SING se encuentra unido mediante un enlace HVAC.

4.1.1. Caso #1: Hidrología Húmeda 155 (N1000)

El detalle del despacho, corregido por restricciones de operación se presenta en la sección 5.5.1. A continuación se presentan los valores propios en parte real e imaginaria, obtenidos de realizar un análisis modal en DigSilent:

Resultados análisis modal

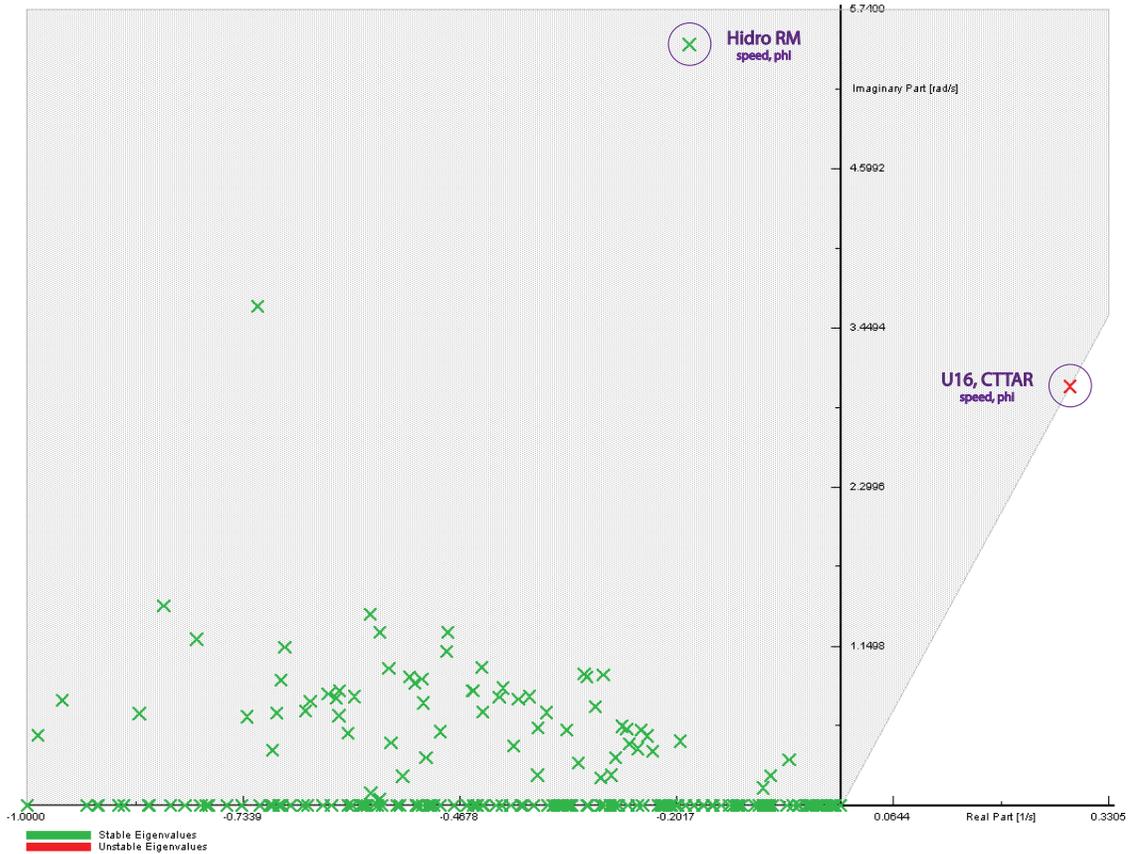


Figura 4.1: Análisis modal HVAC - N1000

La figura anterior fue acotada en rangos, para estudiar modos menores a 1 Hz, los que usualmente corresponden a modos interárea. Se consideran relevantes a ser estudiados los siguientes modos, debido al criterio escogido de $\zeta \leq 10\%$:

Tabla 4.1: Análisis Modal HVAC - N1000: Modos de Interés

Modo	Frecuencia Hz	Amortiguamiento ζ
01048	0.48	-9 %
00975	0.87	3 %

Modo de 0.48 Hz Se estudia en detalle el origen del modo y los generadores que participan en el. La tabla obtenida desde el software se presenta en la sección 5.5.1. Se presentan con un círculo (o) aquellas máquinas con una contribución mayor al 50 % en alguna variable de estado y con una cruz (x) zonas donde se encuentran generadores que contribuyen entre un 10 y 50 %.

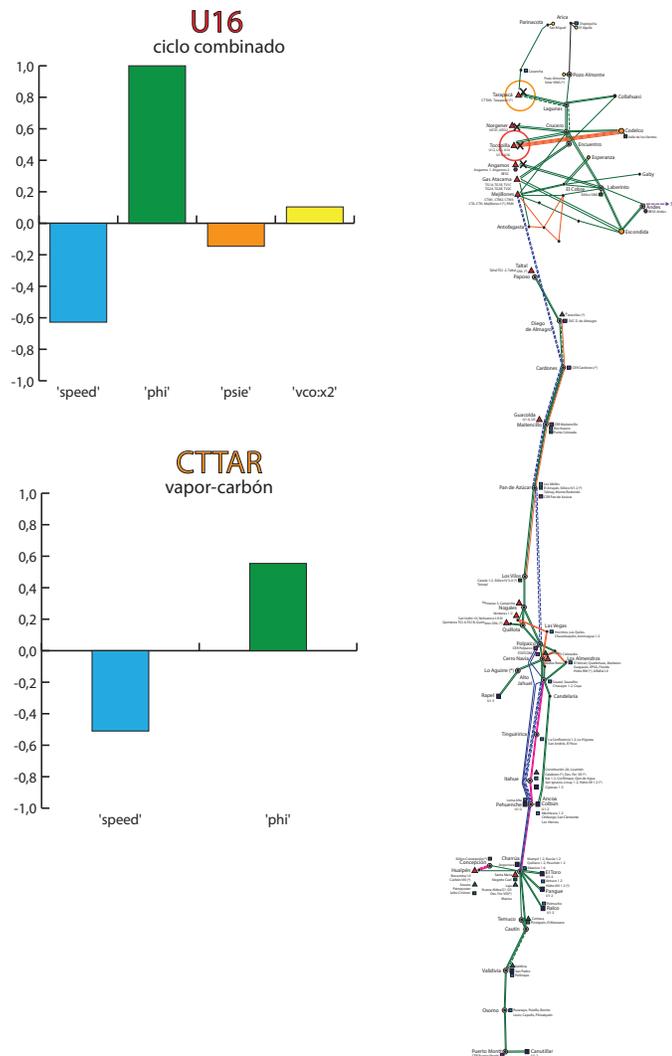


Figura 4.2: Participacion HVAC - N1000 - 0.48 Hz

Se observa en primer lugar que todas las máquinas que contribuyen significativamente a este modo son generadores de vapor conectados en el SING. Esto se asocia al lento actuar de las turbinas a presión [3]. El valor propio presentado se identifica principalmente con la Unidad 16 de la central Tocopilla, asociado al ángulo de rotor (ϕ) y en menor proporción a la velocidad ($speed$). A la vez, varios generadores contribuyen al valor propio, por lo que se identifica como un problema sistémico en el SING.

Se destaca que el modo tiene parte real positiva, lo que representa un aumento sostenido de las oscilaciones ante cualquier perturbación por pequeña que esta. Dado que se asocia a las variables de velocidad y ángulo de rotor, agregar amortiguamiento mecánico en el rotor de las máquinas involucradas podría contribuir a aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones [3], aunque es probable que una medida de este tipo no sea suficiente para llevarlo al semiplano de parte real negativa.

Modo de 0.87 Hz Se estudia la participación de los generadores de la red:

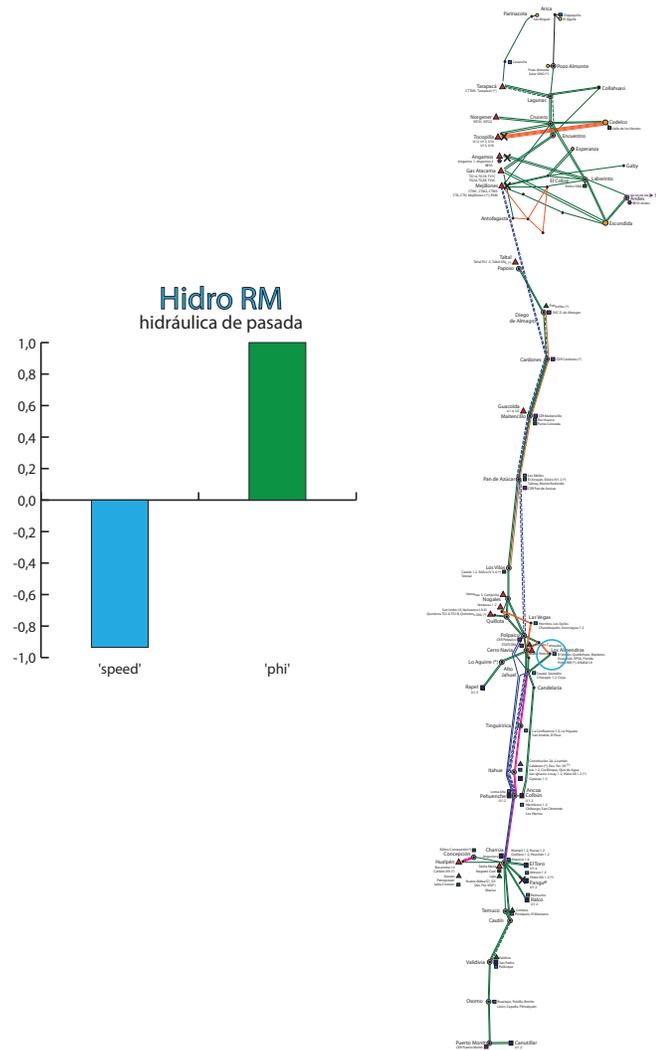


Figura 4.3: Participación HVAC - N1000 - 0.87 Hz

En este caso se presenta una contribución de máquinas distantes entre sí: Hidro RM (RM), Pangué (Charrúa), U16 (Tocopilla), Angamos (Mejillones), CTM1 (Chacaya) asociado a la velocidad y al ángulo de rotor en todas ellas. Llama la atención la alta contribución del generador Hidro RM en relación al resto de los generadores. Las variables que dan origen a las oscilaciones se encuentran ligadas al modelo clásico del generador, por cual no dependen del tipo de control establecido. Por tanto, se concluye que de realizarse esta obra (similar al proyecto Alto Maipo), se tendrá que estudiar el impacto que pueda tener en oscilaciones de baja frecuencia.

Sensibilidad

Dado que existe un modo inestable, se analiza el cambio en el coeficiente de amortiguamiento ante la variación de distintos parámetros. Si bien en la sección 2.3 se presentan diversas alternativas para controlar oscilaciones de baja frecuencia, cualquiera de ellas escapa el objetivo de la presente memoria.

Influencia de la distancia eléctrica en el modo de 0.48 Hz Se escoge variar la reactancia de la compensación serie del enlace HVAC, manteniendo la topología. Esta compensación se especifica como un porcentaje de la reactancia en los condensadores de la zona norte del enlace $N = x\%$ y los de la zona sur $S = y\%$.

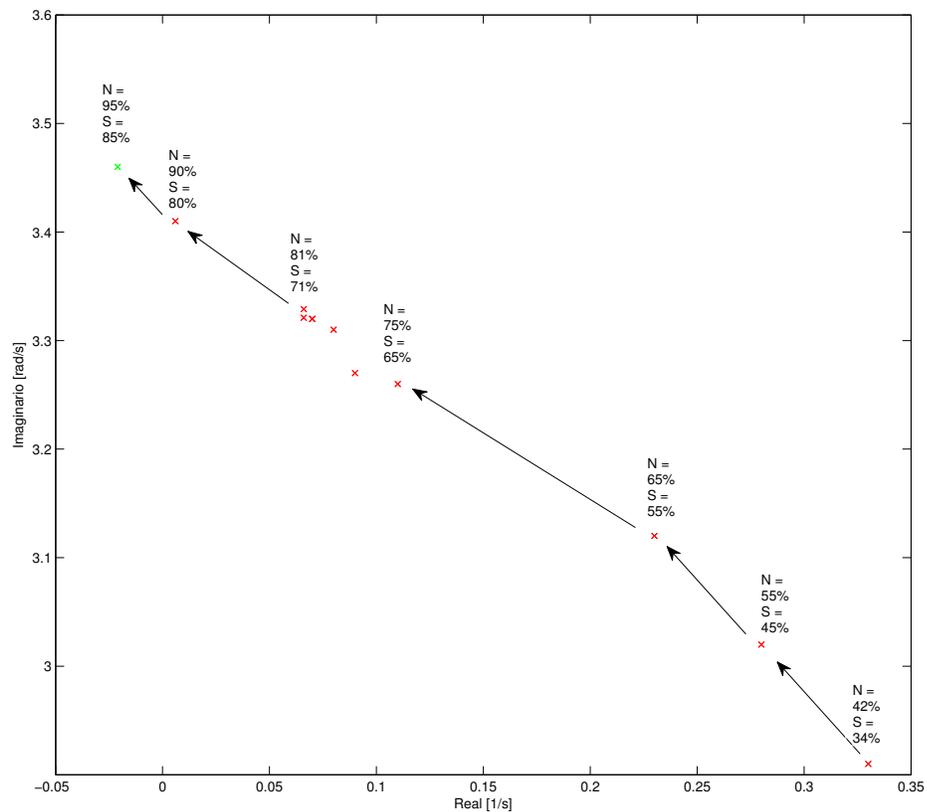


Figura 4.4: Influencia distancia eléctrica - H - 0.48 Hz

El sentido de las flechas corresponde a disminuir progresivamente la distancia eléctrica del sistema aumentando la compensación serie. Se observa una influencia clara de este parámetro, dado que el valor propio se acerca al semiplano izquierdo a medida que aumenta la reactancia del condensador. Se presenta la parte real e imaginaria de los polos calculados:

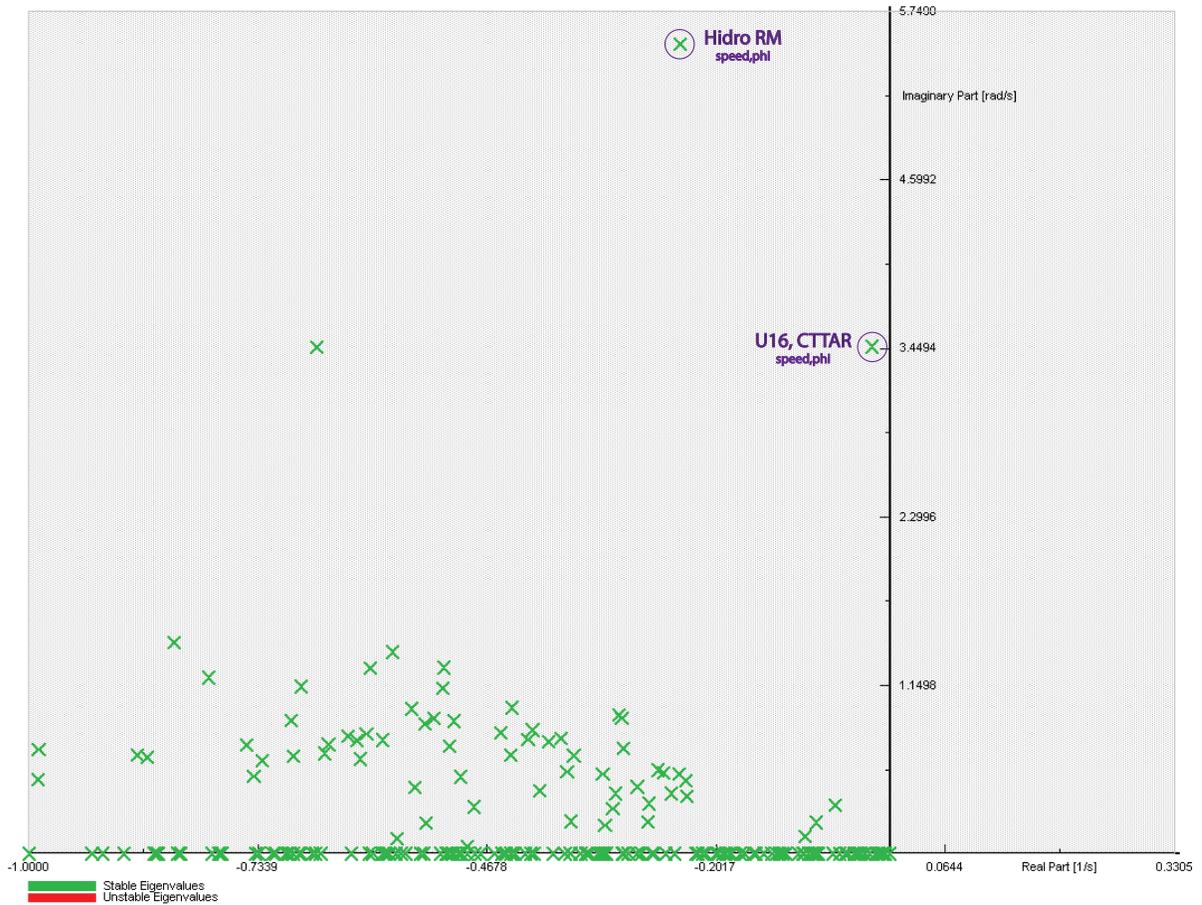


Figura 4.5: Análisis Modal HVAC - N1000 - 0.55 Hz

El análisis modal del último punto ($N = 95\%$ y $S = 85\%$), genera un modo con amortiguamiento negativo de 0.55 Hz, pero aún así débilmente amortiguado donde $\zeta = 0.6\%$. Se concluye que modificando la distancia eléctrica no es posible aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia a un valor acorde a la norma en pequeña señal. Por otro lado, el valor propio asociado a la frecuencia de 0.87 Hz se mantiene inalterable al modificar la distancia eléctrica de la línea en la sensibilidad realizada. Por tanto, el modo aparece de la evolución del sistema al 2019 y del nivel de transferencia entre distintas zonas.

A continuación se analiza la participación de las máquinas para el modo de 0.55 [Hz], para observar si el cambio en los condensadores tiene alguna influencia en el origen de las oscilaciones:

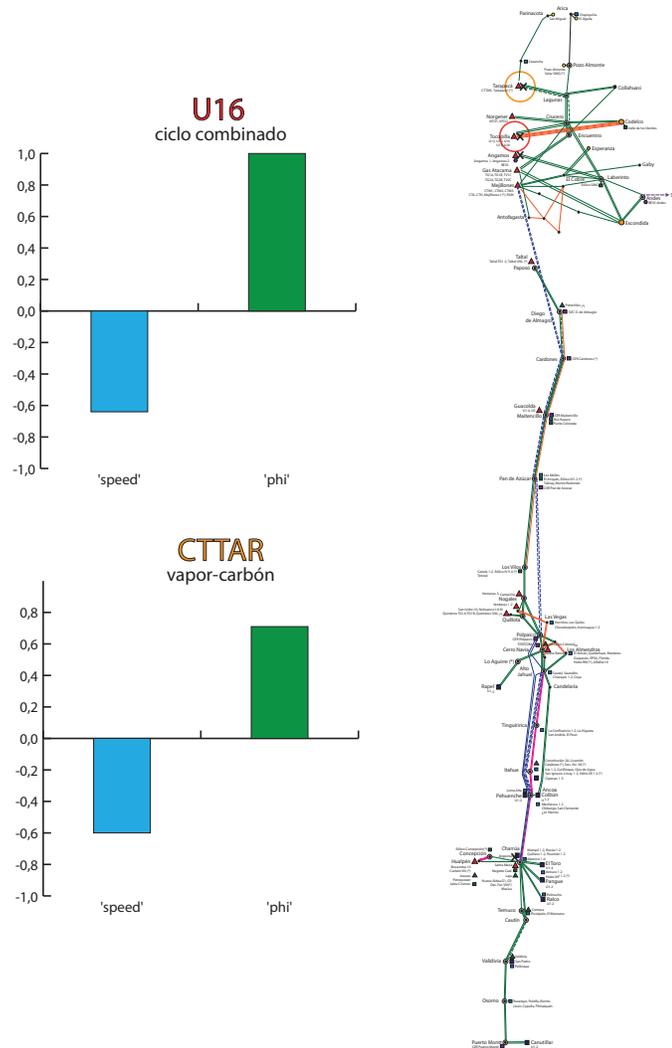


Figura 4.6: Participación HVAC - N1000 - 0.55 [Hz]

Se observa que se mantiene la dependencia tanto de las variables que generan las oscilaciones (velocidad y ángulo de rotor) así como la contribución relativa de las máquinas, principalmente de la U16 y CTTAR. Cabe destacar que aparece una contribución significativa del generador vapor-carbón Santa María, ubicado en la zona de Charrúa. Ahora el modo es influenciado tanto desde el SING como desde el SIC.

Influencia del modelo de carga en el modo de 0.48 Hz En el estudio de SUEZ [2] se analiza la sensibilidad del amortiguamiento de la frecuencia de 0.5 Hz, con respecto al tipo de modelo de carga utilizado (como se presenta en 2.3.2) y se concluye que los resultados cambian drásticamente según la representación utilizada. Se estudian 3 nuevos casos bajo la misma condición de operación incluyendo consumos de:

- 50 % Potencia constante y 50 % impedancia constante
- Impedancia constante
- Potencia constante y modelos de molinos mineros en el SING

Modelo de potencia e impedancia (P,Z) Se presentan los resultados del análisis modal para un modelo de cargas con un 50 % Potencia constante y 50 % impedancia constante en todo el sistema:

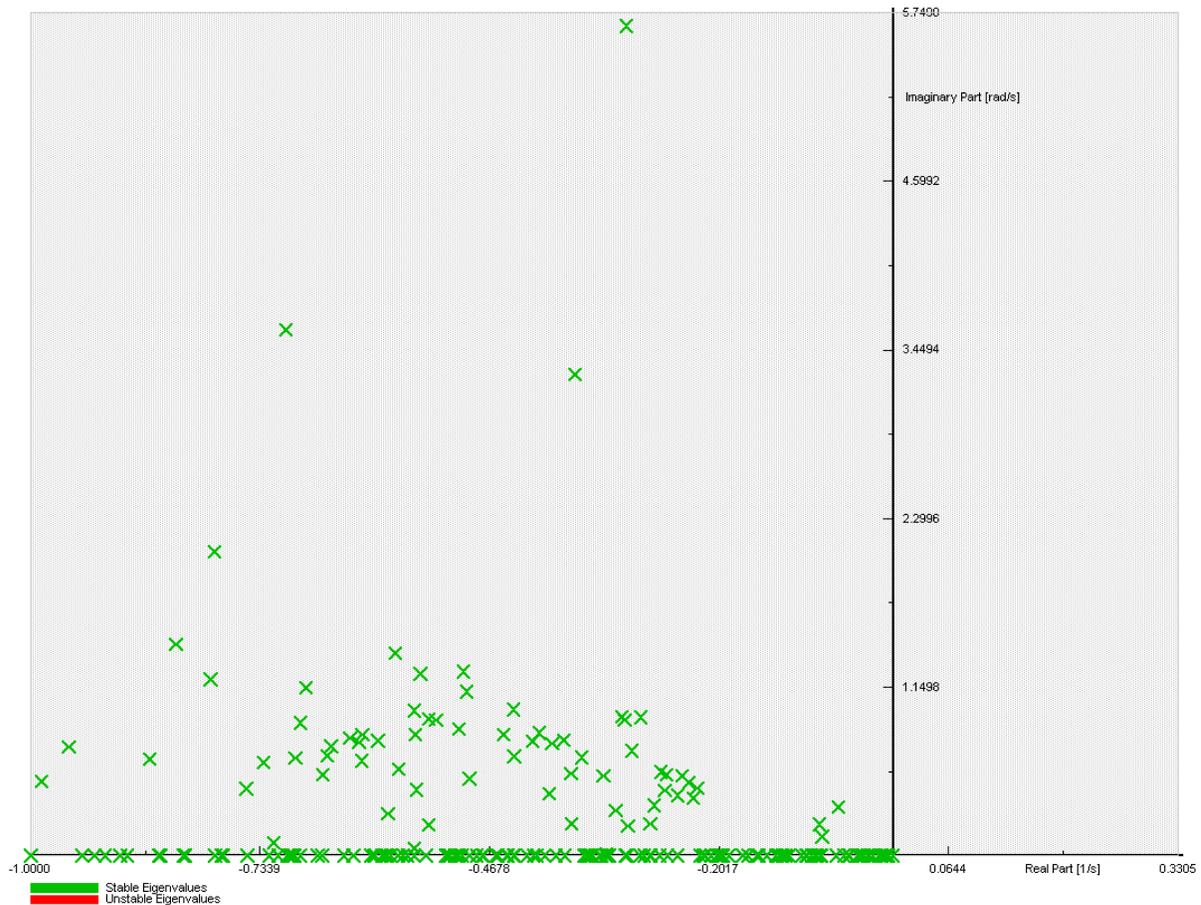


Figura 4.7: Análisis Modal - N1000 - P,Z

Se observa un cambio importante en la dinámica del sistema. Lo primero es que el modo inestable de 0.48 Hz observado en la figura 4.1.1 pasa al semiplano izquierdo, con $\zeta = 11\%$. Bajo el criterio escogido, no sería de interés estudiarlo al presentar una amortiguación acorde a la ley eléctrica. Sin embargo, se mantiene el valor propio asociado a la frecuencia de 0.87 Hz con amortiguamiento bajo el 10%.

Modelo de Impedancia Constante (Z) Utilizando una representación completamente estática se obtienen los siguientes resultados:

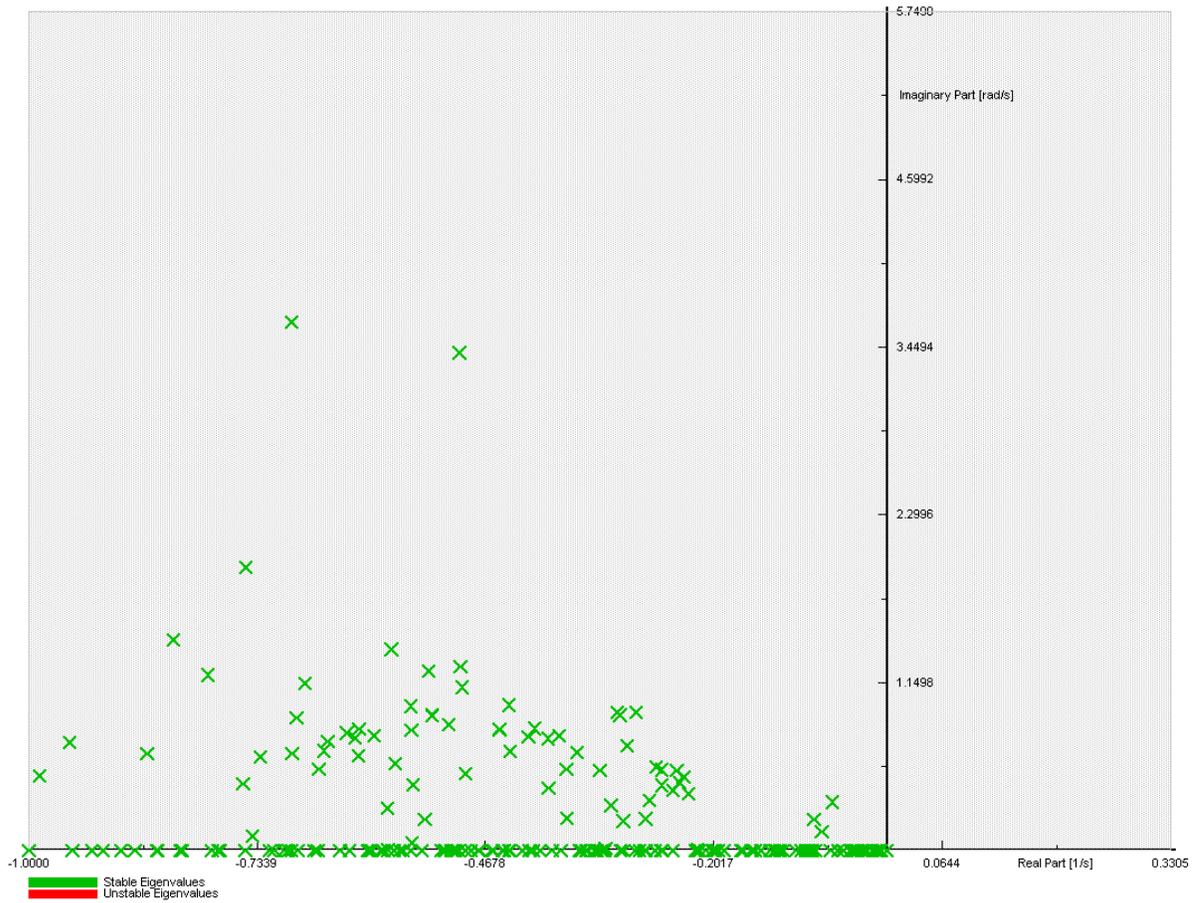


Figura 4.8: Análisis Modal - N1000 - Z

Al analizar la figura, se observan dos hitos relevantes: el modo de 0.48 Hz se vuelve aún más negativo, lo que entrega un coeficiente de $\zeta = 14\%$. Por otro lado, al menos en el rango de las frecuencias estudiadas desaparecen las oscilaciones de 0.87 Hz. Esto no implica que no existan pues podrían haber sido modificadas en frecuencia por sobre los valores presentados en el gráfico.

Modelo de Potencia Constante y Molinos SAG (PC) Incluyendo modelos de potencia constante y la representación de los molinos SAG se obtiene:

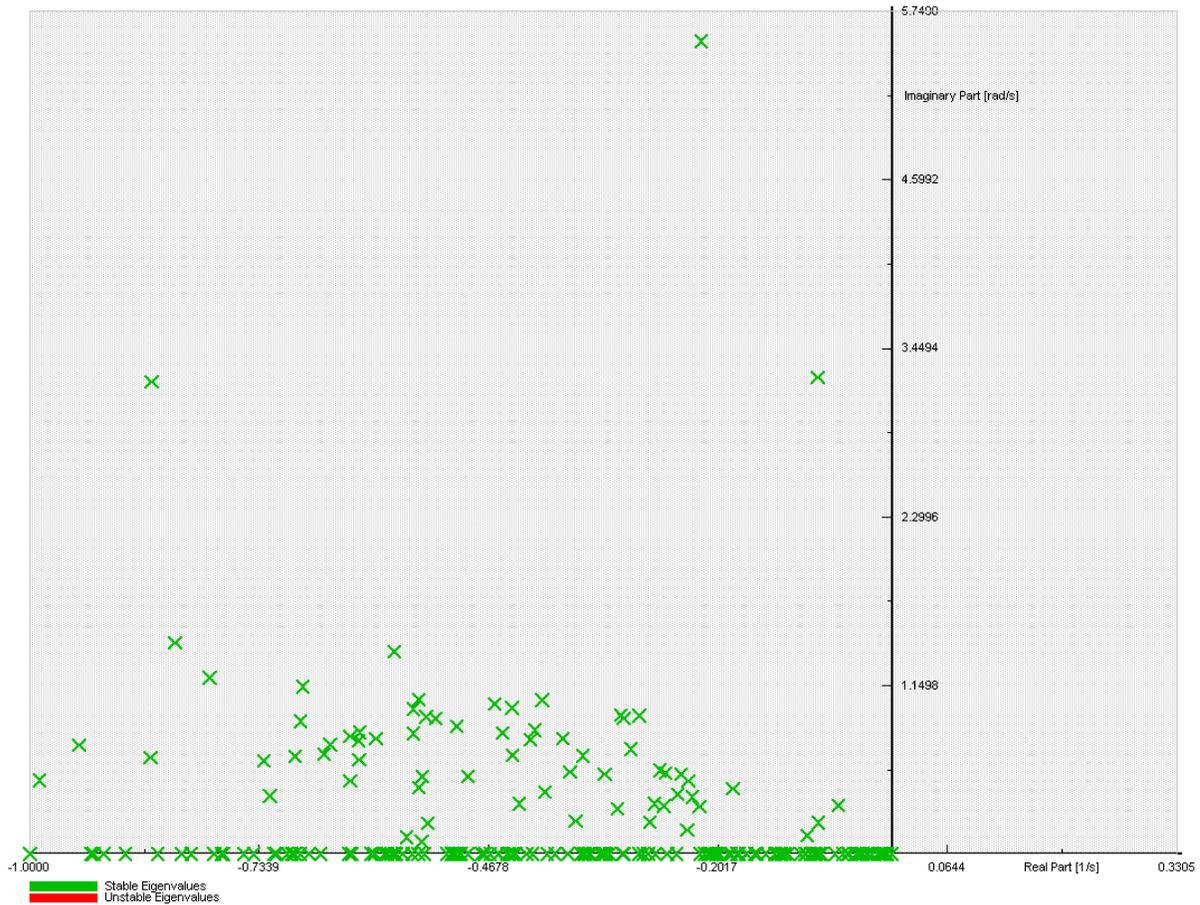


Figura 4.9: Análisis Modal - N1000 - PC

Este resultado es de suma relevancia pues solo con modificar el modelo de 3 cargas en el SING, el modo de 0.48 Hz se vuelve estable. Si bien mantiene un nivel de amortiguamiento bajo de $\zeta = 2\%$, este resultado deja en claro que la representación dinámica de las cargas es vital para el estudio de oscilaciones en el sistema. Si se considera además que el SING se compone casi en un 90 % de consumos mineros es necesaria la utilización de modelos de consumo representativos. Cabe destacar que el modo de 0.87 Hz se mantiene sin suficiente amortiguamiento y no modifica su comportamiento por la inclusión de los molinos SAG.

Para los análisis posteriores se mantendrán las cargas como **potencia constante** sin la representación de los molinos, a la vez que se mantienen los parámetros base de la interconexión. La apuesta se fundamenta en que representa el peor escenario que enfrentaría el sistema interconectado desde el punto de vista teórico, sumado a que la experiencia en el SING indica que para ciertos rangos de tensiones la carga es principalmente de potencia constante. Por esta razón no se realizan simulaciones en el dominio del tiempo para este caso por ser inestable en pequeña señal.

4.1.2. Caso #2: Hidrología Seca 40 (S800)

El detalle del despacho, corregido por restricciones de operación se presenta en la sección 5.6.1.

Resultados Análisis Modal

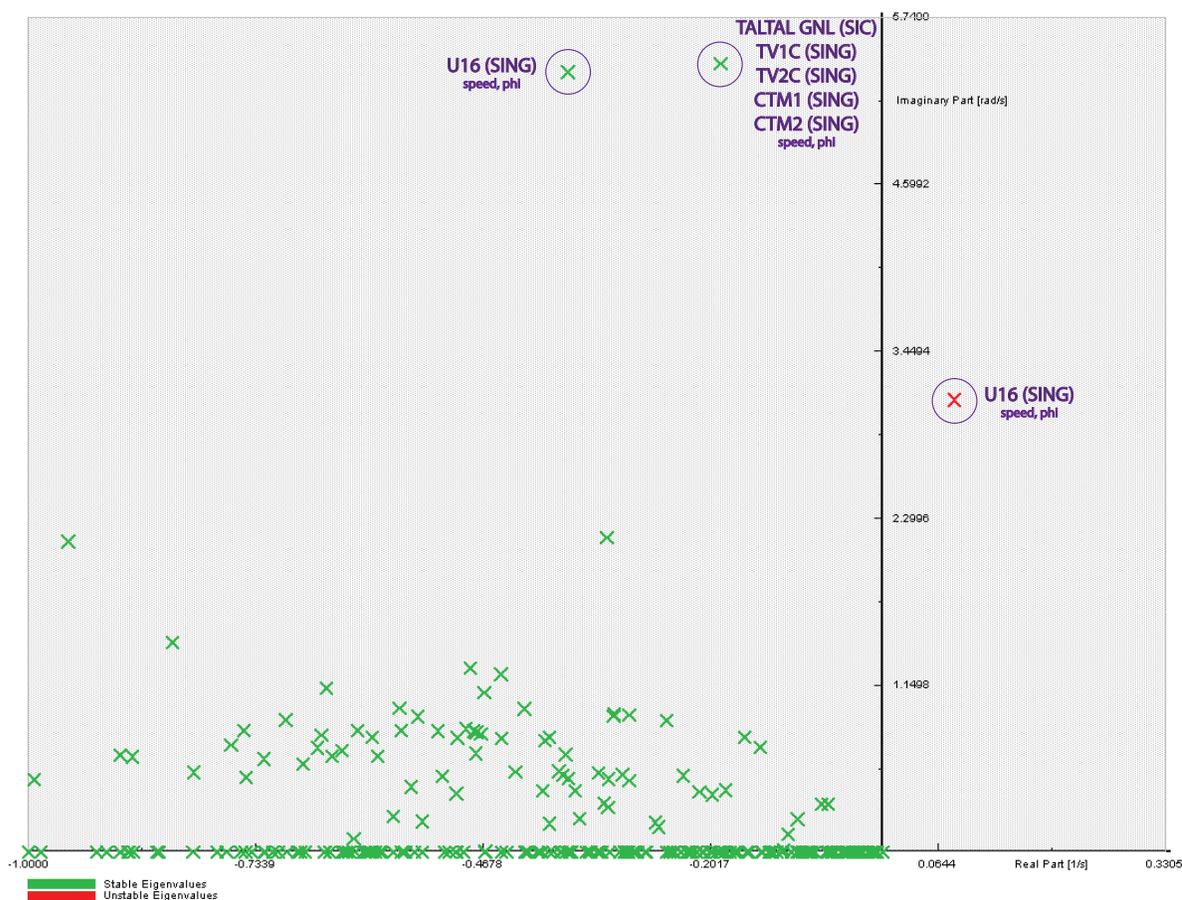


Figura 4.10: Análisis Modal HVAC - Hidrología Seca

La figura anterior fue acotada en rangos, para estudiar modos menores a 1 Hz, los que usualmente corresponden a modos interárea. Se consideran relevantes a ser estudiados los siguientes modos, debido al criterio escogido de $\zeta \leq 10\%$:

Tabla 4.2: Análisis Modal HVAC - Hidrología Seca: Modos de Interés

Modo	Frecuencia Hz	Amortiguamiento ζ
01113	0.49	-8 %
01048	0.86	3 %
01054	0.85	6 %

Modo de 0.86 Hz Se presentan los porcentajes de contribución al valor propio asociado:

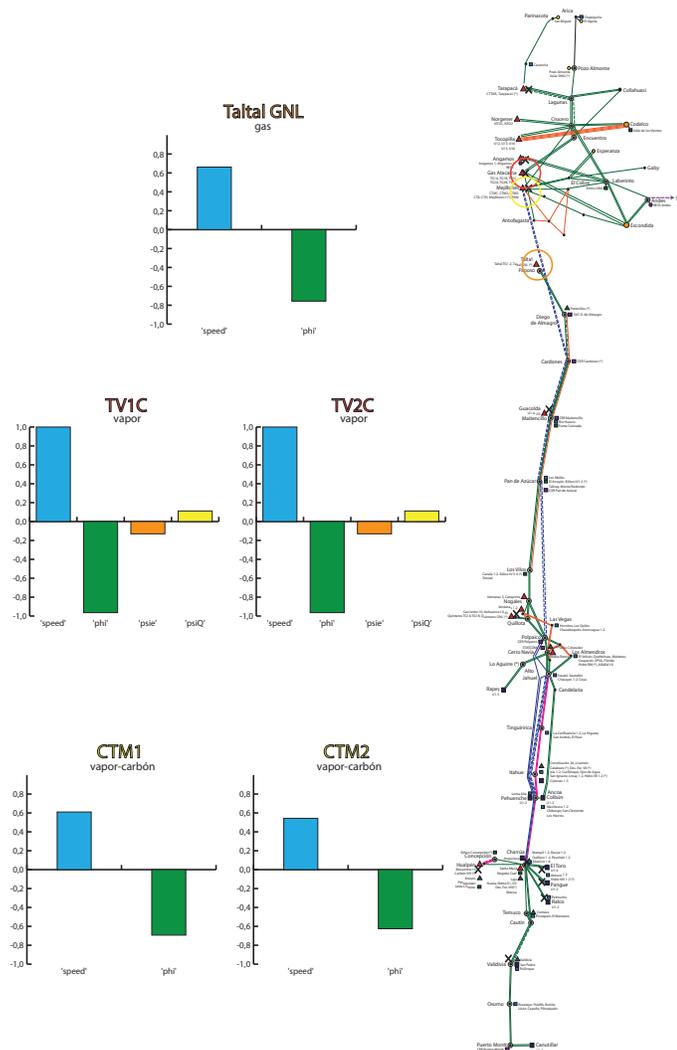


Figura 4.12: Participacion 0.86 Hz

En primer lugar, este modo se asemeja también al encontrado en el caso anterior, con la diferencia clara en que aumenta sustancialmente el número de generadores involucrados de ambos sistemas. Se mantienen las variables que lo generan (velocidad y ángulo de rotor), y la central de Gas Atacama (TG1A, TG1B, TV1C, TG2A, TG2B, TV2C) contribuye en forma mayoritaria a la existencia del mismo.

Por otro lado, se visualiza la presencia de máquinas en casi todas las zonas del sistema, como la central a gas Taltal GNL (Taltal), unidad de ciclo combinado I de Nehuenco (Quillota), central vapor-carbón Guacolda (Maitencillo), la central vapor-carbón Bocamina (Concepción), Santa María (Charrúa), centrales hidráulicas Pangué, Antuco y Ralco (Charrúa), central hidráulica San Pedro (Valdivia) y prácticamente todos los generadores térmicos del SING. Este modo es similar al observado anteriormente, y probablemente también depende de la evolución del sistema y de la transferencia interna de potencia en cada uno.

Modo de 0.85 Hz La participación de las unidades en torno a este modo se presenta a continuación:

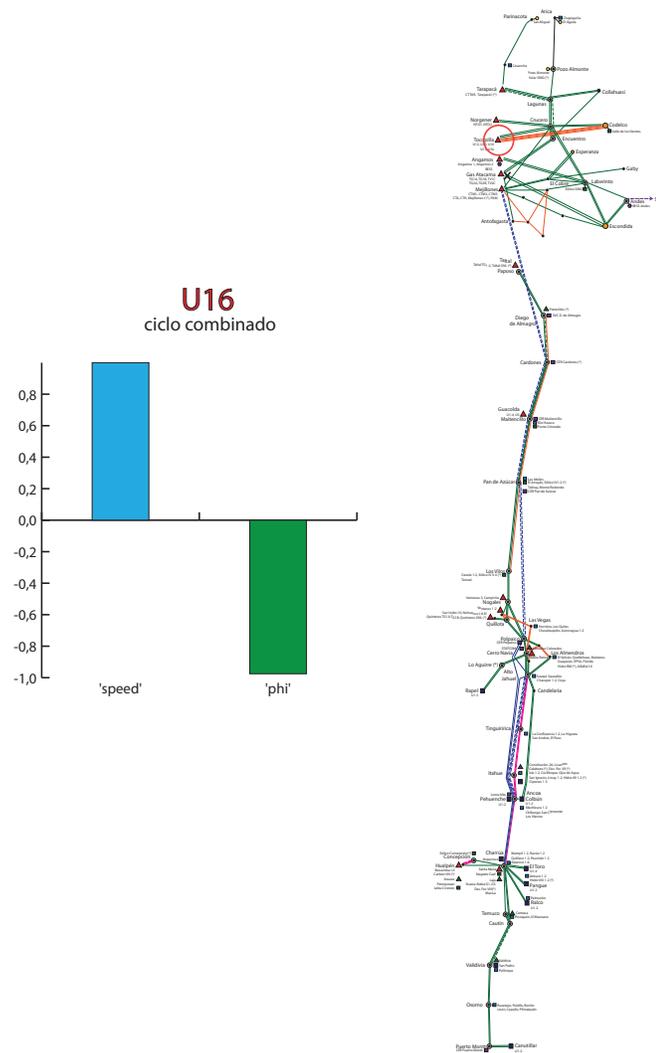


Figura 4.13: Participacion 0.85 Hz

Se desprende del gráfico que más que un modo SIC-SING parece ser un modo local entre la central Tocopilla y los generadores en Gas Atacama. En el caso #1 no se observa pues no se despachan las turbinas a gas de esta última central.

4.1.3. Influencia del monto de transferencia de potencia en el modo inestable

Se comparan ambos casos de estudio graficando la influencia de la potencia intercambiada entre el SIC y el SING en el modo inestable de 0.48 (N1000) y 0.49 Hz (S800). Con esto se puede concluir sobre la posibilidad de interconectar los sistemas con un HVAC y cual debiera ser el límite de transferencia para mantener una condición segura de operación con la topología implementada. A continuación se presenta la parte real e imaginaria de los polos, a medida que se disminuye el nivel de intercambio de potencia para el caso N1000 (curva superior) y el S800 (curva inferior):

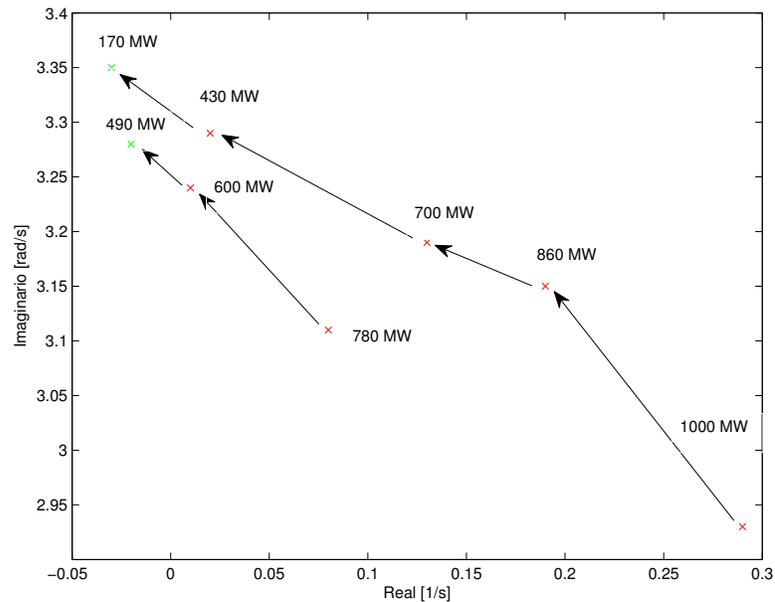


Figura 4.14: Influencia potencia transferida en modo de oscilación inestable

Se confirma que el modo se acerca al semiplano real negativo a medida que disminuye la potencia intercambiada. Sin embargo, se destaca que la condición más crítica es cuando el SIC envía potencia hacia el SING, pasando el modo a ser críticamente estable con una transferencia en torno a los 170 MW. Por otro lado, bajo la misma alternativa de conexión el SING parece tener ventajas para evacuar la potencia en términos del amortiguamiento en pequeña señal, consiguiendo ser críticamente estable con 490 MW enviados al SIC. En parte esto puede tener su origen en la disminución de máquinas en la zona del SING al recibir potencia desde el SIC, sumado a que este sistema tiene una gran cantidad de líneas débiles, es decir, de bajo voltaje y larga extensión sobre todo en lo que respecta a la conexión entre mejillones y el centro del sistema. Esto contrasta con el SIC que cuenta con una línea robusta de 500 kV en esta fecha.

4.2. HVDC

A continuación se presentan 2 casos de estudio (N1000,S800), dónde el sistema SIC-SING se encuentra unido mediante un enlace HVDC.

4.2.1. Caso #3: Hidrología Húmeda (N1000)

El detalle corregido por restricciones de operación se presenta en la sección 5.5.2.

Resultados Análisis Modal

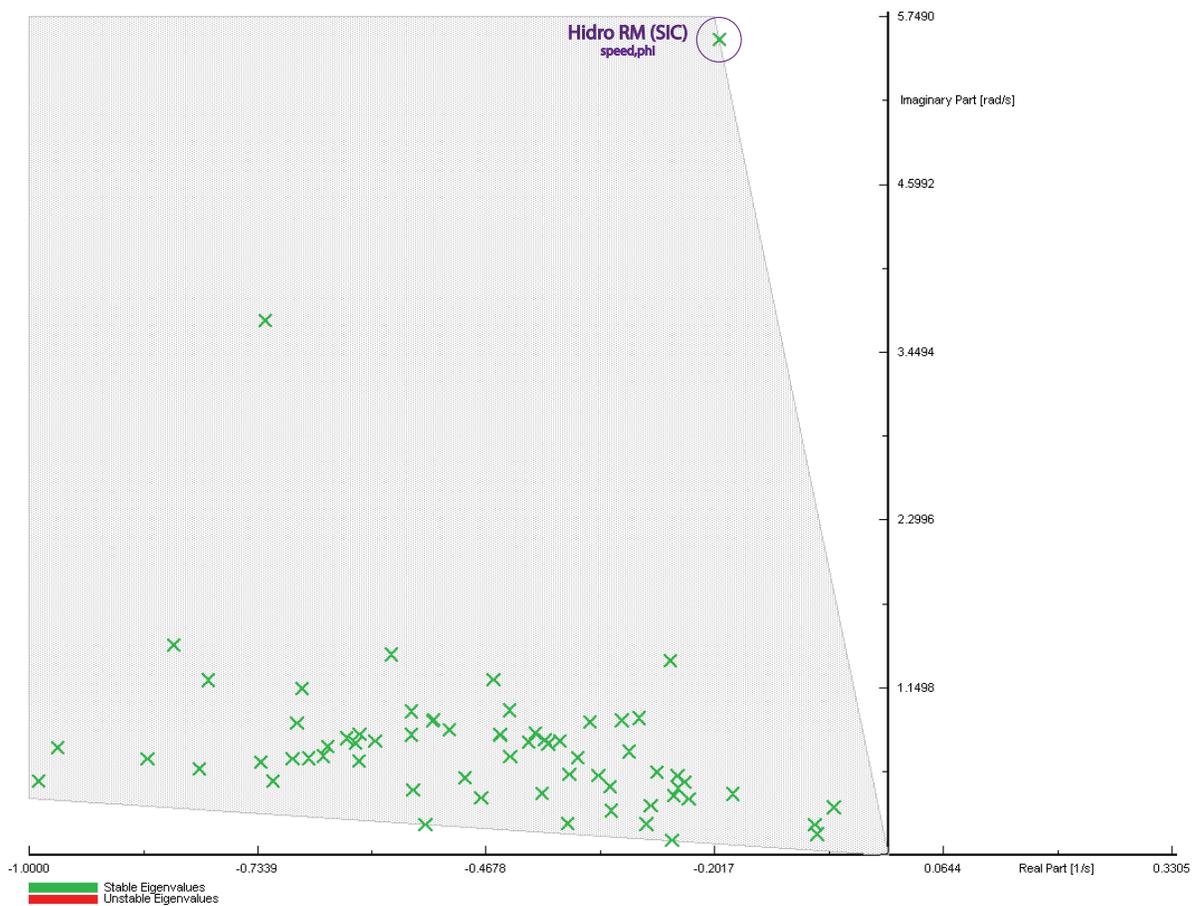


Figura 4.15: Análisis Modal HVDC - N1000

Tabla 4.3: Análisis Modal HVAC - Hidrología Húmeda: Modos de Interés

Modo	Frecuencia Hz	Amortiguamiento ζ
00018	0.89	3%

Se observa claramente que el modo interárea de 0.5 Hz estudiado antes desaparece completamente (el otro valor propio asociado a esta frecuencia ya existía, y siempre estuvo correctamente amortiguado).

Modo de 0.89 [Hz] A continuación se presentan los generadores involucrados en el valor propio:

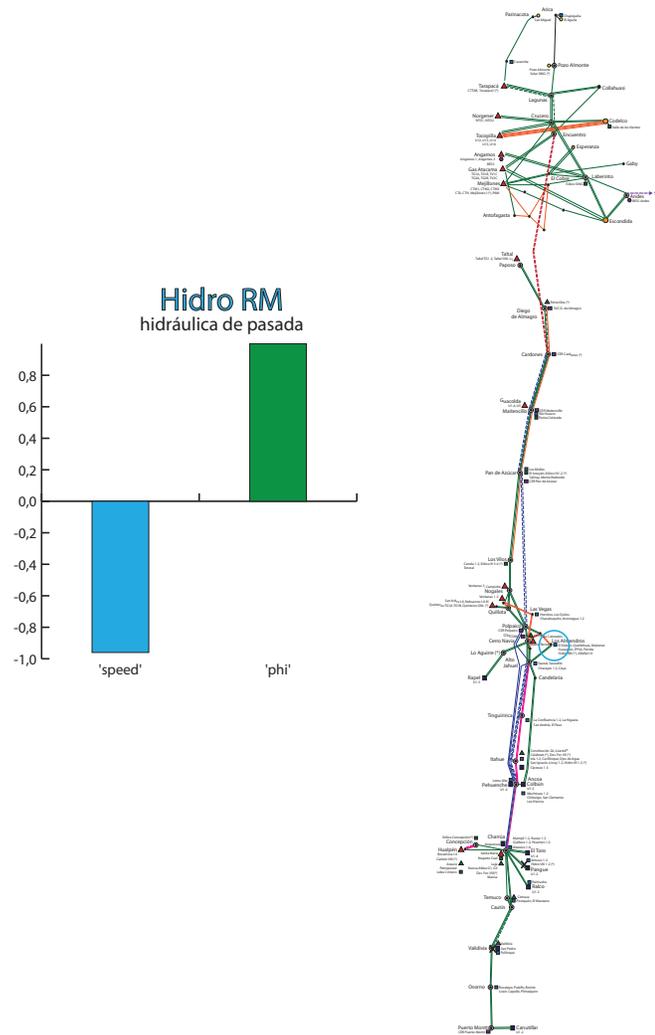


Figura 4.16: Participación HVDC - N1000 - 0.89 Hz

Al visualizar la participación de los generadores, es claro que el modo corresponde a oscilaciones entre zonas del SIC (RM y Charrúa). Este mismo valor propio fue estudiado en el caso #1, lo interesante es que desaparece la contribución de las máquinas del SING. El enlace en continua desacopla ambos sistemas en términos de la velocidad y el ángulo de rotor. Por tanto, estudiar el enlace HVDC nos permite además concluir que el modo visualizado también en el caso en HVAC, se origina de la interacción de la central Hidro RM con el resto del SIC.

Simulación en el dominio del tiempo

Se busca corroborar la existencia del modo levemente amortiguado asociado a la central Hidro RM mediante un análisis en el dominio del tiempo, debido a que el estudio en pequeña señal corresponde únicamente a una aproximación de lo que podría suceder en el sistema real. Para esto se escoge como evento la salida de una unidad de gran tamaño en el SIC. Se selecciona la unidad a carbón Bocamina II en la zona de Charrúa. Esto significa sacar del sistema 343 MW en $t = 0.3$ segundos. A continuación se presenta la respuesta del ángulo de rotor con respecto a la máquina de referencia (Pehuenche 1) para los generadores en la zona cercana a Hidro RM:

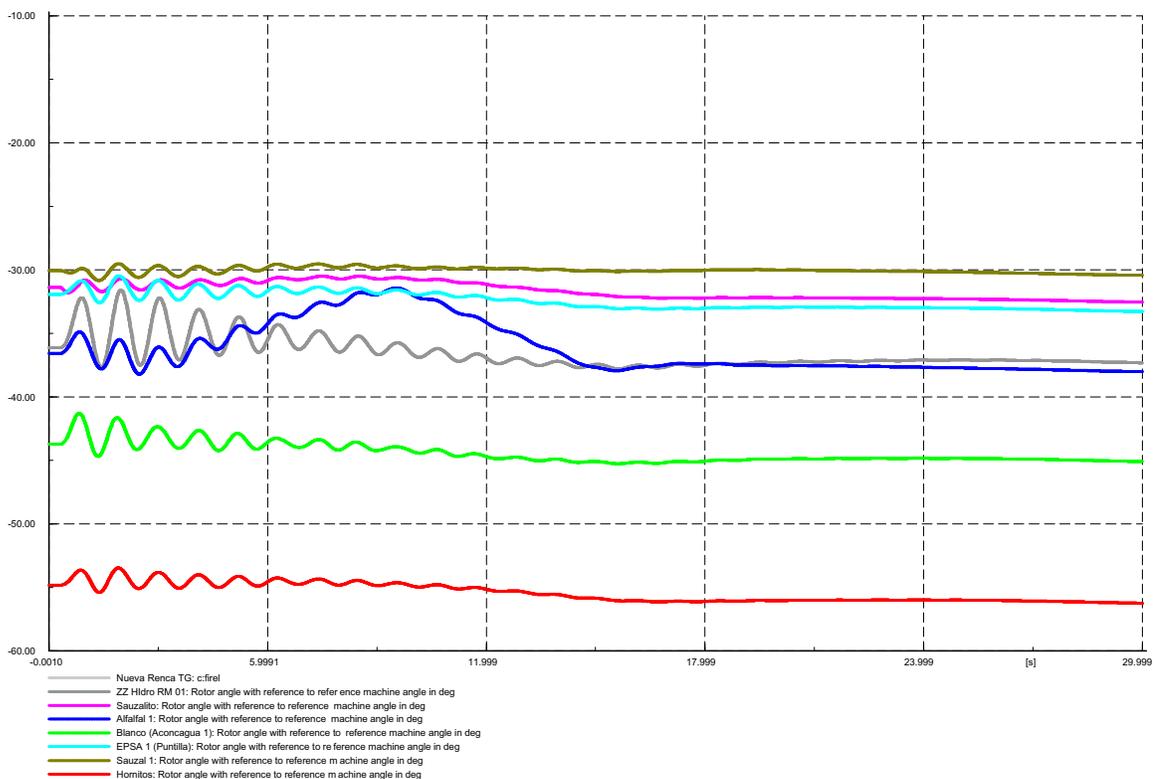


Figura 4.17: Ángulo de rotor generadores RM salida Bocamina II HVDC - N1000

El sistema evoluciona a un nuevo punto de operación estable a los 30 segundos luego de la salida de Bocamina, lo que indicaría que es posible para el SIC exportar 1000 MW de potencia al SING mediante un HVDC manteniendo una operación segura. Se observa que el análisis modal es efectivo al determinar que en la zona en estudio la mayor amplitud de oscilación post falla corresponde a las unidades de la central hidráulica Hidro RM, en relación al resto de los generadores de la zona. Se observa que las oscilaciones de la zona se encuentran en

fase, lo que permite concluir que el modo es al menos interárea en lo que respecta al SIC. Sin embargo es relevante determinar si las oscilaciones corresponden a las frecuencias estudiadas, y establecer un criterio útil con respecto a la permanencia de las oscilaciones en el tiempo para determinar el nivel de amortiguamiento real. Para esto se presenta la potencia activa en por unidad a la salida de la unidad 1 de la central Hidro RM y un análisis de Fourier para determinar las componentes de frecuencia relevantes¹. Se marcan los eventos considerados relevantes para el estudio del amortiguamiento: (i) condición pre falla, (ii) amplitud de la primera oscilación post falla, (iii) amplitud de la segunda oscilación post falla y (iv) momento de término de oscilaciones perceptibles².

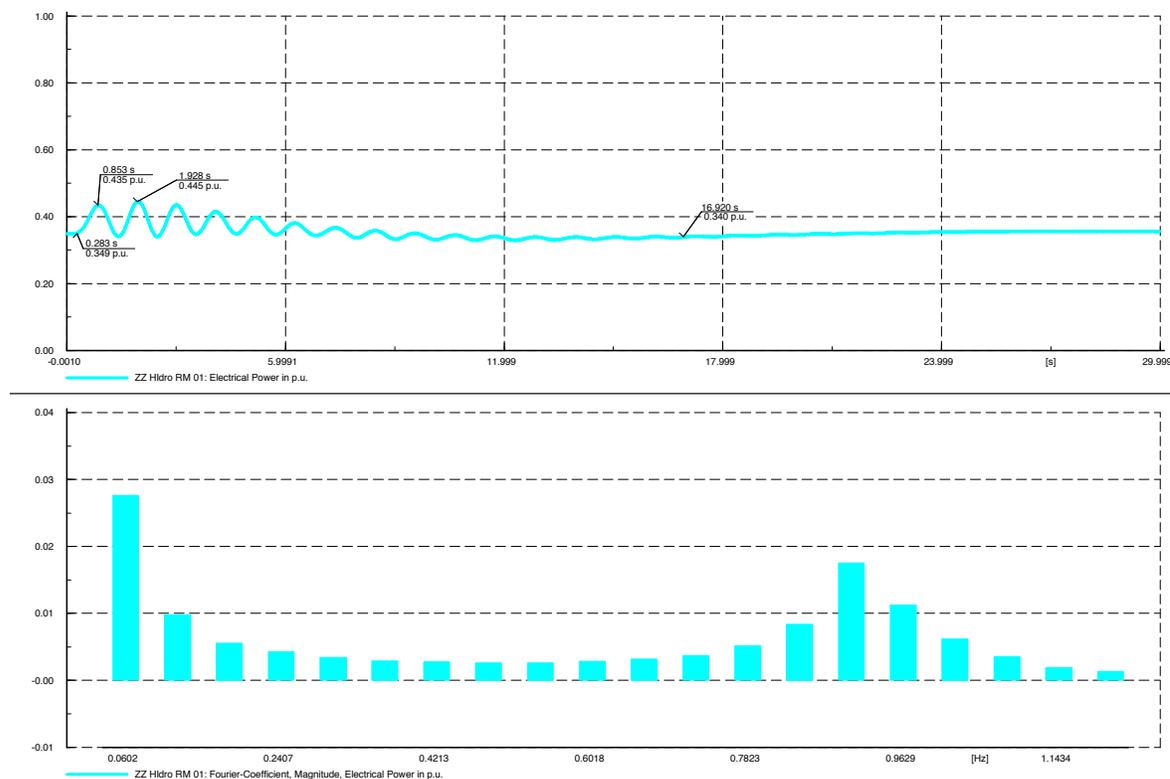


Figura 4.18: Potencia activa hidro RM (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Bocamina II HVDC - N1000

En primer lugar se observa que las oscilaciones desaparecen transcurrido cerca de 16.6 segundos luego de la falla y que la segunda oscilación es de amplitud mayor a la primera. Si se calculara el amortiguamiento según el procedimiento establecido por la CNE en [25] indicaría que el modo es no amortiguado y por ende el sistema inestable, lo que contrasta con el hecho de que las oscilaciones decaen posteriormente en el tiempo. Por esta razón se prefiere caracterizar la severidad de las oscilaciones por el tiempo que tardan en decaer para una escala de potencia dada. En este sentido se establecerán conclusiones relativas entre los casos de estudio. Se puede corroborar que la frecuencia de oscilación dominante, fuera de la componente prácticamente continua de 0.06 Hz, se encuentra en torno a 0.9 Hz.

¹ Al gráfico de Fourier se le ha sacado la componente de 0 Hz pues es evidente que representa el mayor coeficiente en una señal que en régimen permanente es continua.

² Este criterio se considera con una escala de 1 p.u. en el eje y

4.2.2. Caso #4: Hidrología Seca (S800)

Las correcciones al despacho uniodal de la optimización se presentan en 5.6.2.

Resultados Análisis Modal

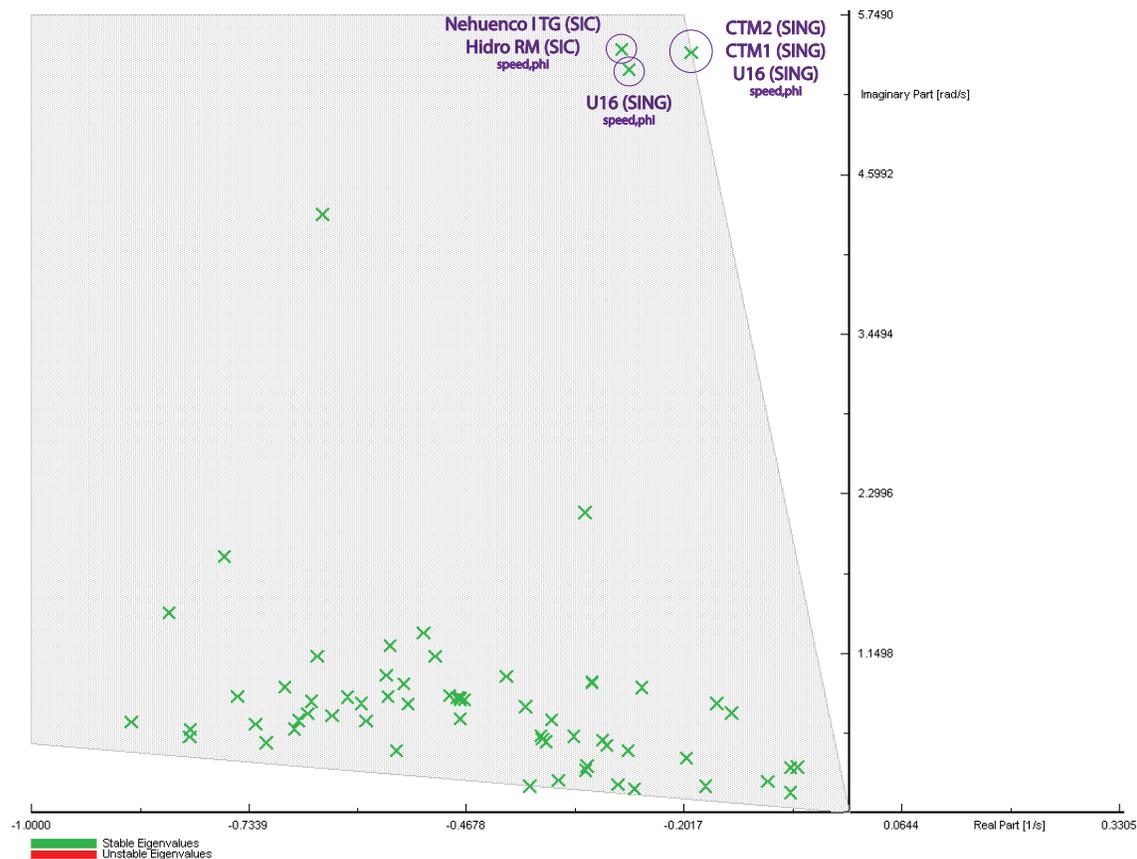


Figura 4.19: Análisis Modal HVDC - S800

Tabla 4.4: Análisis Modal HVDC - Hidrología Seca: Modos de Interés

Modo	Frecuencia Hz	Amortiguamiento ζ
00009	0.872	3 %
00008	0.852	5 %
00010	0.876	5 %

Nuevamente se aprecia que el modo de 0.5 Hz desaparece, siendo los modos importantes aquellos de frecuencia en torno a 0.9 Hz.

Modo de 0.872 Hz Se presentan las máquinas que aportan a las oscilaciones:

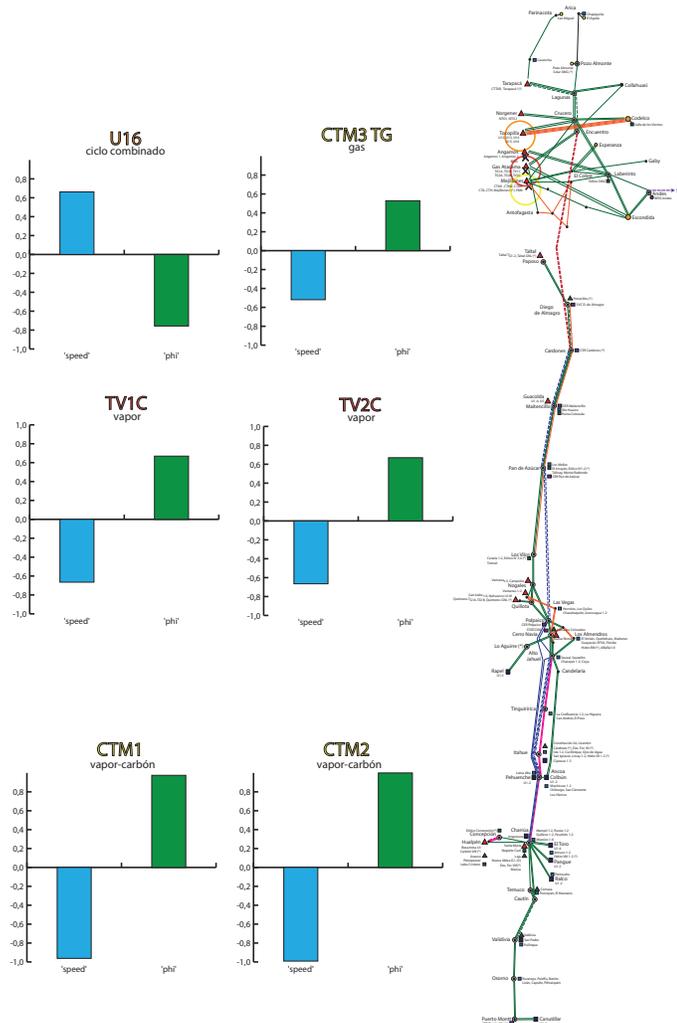


Figura 4.20: Participación - S800 - 0.872 Hz

La interconexión en DC separa completamente las variables de velocidad y ángulo, por lo cual es lógico que cada modo estudiado represente a un solo sistema. La existencia del valor propio se debe a la alta transferencia interna en líneas débiles del SING, sobre todo en lo que respecta a la zona de Mejillones con el punto donde se exporta esta potencia, Encuentro. Esta frecuencia también se observa en el caso #2, pero el análisis lo presenta como interacciones entre el SIC y el SING.

Modo de 0.852 Hz Se busca el origen de esta frecuencia:

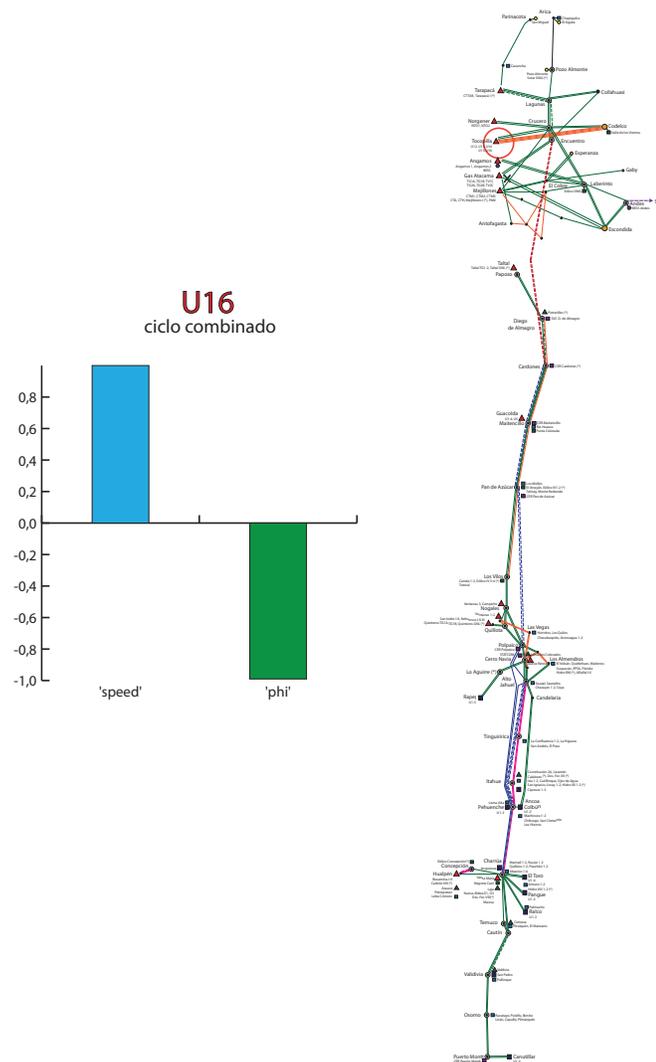


Figura 4.21: Participación - S800 - 0.852 Hz

Se observa nuevamente un problema local (también observado en la conexión HVAC e hidrología seca) que puede explicarse por el cambio de topología al 2019 y el nivel de transferencias entre zonas del SING. La cercanía en frecuencia con el modo anterior probablemente hará que en una simulación en el dominio del tiempo se perciban como una sola frecuencia.

Modo de 0.876 Hz Se realiza el mismo análisis de participación:

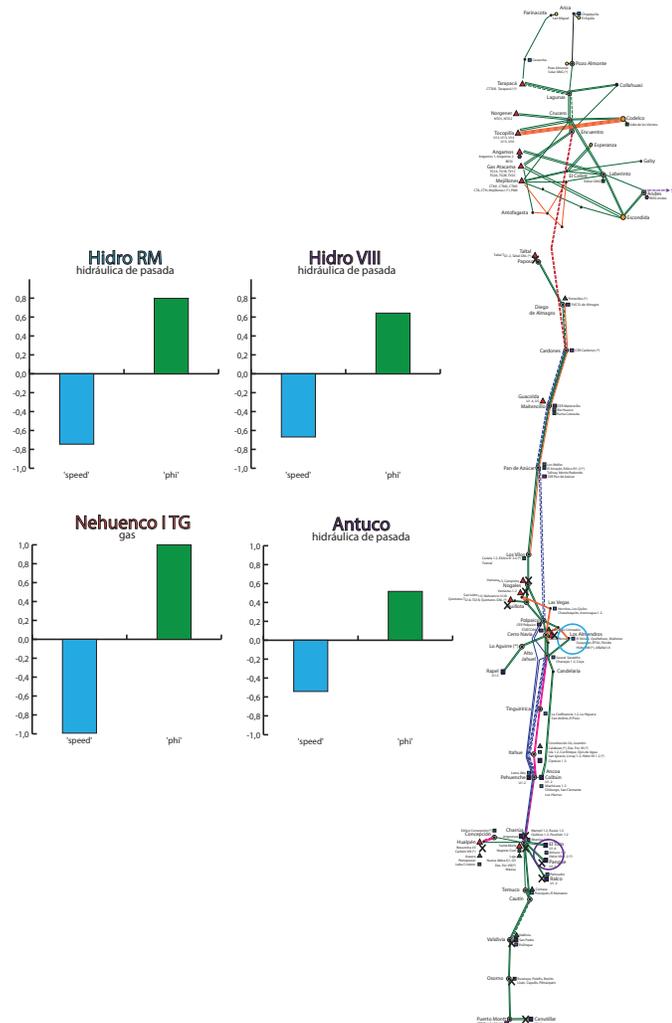


Figura 4.22: Participación - S800 - 0.876 Hz

Se identifica el mismo modo del Caso #2, donde máquinas del SIC oscilan desde distintas zonas del sistema pero en esta condición sin los generadores del SING. Se concluye que el enlace HVDC separa completamente en este caso la influencia mutua de los sistemas, lo que se observa en el análisis modal como dos modos independientes de 0.87 Hz para cada red.

Se puede ver que diversas áreas del SIC, desde el extremo sur en Puerto Montt (Canutillar) hasta el extremo Norte (Taltal GNL), se ven involucrados en el valor propio. Es importante destacar que los generadores que más aportan al mismo, son aquellos con modelos no homologados (Nehuenco TG) y obras recomendadas (Hidro RM, Hidro VIII Región), por lo cual el nivel de amortiguamiento puede ser diferente. Sin embargo, al ser variables del modelo clásico del generador, difícilmente se obtendrán resultados distintos con los parámetros de centrales reales mientras la potencia transferida desde estas zonas sea la misma.

Simulación en el dominio del tiempo

En este caso de estudio, se tienen modos independientes en el SIC y en el SING por lo cual será necesario estudiar 2 perturbaciones distintas, una para cada sistema. La salida de las unidades se presenta para $t = 0.3$ s.

Salida Bocamina II Se busca perturbar el modo de 0.87 Hz del SIC, sacando la unidad Bocamina II (343 MW). A continuación se presenta la variación del ángulo de rotor con respecto a la referencia (Pehuenche 1) en las zonas donde se observa una participación significativa en el análisis modal, de norte a sur:

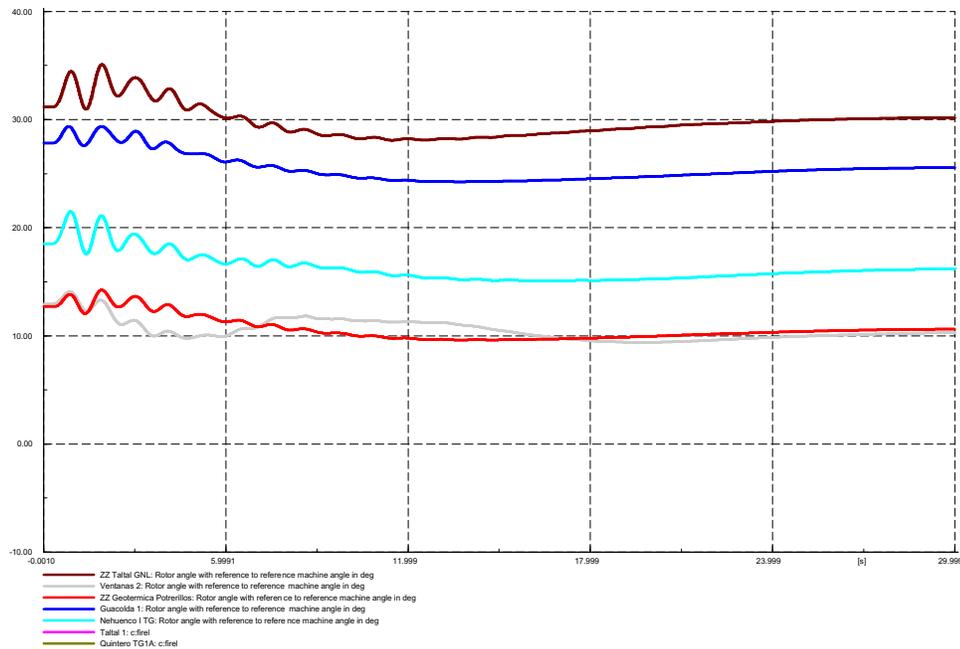


Figura 4.23: Ángulo de rotor zona norte SIC salida Bocamina II HVDC - S800

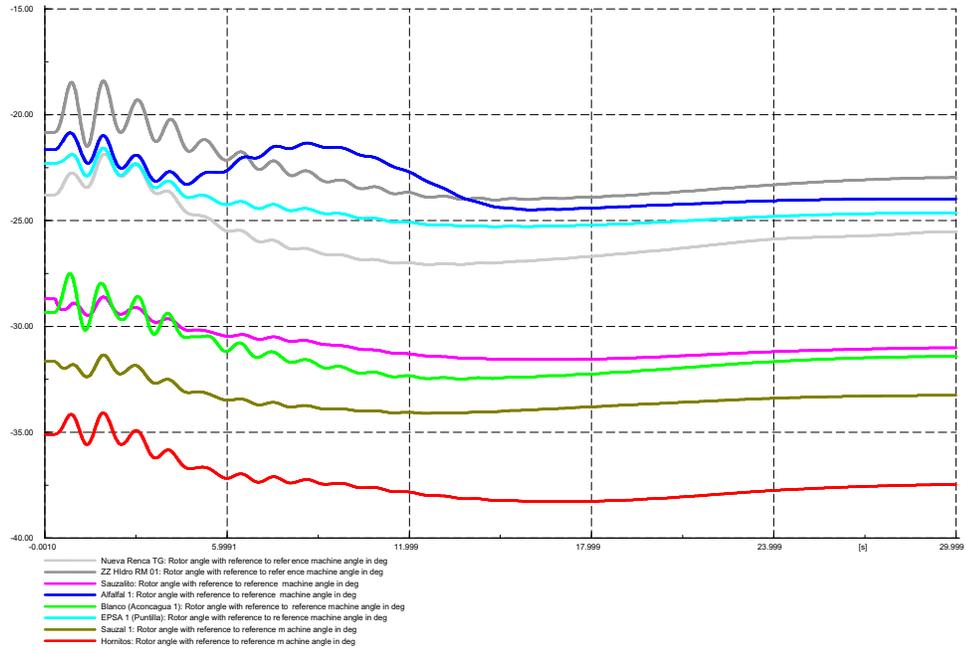


Figura 4.24: Ángulo de rotor RM SIC salida Bocamina II HVDC - S80

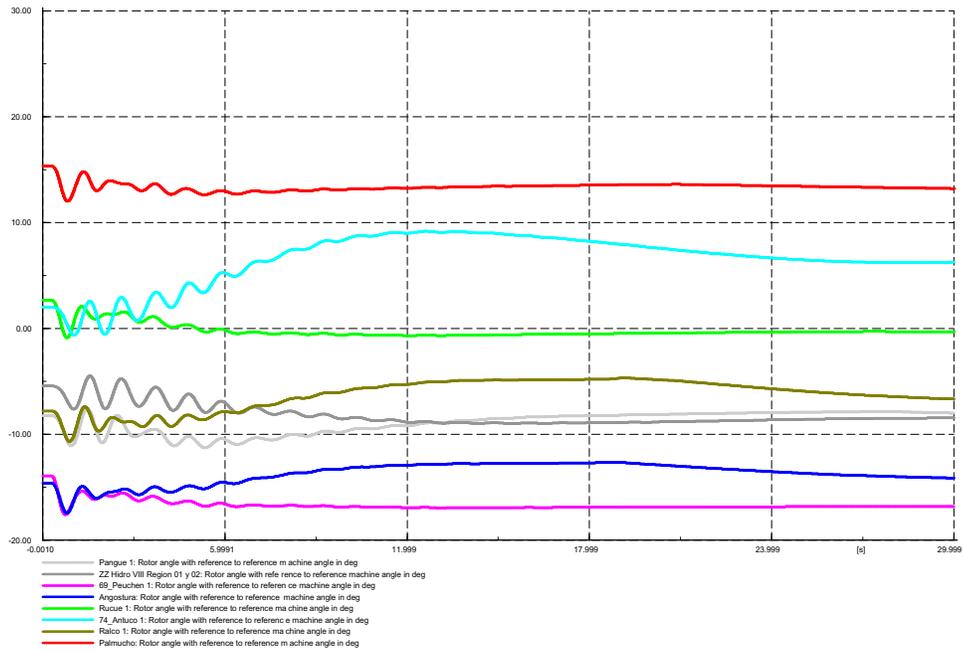


Figura 4.25: Ángulo de rotor Charrúa SIC salida Bocamina II HVDC - S80

De las máquinas consideradas relevantes en el análisis en pequeña señal (Hidro RM, Hidro VIII, Antuco y Nehuenco TG I) se observa que nuevamente la central Hidro RM tiene oscilaciones de amplitud mayor a las de su zona y también crecientes en un periodo, sin embargo el resto de los generadores mencionados no tiene un comportamiento distinto al área en que se encuentran. A la vez si se comparan las figuras 4.2.2 y 4.2.1 se puede concluir que entre importar o exportar grandes montos de potencia para la misma falla tiene un comportamiento similar, en lo que respecta a la zona central del sistema (RM) en términos del tiempo y amplitud de las oscilaciones post falla. Se estudia con detalle el efecto en la unidad considerada con mayor nivel de participación, el generador a gas Nehuenco I TG en pequeña señal con el fin de determinar la frecuencias de oscilación relevantes. Para esto se presenta la potencia activa y los hitos en el transcurso de la simulación, y adicionalmente se calculan los coeficientes de Fourier para ver las frecuencias de oscilación relevantes.

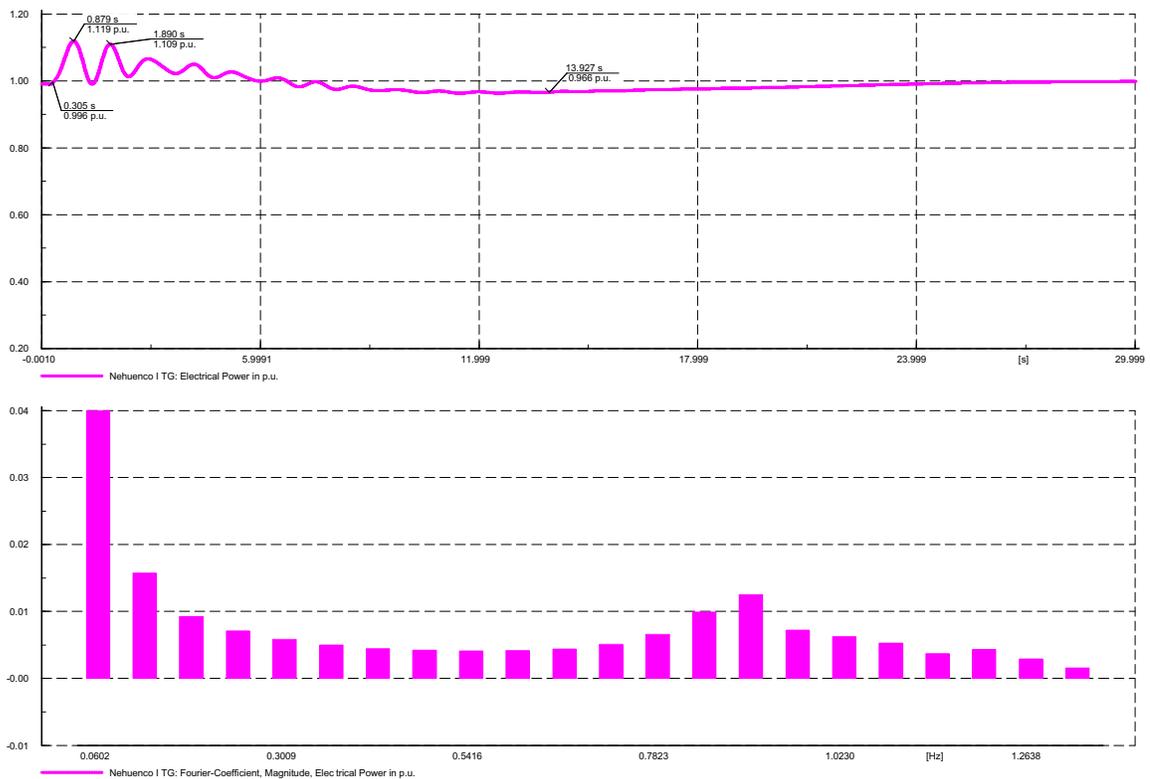


Figura 4.26: Potencia activa Nehuenco TG I (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Salida Bocamina II HVDC - S800

En primer lugar se observa que las oscilaciones visibles decaen en torno a 13.6 segundos una vez ocurrida la falla a la vez que la amplitud de oscilación disminuye en el tiempo, a la vez que las frecuencias se mantienen en torno a una componente casi continua relevante

que se explica por el menor nivel de oscilación de este generador con respecto a Hidro RM y frecuencias en torno a 0.9 Hz. Luego, también es posible mantener una operación segura importando 800 MW con el HVDC y aparentemente los generadores tendrían un nivel de amortiguamiento suficiente para que en la simulación de 30 segundos se alcance un nuevo punto de operación estable.

Salida Angamos I Para corroborar la existencia de los dos modos observados en el SING en esta condición, se simula la salida de la central Angamos 1 con 253 MW para $t = 3$ segundos. Si bien existe una unidad térmica mayor para estudiar una perturbación, la U16 con 370 MW, el SING no es capaz actualmente ni en esta condición futura de resistir su salida sin la utilización de esquemas de desconexión automáticos de carga (EDACs). Por tanto se escoge la siguiente mayor unidad del sistema, la cual corresponde a Angamos I. A continuación se presenta la variación del ángulo de rotor para las unidades térmicas del SING:

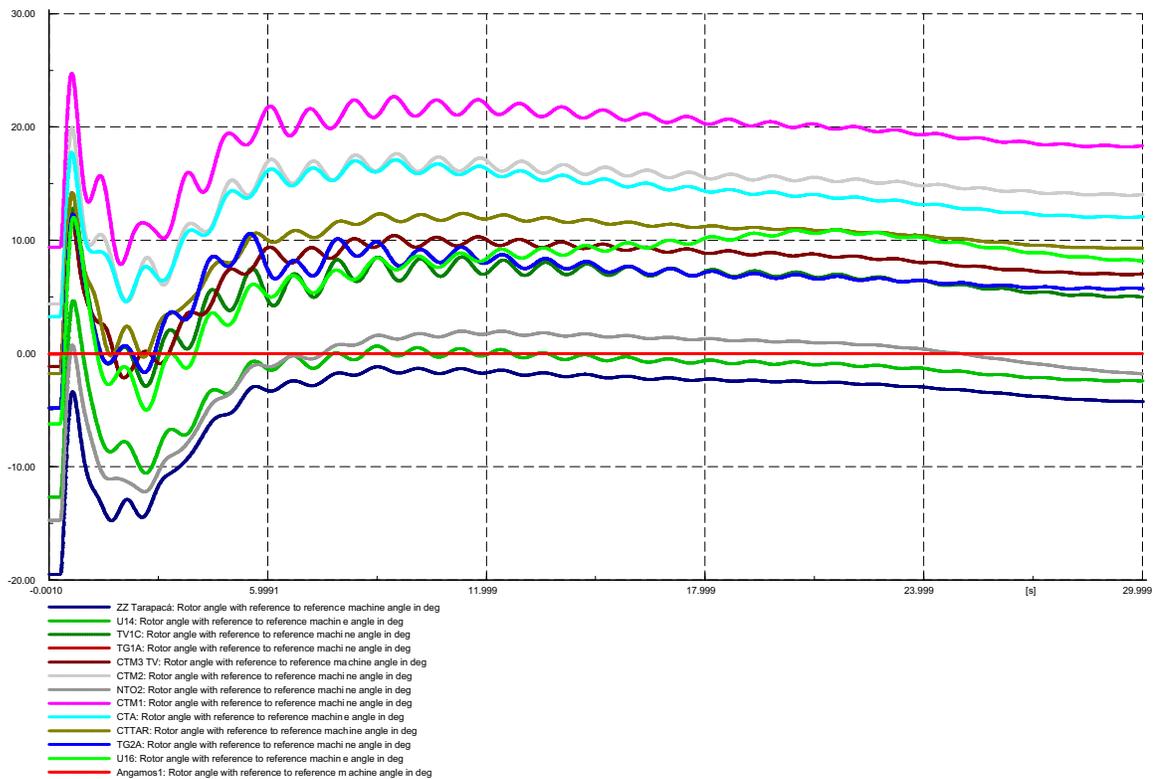


Figura 4.27: Ángulo de rotor generadores SING salida Angamos I HVDC - S800

A simple vista, utilizando la misma escala que en el resto de los gráficos de ángulo de

rotor (50 grados por cuadro en el eje y) se puede notar un comportamiento oscilatorio mucho más marcado en el SING ante la falla. Esto concuerda con los resultados del análisis modal que indicarían un nivel de amortiguamiento bajo al exportar potencia hacia el SIC debido al lento actuar de las turbinas a vapor. A continuación se estudia en detalle la unidad que aparece con mayor participación en pequeña señal, la unidad 16 de la central Tocopilla. Se presenta la potencia activa en por unidad, los hitos relevantes en la simulación y un análisis de Fourier de la señal:

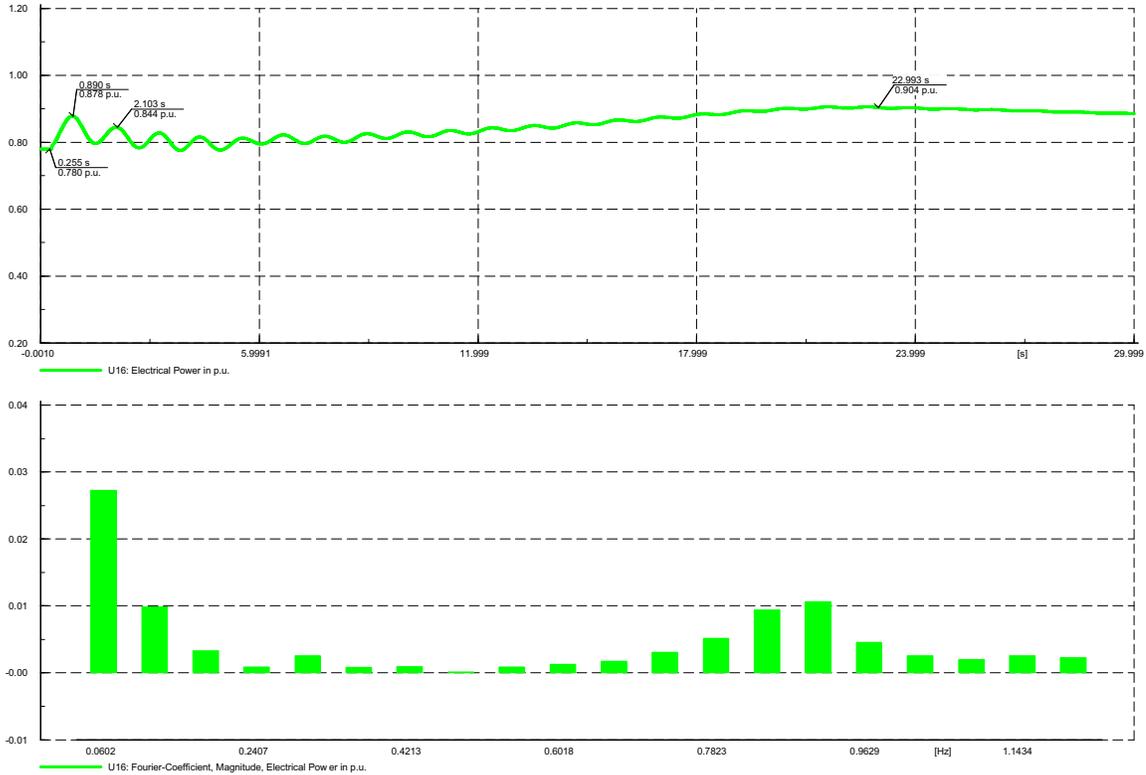


Figura 4.28: Potencia activa U16 (superior) y análisis de Fourier (inferior) - Salida Angamos I HVDC - S800

El sistema tarda cerca de 22.6 segundos en amortiguar las oscilaciones, aún cuando el nivel de potencia transferido es menor. Este tiempo contrasta significativamente con los tiempos de respuesta determinados para el SIC, lo que permite considerar que exportar potencia desde el SING deja a este sistema más vulnerable ante posibles fallas, aún cuando se encuentran operativas unidades rápidas para esta red como la U16 y las turbinas a gas de Gas Atacama. Se observa nuevamente que las frecuencias de oscilación se encuentran más marcadas en torno a los 0.9 Hz determinados en pequeña señal, siendo de menor proporción las componentes cuasi continuas por un mayor nivel de oscilación. Se concluye que el envío de potencia desde

el SING representa una condición relevante y que debe ser estudiada con mayor detalle, más aún cuando existen proyectos de aumentar esta transferencia incluso a 1500 MW, lo que manteniendo la topología débil del SING podría generar un aumento sostenido en las oscilaciones del sistema.

Capítulo 5

Conclusiones

Al estudiar la interconexión de los sistemas SIC y SING al 2019, comparando dos alternativas para unirlos se concluye:

Oscilaciones de baja frecuencia de 0.5 Hz Se encuentra un modo $\sim 0,5$ Hz inestable (-9%), asociado exclusivamente a generadores del SING al conectar el sistema SIC-SING mediante un enlace HVAC. La existencia de este valor propio de parte real positiva en pequeña señal no depende de la dirección del flujo, por lo cual independientemente de la hidrología, grandes bloques de potencia transferidos entre las redes crean una situación altamente vulnerable para ambos sistemas eléctricos. Se investigó sobre los parámetros que influyen en el nivel de amortiguamiento del modo inestable realizando las siguientes modificaciones:

- Porcentaje de compensación serie del HVAC
- Modelo dinámico de las cargas del sistema SIC-SING
- Potencia intercambiada entre ambos sistemas

Se concluye que modificar la compensación serie del enlace HVAC no contribuye significativamente a estabilizar las oscilaciones de potencia, ya que se necesitaría una compensación cerca del 90% de la reactancia de línea para lograr un amortiguamiento críticamente estable.

Por otro lado se observó una influencia clara en el nivel de amortiguamiento al considerar cargas de potencia constante (P), potencia e impedancia (P,Z), impedancia constante (Z) y potencia constante incluyendo 3 representaciones de molinos SAG en la minería (PC). A continuación se presenta un resumen del cambio en el amortiguamiento al modificar los modelos de consumo:

Tabla 5.1: SIC-SING - Amortiguamiento según modelo de carga modo de 0.5 Hz

Condición	Amortiguamiento %	Cumple Norma
Z	14	Si
P,Z	11	Si
PC	2	No
P	-9	No

Por tanto la representación dinámica de las cargas es de vital importancia para establecer conclusiones robustas. De todos modos, en el SING se ha visto durante la operación que las cargas tienden a comportarse como potencia constante para ciertos valores de frecuencia y voltaje. Dado que esta condición representa el peor caso que enfrentaría el sistema SIC-SING, sería irresponsable establecer conclusiones de la interconexión en alterna con otros modelos de carga no homologados por los respectivos CDEC. Por esta razón no se realizan simulaciones dinámicas de la interconexión en alterna, al ser inestable en pequeña señal con modelos de potencia constante.

Se estudió la influencia en el nivel de intercambio de potencia entre los sistemas en las oscilaciones no amortiguadas, modificando la potencia de las centrales marginales en cada condición de operación estudiada. Se concluye que para el SIC es posible exportar 170 MW, mientras que para el SING es posible enviar 490 MW considerando un amortiguamiento críticamente estable, lo que no cumpliría de todas formas con la norma técnica. La gran diferencia en el amortiguamiento según la dirección de la potencia se debe a que el SING es un sistema mucho más débil que el SIC, pues las líneas son de gran longitud entre muchos puntos (mayores a 200 km.) con voltajes máximos de 220 kV lo que asegura una distancia eléctrica grande entre la generación y los puntos de consumo, a la vez que los generadores son en su mayoría térmicos a vapor lo que entrega una respuesta lenta. Se concluye que en términos de la estabilidad de ángulo para un enlace HVAC es más seguro exportar potencia desde el SING hacia el SIC. Sin embargo, el monto posible es mucho menor que la capacidad nominal de la interconexión.

Por último, se observó que para una conexión con un HVDC para el SIC-SING, el modo de 0.5 Hz desaparece completamente, al separar las variables de ángulo de rotor y velocidad entre ambos sistemas.

Oscilaciones de baja frecuencia de 0.9 Hz A partir de los resultados del modelo propuesto, se encuentra presente en los 4 casos analizados una frecuencia ~ 0.9 Hz con un amortiguamiento en torno a un 3% en pequeña señal.

Cuando el sistema se encuentra conectado mediante un enlace HVAC, independientemente de la dirección del flujo, el valor propio es influenciado desde el SIC y el SING manteniéndose débilmente amortiguado. Sin embargo, la cantidad de máquinas involucradas aumenta significativamente al estudiar transferencias de 800 MW del SING hacia el SIC. Por tanto se concluye que la dirección del flujo es relevante con respecto al efecto sistémico que pueda tener. En particular una transferencia norte-sur se encuentra asociada a un mayor número de máquinas térmicas, las cuales contribuyen a la existencia de este modo. En cambio, en una

situación inversa existen las mismas oscilaciones, pero asociadas a una máquina en particular que representa al proyecto Alto Maipo (Hidro RM).

Al interconectar las redes con un HVDC, se observa que el modo de ~ 0.9 Hz existe siempre en el SIC, tanto importando como exportando potencia. Sin embargo se aprecia que al importar 800 MW es mayor el efecto que tiene sobre la red en su conjunto, al comprometer a una gran cantidad de generadores distantes entre sí (desde el extremo norte al extremo sur). Al contrario, cuando se envían 1000 MW desde el SIC, este se asocia exclusivamente a la central Hidro RM. En el SING en cambio, este modo solo se observa cuando envía potencia hacia el SIC, por la alta transferencia interna en líneas débiles. Luego se concluye que un mayor número de generadores térmicos en ambos sistemas aumenta el peligro de la propagación de ondas de baja frecuencia entre zonas lejanas.

Analizando la sensibilidad de este valor propio variando los modelos de carga y el valor de la compensación serie del enlace HVAC, se confirma que no depende en absoluto de la interconexión ni de los tipos de carga, si no más bien de la evolución del sistema al 2019 y de la transferencia interna de potencia.

Por último, se realizaron simulaciones dinámicas para los dos casos de estudio (N1000, S800) en HVDC. Se confirma la existencia de frecuencias de oscilación en torno a 0.9 Hz en todos los eventos estudiados. A continuación se presenta un resumen de las principales conclusiones de las simulaciones:

Tabla 5.2: SIC-SING - Simulaciones HVDC - estudio 0.9 Hz

Caso	Falla	Tiempo amortiguamiento (s)
N1000	Salida Bocamina II	16.6
S800	Salida Bocamina II	13.6
S800	Salida Angamos I	22.6

Se observa que transferencias desde el SING hacia el SIC de 800 MW podrían comprometer la calidad de suministro, al percibirse un amortiguamiento de las oscilaciones post falla notablemente menor en el SING que en los otros casos estudiados.

Comentarios sobre los modelos disponibles e implementados Diversos agentes que han trabajado con los modelos del SIC y el SING implementados por los respectivos CDEC, han confirmado que varios de ellos no se encuentran homologados. Esto hace que el análisis de problemas que puedan aparecer con la evolución de ambos sistemas no sean percibidos a tiempo para incluir correcciones. Sin embargo, las oscilaciones estudiadas dependen exclusivamente de variables clásicas del generador (ángulo y velocidad de rotor), por lo cual mientras el modelo base de cada máquina esté correcto (en términos de sus reactancias internas, inercia, enrollados amortiguadores, entre otros valores incluidos en la BD como *generator type*) los resultados de este trabajo serán cercanos a la realidad.

Otros problemas de operación identificados GDF SUEZ, Siemens y otras consultoras han identificado un peligro en la interconexión en alterna, debido a problemas de estabilidad

de voltaje. En particular, se vuelve fundamental para la seguridad de suministro que las máquinas más cercanas al punto de conexión, por ejemplo la central térmica mejillones (SING-Mejillones) o Guacolda (SIC) se mantengan siempre operativas. De otra manera existirán restricciones en la transferencia establecidas por parte de los CDEC, lo que no tendría sentido al hacer un proyecto de esta envergadura. Más aún, si consideramos que la interconexión posibilitaría grandes flujos de ERNC (fotovoltaica en el SING, eólica en el norte del SIC), planificar una obra con restricciones adicionales a la capacidad nominal carece de una buena práctica de ingeniería en la planificación de la expansión del sistema eléctrico chileno.

Por otro lado, es importante destacar que el punto óptimo de interconexión del enlace, cualquiera sea la tecnología, depende fundamentalmente de la dirección del flujo entre ambos sistemas. En caso de que se busque maximizar la generación térmica del SING, el punto de conexión en Mejillones es apropiado pues permite exportar la potencia con un nivel de pérdidas bajo. Esto se debe a la alta concentración de generadores a carbón disponibles y proyectados a futuro en esta zona. Por otro lado, si lo que se busca del enlace es aprovechar la energía hidráulica del sur de Chile, se recomienda fuertemente utilizar la conexión recomendada por la CNE, en Nueva Encuentro. De lo contrario, al año estudiado se observan restricciones de operación importantes en la zona de Mejillones al recibir flujos de 1000 [MW] desde el SIC, lo que obligaría a operar con máquinas más caras en el SING que las determinadas por la lista de mérito, aumentando a la vez las pérdidas del SING en más de 100 [MW].

Alternativa de interconexión recomendada Es evidente que la interconexión en corriente alterna generará oscilaciones de baja frecuencia adicionales a aquellas que aparecen de la evolución de los sistemas al 2019. El nivel de amortiguamiento previsto dependerá intrínsecamente de los modelos de consumo utilizados. En el peor de los casos, para la conexión no se considera posible la transferencia de grandes montos de potencia pues es inestable incluso en pequeña señal, lo que iría en contrasentido con la idea del proyecto. En cambio, la unión de las redes mediante un HVDC, al separar esta la velocidad y ángulo de las máquinas, hace que desaparezca el modo interárea SIC-SING. Por tanto, de materializarse el segundo proyecto la única preocupación con respecto a las LFO serían oscilaciones con bajo nivel de amortiguamiento que pueden aparecer cuando el SING envía potencia al SIC.

Por tanto, se recomienda fuertemente mantener la propuesta del gobierno de un enlace en continua y en caso que se resuelva realizar la unión en alterna, será necesario que ambos CDEC incorporen en sus bases de datos representaciones dinámicas homologadas de los grandes centros de consumo. Esto permitirá conocer de antemano el impacto del modo de 0.5 Hz estudiado y entregará un camino claro hacia la corrección del problema, ya sea según la incorporación de equipos FACTS con DOD, o mediante una sintonización sistémica de PSS.

Referencias bibliográficas

- [1] Kundur Prabha. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc.
- [2] Demián Talavera. *The Mejillones-Cardones Project*. GDF SUEZ, Mayo,2013.
- [3] Rogers Graham. *Power System Oscillations*. Springer Science+Business Media, 2000.
- [4] D.Thakur K. Prasertwong, N.Mithulananthan. Understanding low frequency oscillation in power systems. *IEEE*, 2013.
- [5] Monzo Pablo Giusto Alvaro. *Modal Analysis of the Uruguayan Electrical Power System*. Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería Montevideo, Uruguay.
- [6] Siemens. *SING-SIC interconnection study for Electroandina S.A., Part A dynamic studies*. 1999.
- [7] KAS-CNE. *Análisis de necesidades de expansión del sistema de transmisión troncal SING y SIC*. 2013.
- [8] CNE. *Fijacion de precios de nudo Abril de 2013 sistema interconectado central informe tecnico definitivo*. 2013.
- [9] Mohan Ned. *Power Electronics*. John Wiley, Inc., 1989.
- [10] Alvarez Raúl. *Apuntes del curso EL6010 Ingeniería de Alta Tensión*. Universidad de Chile, 2013.
- [11] S. Ula K. Meah, S.Member. *Comparative evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems*. IEEE, 2007.
- [12] C. Huneeus. *Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna*. 2007.
- [13] R. Román Comisión ciudadana y técnico parlamentaria, S. Larraín. *Chile Necesita una Gran Reforma Energética*. 2011.
- [14] Diario Financiero. Costo marginal llegó hasta us 312 por mwh. 2013.
- [15] CNE. Gasoductos, 2013.
- [16] CDEC-SING. Información de configuraciones, 2010.

- [17] CDEC-SING. Operación real diaria, 2013.
- [18] Estrategia. Valores promedio 2012: Más de us 100 diferencian los costos marginales del sic y el sing, 2013.
- [19] Diario Financiero. Conveniencia de la interconexión eléctrica sic-sing. 2013.
- [20] CNE Synex. *Análisis técnico económico de una interconexión SIC-SING*. Marzo, 2012.
- [21] *Norma técnica de suministro y calidad de servicio*. CNE, 2010.
- [22] DigSilent Power Factory. *Users manual*.
- [23] A. Hovd. *Modal analysis of weak networks with integration of wind power*. Norwegian university of science and technology, department of electrical power engineering, 2008.
- [24] *Norma técnica de suministro y calidad de servicio, Artículo 5-54*. CNE, 2010.
- [25] *Norma técnica de suministro y calidad de servicio, Artículo 5-47*. CNE, 2010.
- [26] Neicún Miguel. *Metodología para la planificación de la expansión en transmisión considerando la estabilidad de tensión del sistema*. Universidad de Chile, 2011.
- [27] CDEC-SIC. Unilineal sic, 2013.
- [28] CDEC-SIC. Modelo sic digsilent pf, 2013.
- [29] CDEC-SIC. Consumos proyectados, potencia activa y reactiva, 2013.
- [30] *Catastro de centrales y proyectos energéticos*. Revista Electricidad, 2012.
- [31] Servicio de evaluación de impacto ambiental. Ficha de proyecto, 2013.
- [32] Möller Roberto. *Estrategias de regulación primaria de frecuencia en generadores eólicos*. Universidad de Chile, 2012.
- [33] CDEC-SING. Modelo digsilent pf, 2013.
- [34] CNE. *Fijación de precios de nudo Abril de 2013 sistema interconectado del norte grande informe técnico definitivo*. 2013.
- [35] *Norma técnica de suministro y calidad de servicio, Artículo 3-15*. CNE, 2010.
- [36] *Estudio de operación de estabilizadores del sistema de potencia-Fase II*. Dic,2011.
- [37] CDEC-SIC. Datos y estadísticas, operación real diaria, 2013.
- [38] CDEC-SIC. Datos y estadísticas, programación operación 12 meses, 2013.
- [39] CDEC-SIC. Empresas generadoras, 2013.

[40] CDEC-SIC. Datos y estadísticas, operación real anual, 2013.

[41] CDEC-SING. Operación real anual, 2013.

[42] CDEC-SING. *Estudio de sintonización de estabilizadores del sistema de potencia*. 2010.

Anexos

5.1. Plan de obras: Precio de nudo Abril 2013

5.1.1. SIC

Se presenta un resumen de los principales cambios en la topología del sistema al 2019:

Tabla 5.3: SIC - Principales cambios topología 2019

Obra	Año	Estado
SVC PLUS S/E D. de Almagro	2013	En construcción
L2 Ancoa-A. Jahuel 500 1400[MVA]	2014	En construcción
S/E Charrúa: T3 750[MVA] 500/220	2013	En construcción
CER S/E Cardones	2014	En construcción
S/E Seccionadora Lo Aguirre	2015	En construcción
S/E Ancoa: T2 750[MVA] 500/220	2016	En construcción
L1 y L2 Lo Aguirre - Cerro Navia 220 2 * 1500[MVA]	2017	En construcción
L2 Cardones-D. de Almagro 220 290[MVA]	2017	En construcción
L1 y L2 Cardones-Maitencillo 500 2 * 1500[MVA]	2018	En construcción
L1 y L2 Maitencillo-Pan de Azúcar 500 2 * 1500[MVA]	2018	En construcción
L1 y L2 Pan de Azúcar-Polpaico 500 2 * 1500[MVA]	2018	En construcción
L3 Charrúa-Ancoa 500 1700[MVA]	2018	En construcción
L1 y L2 Lo Aguirre - A. Melipilla 220 2 * 290[MVA]	2018	En construcción
L3 y L4 Ancoa - A. Jahuel 500 2 * 1400[MVA]	2015	Recomendado
S/E A. Jahuel: T3 750[MVA] 500/220	2017	Recomendado
S/E Nueva Cardones 500	2018	Recomendado
S/E Nueva Maitencillo 500	2018	Recomendado
S/E Nueva Pan de Azúcar 500	2018	Recomendado
S/E Charrúa: T4 750[MVA] 500/220	2018	Recomendado
L2 Cautín - Ciruelos 220 330[MVA]	2019	Recomendado
Interconexión SIC-SING 500 1500[MVA] ¹	2019	Recomendado

La proyección de demanda se obtiene según:

Tabla 5.4: SIC - Aumento Demanda al 2019 [%]

Región	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total (T_{SIC})
III	7.3	7.6	4.7	5.9	5.6	5.4	42
IV	13	14.8	14.5	5.6	5.3	5.2	74
V	4.9	4.7	4.8	5.3	5	4.9	33
RM	5.8	4.6	4.7	4.9	4.7	4.6	33
VI	4.8	5.4	4.6	4.9	4.6	4.6	33
VII	4.4	4.3	4.4	5	4.7	4.7	31
VIII	4.5	4.7	4.8	5.4	5.1	5	33
IX	5.1	4.9	4.8	4.6	4.3	4.3	31
X	5.3	5.1	4.9	4.6	4.3	4.3	32

Luego, las demandas del año base (2013) se incrementan con el porcentaje total para cada región $R \in [III, X]$, tanto para la potencia activa como reactiva:

$$D_{SIC-2019,R} = D_{SIC-2013,R} * T_{SIC,R}$$

A continuación se incluye una lista de estas obras al 2019 considerando:

- Hidroeléctricas de pasada (HP)
- Hidroeléctricas de embalse (HE)
- Eólicas (W)
- Térmicas (C = Carbón, G = Gas, CC = Ciclo Combinado, G = Geotermia, B = Biomasa):

Tabla 5.5: SIC - Nuevas Obras de Generación

Obra	Tipo	P [MW]	Zona	Año	Estado
Rio Huasco	HP	4.3	Maitencillo	2013	En construcción
Talinay Oriente	W	90	Pan de Azúcar	2013	En construcción
Bonito	HP	12	Osorno	2013	En construcción
Los Hierros	HP	25.1	Colbún	2013	En construcción
San Andrés	HP	40	Tinguiririca	2013	En construcción
El Paso	HP	60	Tinguiririca	2013	En construcción
Negrete Cuel	W	33	Charrúa	2013	En construcción
Pulelfu	HP	9.4	Osorno	2013	En construcción
Picoiquen	HP	19.2	Temuco	2013	En construcción
Angostura	HE	316	Charrúa	2013	En construcción
El Arrayán	W	115	Pan de Azúcar	2014	En construcción
Guacolda 05	C	152	Maitencillo	2015	En construcción
San Pedro	HE	144	Valdivia	2017	En construcción
Hidro VII Región 01 y 02	HP	50	Itahue	2015,2019	Recomendadas
Hidro VIII Región 01 y 02	HP	156	Charrúa	2015,2017	Recomendadas
Eólico IV Región 01 y 02	W	100	Pan de Azúcar	2015,2017	Recomendadas
Taltal CC GNL	G	120	Paposo	2016	Recomendadas
Eólico Concepción 01 y 02	W	100	Concepción	2016,2018	Recomendadas
Des.For. VIII Región 01	B	9	Charrúa	2017	Recomendadas
Hidro RM 01	HP	256	Los Almendros	2017	Recomendadas
Hidro RM 02	HP	275	Los Almendros	2017	Recomendadas
Calabozo	G	40	Itahue	2017	Recomendadas
Carbón VIII Región 01	C	343	Hualpén	2018	Recomendadas
Potrerillos	G	40	D. de Almagro	2018	Recomendadas
Eólico IV Región 03 y 04	W	100	Los Vilos	2018,2019	Recomendadas
Des. For. VII Region 01 y 02	B	25	Itahue	2018	Recomendadas
Quintero CC GNL	TG	155	San Luis	2019	Recomendadas

5.1.2. SING

Tabla 5.6: SING - Principales cambios topología 2019

Obra	Año	Estado
Capacidad L1 y L2 Crucero-Lagunas 220 2 * 183[MVA]	2013	En construcción
Capacidad L1 y L2 Crucero-Encuentro 220 2 * 366[MVA]	2015	Recomendada
L1 Encuentro-Lagunas 220 290[MVA]	2017	En construcción
L3 Crucero-Encuentro 220 366[MVA]	2017	Recomendada
L3 Tarapacá-Lagunas 220 254[MVA]	2018	Recomendada

Tabla 5.7: SING - Aumento Demanda al 2019 [%]

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total (T_{SING})
I	4.2	4.2	4.5	7.3	5.9	5.4	5	42
II	7.4	5.4	7.3	7.7	6.3	5.6	5.2	54
XV	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	36

Luego, las demandas del año base (2012) se incrementan con el porcentaje total para cada región $R \in [I, II, XV]$:

$$D_{SING-2019,R} = D_{SING-2013,R} * T_{SING,R}$$

A continuación se incluye una lista de estas obras al 2019 considerando:

- Plantas solares fotovoltaicas (PV)
- Eólicas (W)
- Térmicas (TC = Carbón, TG = Gas, TCC = Ciclo Combinado, Diesel = D):

Tabla 5.8: SING - Nuevas Obras de Generación

Obra	Tipo	P [MW]	Zona	Año	Estado
El Águila	PV	2	Arica	2013	En construcción
Pozo Almonte 2 y 3	PV	23.5	Pozo Almonte	2013	En construcción
San Miguel 1 y 2	PV	40	Parinacota	2013	En construcción
Valle de los Vientos	W	95	Calama	2013	En construcción
Solar SING I y II	PV	100	Pozo Almonte	2017,2019	Recomendadas
Tarapacá I	C	120	Tarapacá	2018	Recomendadas
Eólico SING I	W	50	Laberinto	2019	Recomendadas
Mejillones I	C	250	Chacaya	2019	Recomendadas

5.1.3. Modelos dinámicos de referencia

A continuación se presenta una lista de los modelos utilizados para cada proyecto en carpeta:

Tabla 5.9: SIC - Modelos Dinámicos Nuevas Obras de Generación Convencional

Obra	Tipo	P [MW]	Modelo Asociado
Rio Huasco	HP	4.3	Los Molles
Bonito	HP	12	Licán
Los Hierros	HP	25.1	Chiburgo
San Andrés	HP	40	Curillín
El Paso	HP	60	Curillín
Pulefu	HP	9.4	Licán
Picoiquen	HP	19.2	Licán
Angostura	HE	316	Ralco
Guacolda 05	TC	152	Guacolda 4
San Pedro	HE	144	El Toro 1
Hidro VII Región 01 y 02	HP	50	San Ignacio
Hidro VIII Región 01 y 02	HP	156	Antuco
Taltal CC GNL	TG	120	Taltal 1
Des.For. VIII Región 01	B	9	Licantén
Hidro RM 01	HP	256	Antuco
Hidro RM 02	HP	275	Antuco
Calabozo	G	40	Licantén
Carbón VIII Región 01	TC	343	Ventanas 3
Potreros	G	40	Licantén
Des. For. VII Region 01 y 02	B	25	Licantén
Quintero CC GNL	TG	155	Quintero TG1A

Tabla 5.10: SING - Modelos Dinámicos Nuevas Obras de Generación Convencional

Obra	Tipo	P [MW]	Modelo Asociado
Tarapacá I	TC	120	CTA
Mejillones I	TC	250	CTA

5.2. Costo variable centrales térmicas

Se presentan los costos variables utilizados en este estudio para centrales térmicas. No se presentan los costos de las centrales con precios mayores a 100 [\$/MWh], pues no son necesarias para la optimización. En el SING no se considera la central Salta, por el aporte altamente variable que ha significado para el sistema los últimos años.

Tabla 5.11: SING - Costos variables centrales térmicas

Unidad	[\$/MWh]
NTO1	44.1
NTO2	43.7
CTM2	39.9
CTM1	41.1
U15	41.5
(Recomendada) Tarapacá I	42.5
CTTAR	45
CTA	45.3
(Recomendada) Mejillones 1	42.5
U14	43
CTH	45.2
U13	47.4
U12	49.5
Angamos 1	47
Angamos 2	45.6
U16	55.1
CTM3	56.3
TG3	91
TG1A+TG1B+TV1C	58.9
TG2A+TG2B+TV2C	58.9

Tabla 5.12: SIC - Costos variables centrales térmicas

Unidad	[\$/MWh]
Laja	0
Constitución 2A	0
Nueva Aldea 3	0
Valdivia	0
PetroPower	3.9
Loma Los Colorados	19.4
Licantén	29
Cholguán	34
Santa Fe	47.1
Santa María	41.2
Arauco	40
Masisa	41.3
Ventanas 2	45.7
Nueva Ventanas	47.1
Campiche	47.1
Ventanas 1	48.5
Bocamina II	43
(Recomendada) Carbón VIII Región	41
Guacolda 1	41.2
Guacolda 2	41.2
Guacolda 3	27.2
Guacolda 4	34.9
(Futura) Guacolda 5	40
Bocamina	45.7
San Isidro II	82.4
Nehuenco II	48.6
San Isidro I	90.9
Quintero TG1A	89
Quintero TG1B	89
(Recomendado) Quintero GNL	55.6
Nehuenco I	52.9
Nueva Renca	58.1
Lautaro	44.3
(Recomendada) Des. For. VII Región 01 y 02	25
(Recomendada) Des. For. VIII Región 01	25
(Recomendada) Calabozo	2
(Recomendada) Potrerillos	2
Nueva Aldea G1	25

5.3. Demanda uninodal para optimización

Se tiene la siguiente evolución de la demanda a nivel global:

Tabla 5.13: SIC - Proyección Demanda Energética al 2019

Año	Tasa [%]
2013	5.8
2014	6
2015	5.8
2016	6
2017	5.4
2018	4.8
2019	4.9
$T_{SIC-2019}$	45 %

$$D_{SIC-2019}(t) = D_{SIC-2012}(t) * (1 + T_{SIC-2019})$$

Tabla 5.14: SING - Proyección Demanda Energética al 2019

Año	Tasa [%]
2013	5.7
2014	8
2015	6.8
2016	6.2
2017	5.8
2018	6.8
2019	7.9
$T_{SING-2019}$	57 %

Se establece la misma relación:

$$D_{SING-2019}(t) = D_{SING-2012}(t) * (1 + T_{SING-2019})$$

5.4. Generación eólica año 2019

Se utilizan como base datos del 2012. Las obras posteriores a este año se asocian a unidades cercanas según:

Tabla 5.15: SIC - Generación Eólica para proyectos posteriores al 2012

Obra Nueva	Central Asociada
Talinay Oriente	Monte Redondo
Negrete Cuel	Lebu
El Arrayán	Monte Redondo
(Recomendado) Eol. IV Región 01 y 02	Monte Redondo
(Recomendado) Concepción	Lebu
(Recomendado) Eol. IV Región 03 y 04	Canela 2

5.5. Hidrología Húmeda

Tabla 5.16: SIC - Hidrología asociada obras posteriores al 2006 para hidrología húmeda

Obra Nueva	Central Asociada
Rio Huasco	Los Molles
Hidro RM 01 y 02	Alfalfal
Quilleco	Rucúe
Chiburgo	Machicura
Palmucho	Mampil
Hornitos	Aconcagua
Ojos de agua	Isla
Coya	Sauzal
Lircay	San Ignacio
El Manzano	Pullinque
San Clemente	San Ignacio
La Higuera	Curillinque
Guayacán	Los Morros
La Confluencia	Curillinque
Mariposas	San Ignacio
Carena	Sauzal
Licán	Pilmaiquén
Chacayes	Sauzal
Rucatayo	Pilmaiquén
Bonito	Pilmaiquén
Los Hierros	San Ignacio
San Andrés	San Ignacio
El Paso	San Ignacio
Pulelfu	Pilmaiquén
Picoiquén	Pullinque
Angostura	Ralco
San Pedro	Canutillar
Hidro VII Región	Curillinque
Hidro VIII Región	Rucúe

5.5.1. Caso #1 Despacho HVAC - Hora 155

A continuación se presentan algunas observaciones y correcciones al flujo uninodal, respetando restricciones de operación:

SIC

- Sobre carga línea A. Jahuel-Polpaico 500 (3 %).
- Sobre carga al interior del anillo de Chilectra en líneas A. Jahuel-Chena 110 (23 %), Chena 110 a Cerro Navia 110 (9 %), Los Almendros-El Salto(23 %). Si bien los valores superan el límite de transferencia de cada una en un amplio margen, es probable que se deba a la simplificación del modelo de Chilectra y a a la agrupación de cargas geográficamente distribuidas en bloques únicos, por lo que no se considera relevante agregar obras o modificar el despacho.
- Se consideran algunos bancos de condensadores extras para mantener la tensión entre rangos aceptables en Cerro Navia (100 [MVar]), El Salto (90 [MVar]) , Las Vegas (100 [MVar]).
- Se limita la potencia máxima de las unidades de Canutillar a 60 [MW] para inicializar correctamente el modelo dinámico.
- Se agrega un linea extra entre hualpén y concepción 154, para recibir la generación térmica de la nueva unidad a carbón recomendada.

SING

- Se agregan condensadores para los consumos mineros en: Collahuasi (50 [MVar]), El Abra (50 [MVar]), R. Tomic (50 [MVar]), Chuquicamata (100 [MVar]), Gaby (25 [MVar]), Zaldívar (100 [MVar]), Sulfuros (100 [MVar]), Domeyko (70 [MVar]).
- Sobre carga en líneas Chacaya-Crucero (46 %), Chacaya-Capricornio (22 %). De lo presentado en [2], se intuye la necesidad de una nueva línea desde Mejillones hacia Encuentro 220, capaz de evacuar los 1000 [MW] de potencia entregados por el enlace, además de las máquinas operativas según el criterio económico (CTM1,CTM2,CTH,CTA, Mejillones I). Sin embargo, para mantener la consistencia de las obras consideradas en este estudio, se modifica el despacho original en el SING, sacando de servicio las máquinas más caras de la barra de Chacaya y cambiándolas por las siguientes en precio en Atacama o Tocopilla, dónde aún quedan bloques de generación importantes.En términos prácticos esto significa sacar del despacho a las unidades CTA,CTH, Mejillones I (unidad 1 y 2) y reemplazarlas por la U13, U12 y la U16.
- Con este cambio la única sobrecarga aparece en las líneas Tocopilla-Tamaya 110 (3 %).

Se presenta la potencia asignada a los generadores en Digsilent PF, ordenado de norte a sur.

Tabla 5.17: SING - Despacho Hora 155

Unidad	Tipo	P_G	P_{max}
Chapiquiña	HP	6	10
El Aguila	PV	0.52	2
(Futura) San Miguel	PV	10.4	40
(Futura) Pozo Almonte II y III	PV	6	24
(Recomendada) Solar SING I y II	PV	26	100
(Recomendada) Tarapacá I	C	112	120
CTTAR	C	148	158
NTO1	C	124	136
NTO2	C	124	136
Valle de los Vientos	W	28.5	95
U15	C	121	130
U14	C	126	136
U16	CC	240	400
U13	C	79	85
U12	C	79	85
Angamos 1	C	253	264
Angamos 2	C	253	264
CTM 1	C	153	165
CTM 2	C	163	175
PAM	-	10	20
(Futura) Eol. SING I	W	15	50

Tabla 5.18: SIC - Despacho Hora 155

Unidad	Tipo	P_G	P_{max}
(Recomendada) Potrerillos	G	40	40
Guacolda U1	C	152	152
Guacolda U2	C	152	152
Guacolda U3	C	152	152
Guacolda U4	C	152	152
(Futura) Guacolda U5	C	152	152
Río Huasco	HP	4	4.3
(Futura) El Arrayán	W	103.5	115
(Recomendada) Eol. IV Region 01 y 02	W	90	100
Talinay Oriente	W	81	90
Monte Redondo	W	43.2	48
Los Molles G1	HP	4	10
Canela	W	66.5	70
Total	W	36.8	46
(Recomendada) Eol. IV Region 03 y 04	W	90	100
Campiche	C	156	242
Nueva Ventanas	C	158	280.5
Ventanas 2	C	219	225
Hornitos	HP	13	53.8
Los Quilos 1	HP	6.8	13.3
Los Quilos 2	HP	6.8	13.3
Los Quilos 3	HP	6.8	13.3
Chacabuquito 1	HP	3	7.2
Chacabuquito 2	HP	3	7.2
Chacabuquito 3	HP	3	7.2
Chacabuquito 4	HP	3	7.2
Blanco (Aconcagua 1)	HP	21	56.9
El Volcán	HP	13	14
Queltehues 1	HP	10.6	16
Queltehues 2	HP	10.6	16
Queltehues 3	HP	10.6	16
Maitenes 1,2,3	HP	15	24
Puntilla (EPSA) 1	HP	3.2	4.2
Puntilla (EPSA) 2	HP	3.2	9.9
Puntilla (EPSA) 3	HP	3.2	9.9
Guayacán 1,2	HP	4.2	8.5
Florida 1,2	HP	18	25
(Futura) Hidro RM 01	HP	106	256
(Futura) Hidro RM 02	HP	106	275
Alfalfal 1	HP	35	90
Alfalfal 2	HP	36	90
Carena	HP	10.8	10.8
Loma los Colorados 1-7	B	67.2	67.2

Tabla 5.19: SIC - Despacho Hora 155 (2)

Rapel 1	HE	29.4	76
Rapel 2	HE	29.4	76
Rapel 3	HE	29.4	76
Rapel 4	HE	29.4	76
Rapel 5	HE	29.4	76
Sauzalito	HP	10	12
Sauzal 1	HP	20	25.6
Sauzal 2	HP	20	25.6
Sauzal 3	HP	20	25.6
Chacayes 1	HP	42	59
Chacayes 2	HP	42	59
Coya 1-3	HP	36	36
(Recomendada) Calabozo	G	40	40
Licantén	B	27	27
(Recomendada) Des. For. VII R 01 y 02	B	25	25
San Ignacio	HP	34	39
Lircay 1	HP	9.5	11.1
Lircay 2	HP	9	11.1
(Recomendada) Hidro VII Región 01 y 02	HP	17	50
La Confluencia 1	HP	57	86
La Confluencia 2	HP	57	86
La Higuera 1	HP	53	75.6
La Higuera 2	HP	53	75.6
(Futura) San Andrés	HP	27.6	40
(Futura) El Paso	HP	41.4	60
Curillinque	HP	59	90
Isla 1	HP	22.5	34
Isla 2	HP	22.5	34
Ojos de Agua	HP	6.4	9.9
Loma Alta	HP	23	38
Pehuenche 1 (Slack)	HE	252	290
Pehuenche 2	HE	267	290
Machicura 1	HP	47	54
Machicura 2	HP	47	54
Colbún 1	HE	230	240
Colbún 2	HE	230	240
Chiburgo 1	HP	9.8	11.2
Chiburgo 2	HP	9.8	11.2
San Clemente	HP	5.8	5.9
Los Hierros	HP	24.4	25.1
Mampil 1	HP	20	24
Mampil 2	HP	16	24

Tabla 5.20: SIC - Despacho Hora 155 (3)

Rucúe 1	HP	81	89
Rucúe 2	HP	81	89
Quilleco 1	HP	32.9	36.1
Quilleco 2	HP	23.9	36.1
Peuchén 1	HP	22.5	40
Peuchén 2	HP	22.5	40
Santa María	C	370	370
Santa Fe	B	80	80
(Futura) Angostura	HE	280	316
Ralco 1	HE	339	381.9
Ralco 2	HE	339	381.9
Palmucho	HP	16.8	33.2
Antuco 1	HP	93	162
Antuco 2	HP	93	162
(Recomendada) Hidro VIII Región 01 y 02	HP	142	156
Pangue 1	HE	225	228
Pangue 2	HE	225	228
Abanico 1	HP	7.6	21.5
Abanico 2	HP	7.6	21.5
Abanico 3	HP	7.6	21.5
Abanico 4	HP	7.6	21.5
Abanico 5	HP	7.6	21.5
Abanico 6	HP	7.6	21.5
Nueva Aldea G1	B	29	29
Nueva Aldea G3	B	37	37
Laja	B	8.5	8.5
(Recomendada) Des. For. VIII R 01	B	9	9
Masisa	B	11	11
Cholguán	B	29	29
Negrete Cuel	W	3.3	33
(Recomendado) Concepción 01 y 02	W	30	100
Lebu	W	1.2	4
Arauco	B	30	30
PetroPower	B	73	73
Bocamina	C	129	129
Bocamina II	C	342	342
(Recomendado) Carbón VIII Región 01	C	343	343
Comasa	B	25	25
El Manzano	HP	4.8	4.8
Picoiquén	HP	19.1	19.2
(Futura) San Pedro	HE	140	144
Valdivia	B	40	70

Tabla 5.21: SIC - Despacho Hora 155 (4)

Pullinque 1	HP	17	17
Pullinque 2	HP	17	17
Pullinque 3	HP	17	17
Rucatayo	HP	51.4	60
Licán	HP	8.1	18
Pulelfu	HP	8.5	9.4
Bonito	HP	10.9	12
Capullo	HP	12	14.4
Pilmaiquén 1	HP	4.9	4.9
Pilmaiquén 2	HP	4.9	4.9
Pilmaiquén 3	HP	4.9	4.9
Pilmaiquén 4	HP	12	12
Pilmaiquén 5	HP	12	12
Canutillar 1	HE	60	86
Canutillar 2	HE	60	86

La tabla de participación completa de los modos estudiados en profundidad se presentan a continuación:

Figura 5.1: Análisis Modal HVAC - H - 0.48 [Hz]

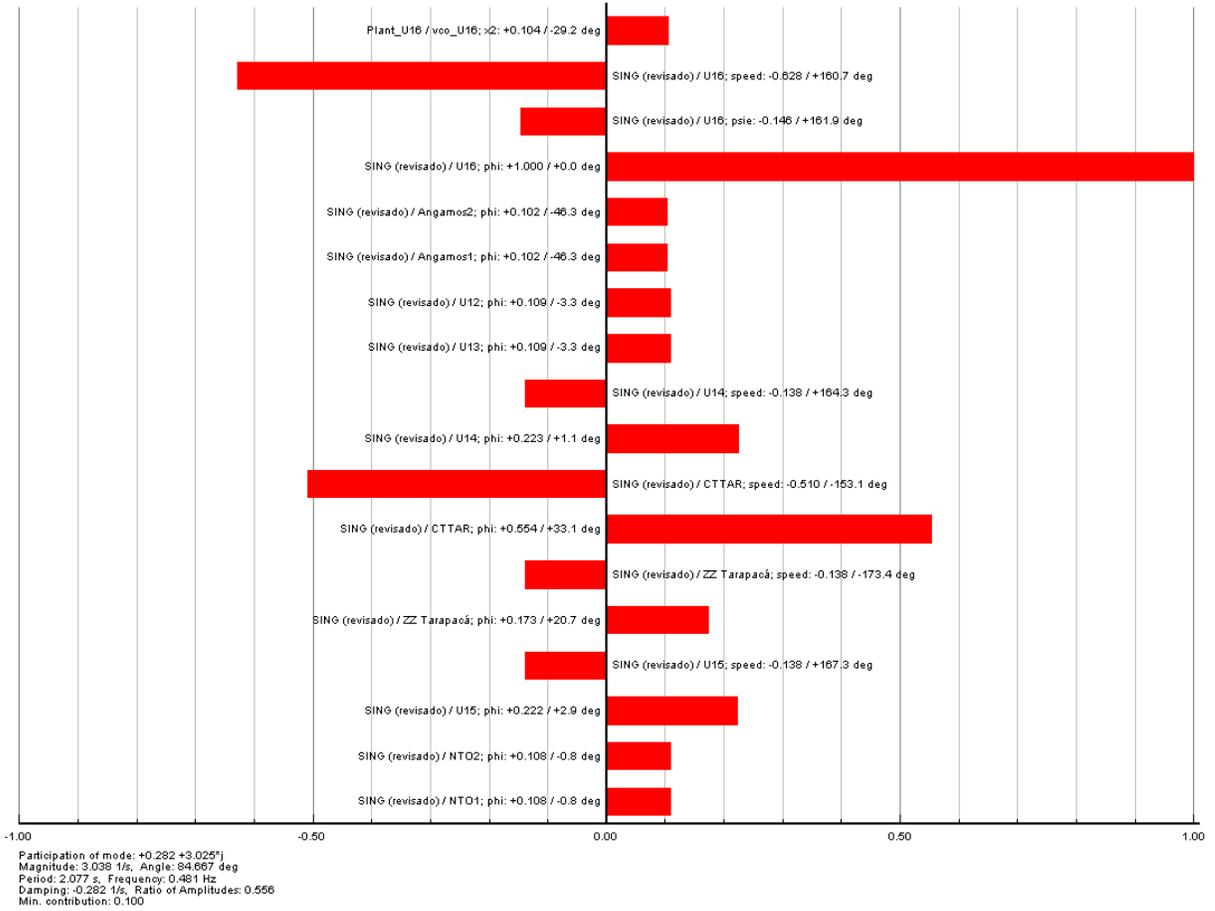


Figura 5.2: Análisis Modal HVAC - H - 0.87 [Hz]

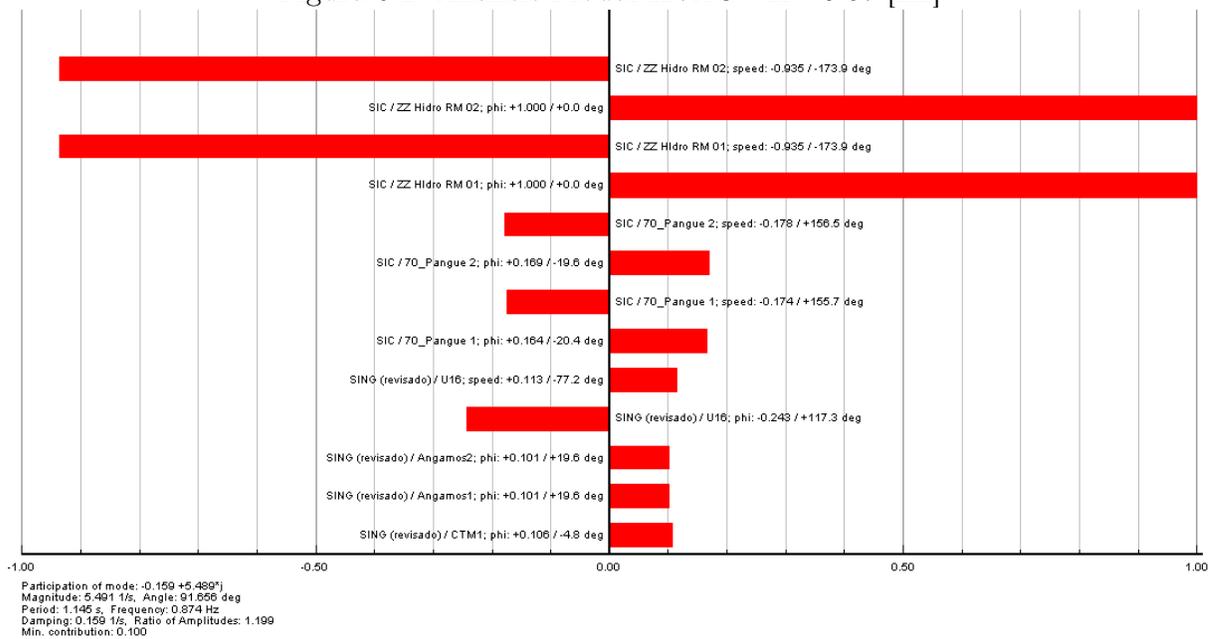
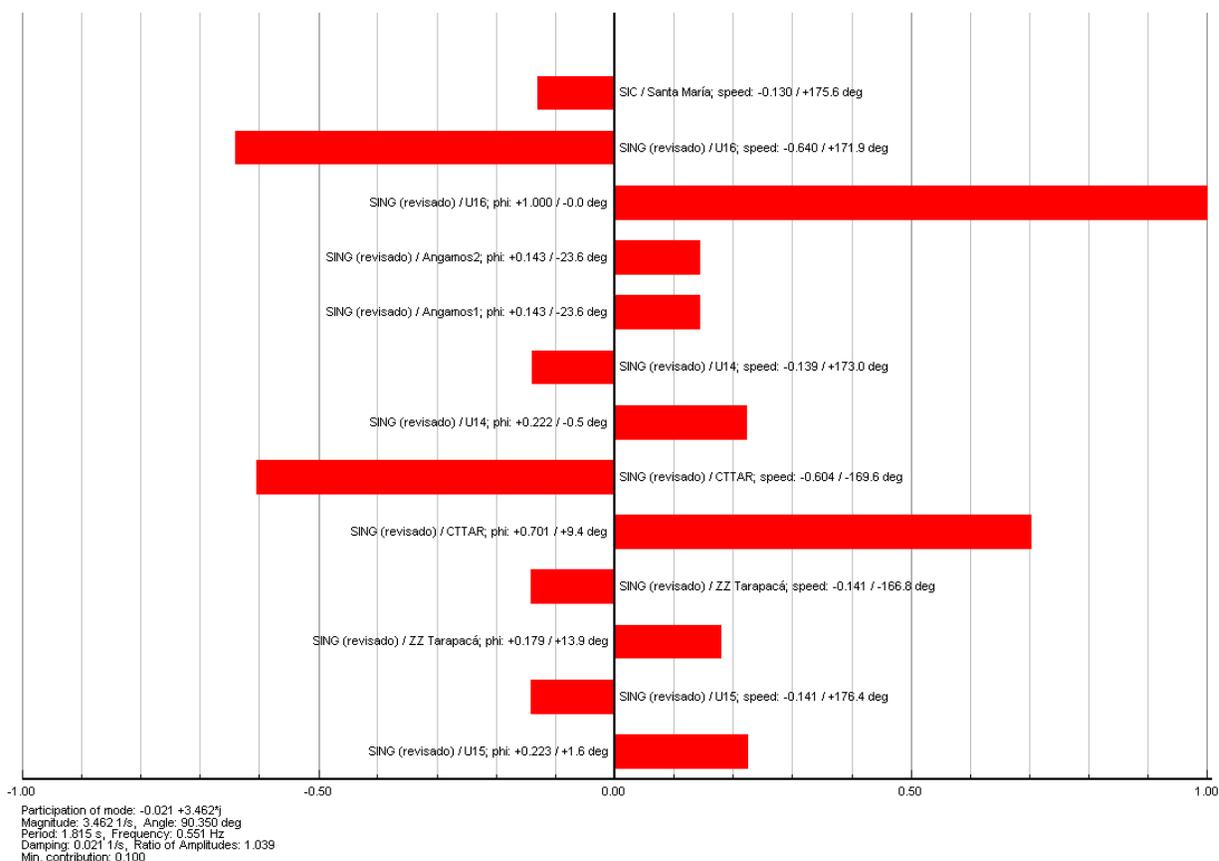


Figura 5.3: Participación HVAC - H - 0.55 [Hz]



5.5.2. Caso #3 Despacho HVDC - Hora 155

En el SIC no se presentan cambios en el despacho y se mantiene la misma distribución presentada en 5.5.1. Sin embargo, el enlace HVDC tiene un punto de conexión distinto en el SING por lo cual cambian las restricciones de operación:

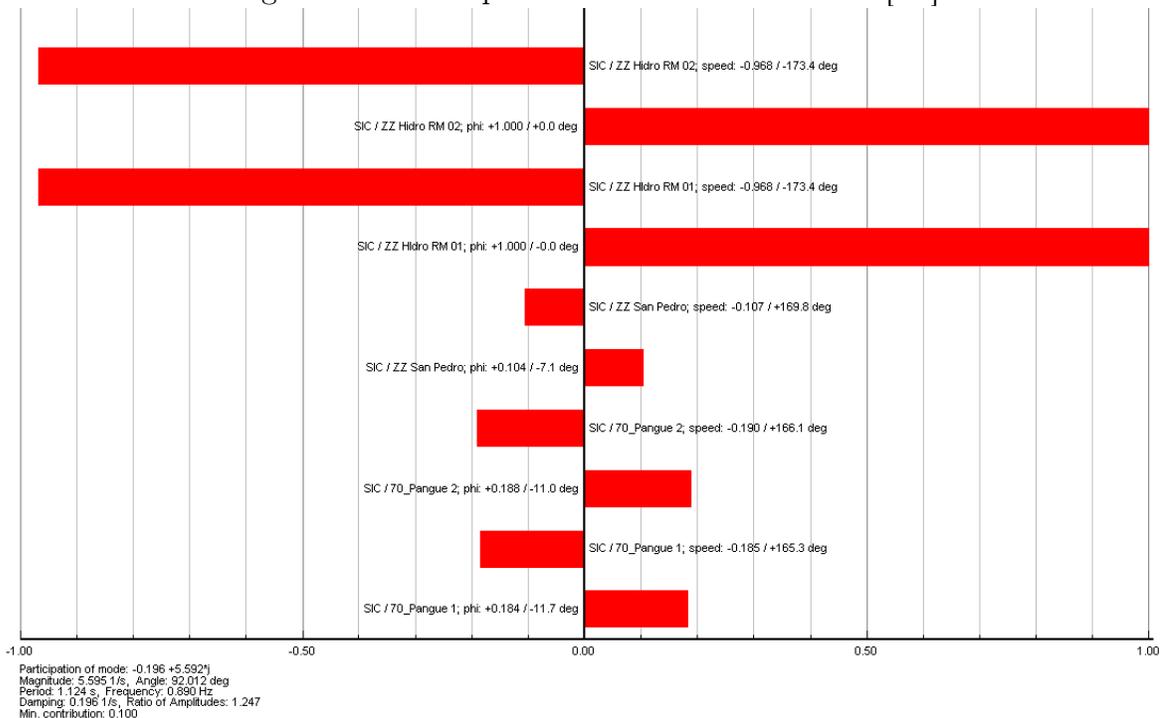
- Dado que el enlace HVDC se conecta en Encuentro 220 en el SING, se reducen considerablemente las pérdidas por las líneas (en torno a 50 [MW]).
- Se mantiene la generación térmica en Chacaya obtenida del despacho uninodal, dado que no aparecen restricciones en la transmisión. Los 1000 [MW] llegan prácticamente al “corazón” del sistema lo que reduce las congestiones.
- Si bien la U13 en tocopilla tiene un precio mayor que la central Angamos 1, se deja a esta última fuera del despacho pues de lo contrario no se respetaría su mínimo técnico (150 [MW]).

A continuación se presentan la redistribución de carga de las unidades del SING:

Tabla 5.22: SING - HVDC - Despacho Hora 155

Unidad	Tipo	P_G	P_{max}
Chapiquiña	HP	6	10
El Aguila	PV	0.52	2
(Futura) San Miguel	PV	10.4	40
(Futura) Pozo Almonte II y III	PV	6	24
(Recomendada) Solar SING I y II	PV	26	100
(Recomendada) Tarapacá I	C	112	120
CTTAR	C	148	158
NTO1	C	124	136
NTO2	C	124	136
Valle de los Vientos	W	28.5	95
U15	C	121	130
U14	C	126	136
U13	C	79	85
Angamos 2	C	253	264
CTM 1	C	153	165
CTM 2	C	163	175
CTH	C	155	168
CTA	C	157	165
(Recomendada) Mejillones I	C	232	250
PAM	-	10	20
(Futura) Eol. SING I	W	15	50

Figura 5.4: Participación HVDC - N1000 - 0.89 [Hz]



5.6. Hidrología Seca

Se presenta la asignación de curvas de generación para obras inexistentes al año 2012.

Tabla 5.23: SIC - Hidrología asociada obras posteriores al 2012 para hidrología seca

Obra Nueva	Central Asociada
Rucatayo	Pilmaiquén
Bonito	Pilmaiquén
Los Hierros	San Ignacio
Río Huasco	Los Molles
(Recomendado) Hidro RM 01 y 02	Alfalfal
(Futura) San Andrés	Curillínque
(Futura) El Paso	Curillínque
Pulelfu	Pilmaiquén
Picoiquén	Pullínque
(Futura) Angostura	Ralco
(Futura) San Pedro	Canutillar
(Recomendada) Hidro VII Región	Curillínque
(Recomendada) Hidro VIII Región	Rucúe

5.6.1. Caso #2 Despacho HVAC - Hora 40

Algunas consideraciones sobre el flujo de potencia obtenido a partir del despacho de unidades:

SIC

- Se utiliza la misma compensación reactiva del caso anterior.
- Se limitan en su potencia máxima a 110 [MW] el despacho las unidades de Taltal GNL y a 130 [MW] Quintero GNL, para inicializar correctamente los modelos dinámicos.
- Sobrecarga circuito Chena-A.Jahuel 110 (18 %) y Almendros-El Salto 110 (1 %). No se considera modificar el despacho por las mismas razones expuestas anteriormente.
- Sobrecarga transformador El Salto 220/110. Se agrega uno extra de las mismas características.
- Se utiliza la línea extra Hualpén-Concepción 154 para recibir la generación a carbón de la zona.
- Se limita la potencia máxima de las unidades de Canutillar a 60 [MW] para inicializar correctamente el modelo dinámico.

SING

- Se considera la misma compensación reactiva del caso anterior para mantener las tensiones en barras lejanas.
- Sobrecarga identificada en las líneas que unen Tocopilla-Tamaya 110 (10%). No se considera relevante modificar el despacho por lo corto del tramo sobrecargado (15 [km]).
- Se limita la potencia máxima de la unidades de Gas Atacama (TV1C,TG1A,TG1B, TV2C,TG2A,TG2B) a 110 [MW] para inicializar correctamente el modelo dinámico.
- Las pérdidas en el sistema son menores a las utilizadas en el despacho, lo que hace en consecuencia que el flujo hacia el SIC sea de 808 [MW].

Se presenta la potencia asignada a los generadores en Digsilent PF, ordenado de norte a sur.

Tabla 5.24: SING - Despacho Hora 40

Unidad	Tipo	P_G	P_{max}
Chapiquiña	HP	6	10
El Aguila	PV	1.98	2
(Futura) San Miguel	PV	39.6	40
(Futura) Pozo Almonte II y III	PV	23.7	24
(Recomendada) Solar SING I y II	PV	99	100
(Recomendada) Tarapacá I	C	112	120
CTTAR	C	148	158
NTO1	C	124	136
NTO2	C	124	136
Valle de los Vientos	W	28.5	95
U15	C	121	130
U14	C	126	136
U16	CC	372	400
U13	C	79	85
U12	C	79	85
Angamos 1	C	253	264
Angamos 2	C	253	264
TG1A	G	110	126
TG1B	G	110	126
TV1C	V	110	135
TG2A	G	110	126
TG2B	G	110	126
TV2C	V	110	135
CTM 3 TG	G	150	156
CTM 3 TV	V	83	94
CTM 1	C	153	165
CTM 2	C	163	175
CTH	C	155	168
CTA	C	156	165
(Recomendada) Mejillones I	C	232	250
(Futura) Eol. SING I	W	15	50

Tabla 5.25: SIC - Despacho Hora 40

Unidad	Tipo	P_G	P_{max}
(Recomendada) Taltal GNL	G	110	120
(Recomendada) Potrerillos	G	40	40
Guacolda U1	C	152	152
Guacolda U2	C	152	152
Guacolda U3	C	152	152
Guacolda U4	C	152	152
(Futura) Guacolda U5	C	152	152
Río Huasco	HP	1	4.3
(Futura) El Arrayán	W	77	115
(Recomendada) Eol. IV Region 01 y 02	W	67	100
Talinay Oriente	W	60.3	90
Monte Redondo	W	32.1	48
Los Molles G1	HP	3	10
Canela	W	52.5	70
Totalal	W	19.3	46
(Recomendada) Eol. IV Region 03 y 04	W	67	100
Campiche	C	242	242
Nueva Ventanas	C	272	280.5
Nehuenco II TV	V	133	138
Nehuenco I TV	V	144	148
Nehuenco I TG	G	230	232
Nehuenco II TG	G	250	251
(Recomendada) Quintero GNL	G	130	155
Ventanas 1	C	115	120
Ventanas 2	C	219	225
Hornitos	HP	36.9	53.8
Los Quilos 1	HP	11.5	13.3
Los Quilos 2	HP	11.5	13.3
Los Quilos 3	HP	11.5	13.3
Chacabuquito 1	HP	5.3	7.2
Chacabuquito 2	HP	5.3	7.2
Chacabuquito 3	HP	5.3	7.2
Chacabuquito 4	HP	5.3	7.2
Blanco (Aconcagua 1)	HP	29.4	56.9
Juncal (Aconcagua 2)	HP	25.8	32
El Volcán	HP	13	14
Queltehues 1	HP	14	16
Queltehues 2	HP	14	16
Queltehues 3	HP	14	16
Maitenes 1,2,3	HP	12	24
Puntilla (EPSA) 1	HP	4	4.2
Puntilla (EPSA) 2	HP	7	9.9
Puntilla (EPSA) 3	HP	7	9.9
Guayacán 1,2	HP	7.2	8.5

Tabla 5.26: SIC - Despacho Hora 40 (2)

Florida 1,2	HP	9	25
(Futura) Hidro RM 01	HP	186	256
(Futura) Hidro RM 02	HP	186	275
Alfalfal 1	HP	62.5	90
Alfalfal 2	HP	62.5	90
Carena	HP	9.2	10.8
Loma los Colorados 1-7	B	67.2	67.2
Sauzalito	HP	11	12
Sauzal 1	HP	17	25.6
Sauzal 2	HP	17	25.6
Sauzal 3	HP	17	25.6
Chacayes 1	HP	30	59
Chacayes 2	HP	30	59
Coya 1-3	HP	27.3	36
(Recomendada) Calabozo	G	40	40
Licantén	B	27	27
(Recomendada) Des. For. VII R 01 y 02	B	25	25
San Ignacio	HP	35	39
Lircay 1	HP	9.9	11.1
Lircay 2	HP	9.9	11.1
(Recomendada) Hidro VII Región 01 y 02	HP	17	50
La Confluencia 1	HP	22	86
La Confluencia 2	HP	22	86
(Futura) San Andrés	HP	40	40
(Futura) El Paso	HP	60	60
Curillinque	HP	86	90
Constitución 2A	B	20	20
Isla 1	HP	30	34
Isla 2	HP	30	34
Cipreses 1	HE	30	34
Cipreses 2	HE	30	34
Cipreses 3	HE	31	34
Ojos de Agua	HP	8.1	9.9
Loma Alta	HP	36	38
Pehuenche 1 (Slack)	HE	228	290
Pehuenche 2	HE	163	290
Machicura 1	HP	40	54
Machicura 2	HP	40	54
Colbún 1	HE	196	240
Colbún 2	HE	196	240
Chiburgo 1	HP	9	11.2
Chiburgo 2	HP	9	11.2
San Clemente	HP	4	5.9
Los Hierros	HP	24.4	25.1
Mampil 1	HP	17.4	24

Tabla 5.27: SIC - Despacho Hora 40 (3)

Rucúe 1	HP	64	89
Quilleco 1	HP	25	36.1
Peuchén 1	HP	19	40
Peuchén 2	HP	19	40
Santa María	C	370	370
Santa Fe	B	80	80
(Futura) Angostura	HE	91	316
Ralco 1	HE	110	381.9
Ralco 2	HE	110	381.9
El Toro 1	HE	87	113
El Toro 2	HE	87	113
El Toro 3	HE	87	113
El Toro 4	HE	87	113
Palmucho	HP	29	33.2
Antuco 1	HP	80	162
Antuco 2	HP	80	162
(Recomendada) Hidro VIII Región 01 y 02	HP	56	156
Pangue 1	HE	85	228
Pangue 2	HE	85	228
Abanico 1	HP	6	21.5
Abanico 2	HP	6	21.5
Abanico 3	HP	6	21.5
Abanico 4	HP	6	21.5
Abanico 5	HP	6	21.5
Abanico 6	HP	6	21.5
Nueva Aldea G1	B	29	29
Nueva Aldea G3	B	37	37
Laja	B	8.5	8.5
(Recomendada) Des. For. VIII R 01	B	9	9
Masisa	B	11	11
Cholguán	B	29	29
Negrete Cuel	W	33	33
(Recomendado) Concepción 01 y 02	W	80	100
Lebu	W	3.6	4
Arauco	B	30	30
PetroPower	B	73	73
Bocamina	C	129	129
Bocamina II	C	342	342
(Recomendado) Carbón VIII Región 01	C	343	343
Comasa	B	25	25
El Manzano	HP	3	4.8
Picoiquén	HP	8	19.2
(Futura) San Pedro	HE	70	144
Valdivia	B	40	70

Tabla 5.28: SIC - Despacho Hora 40 (4)

Pullinque 1	HP	6.7	17
Pullinque 2	HP	6.7	17
Pullinque 3	HP	6.7	17
Rucatayo	HP	19.5	60
Licán	HP	18	18
Pulelfu	HP	3	9.4
Bonito	HP	4	12
Capullo	HP	10	14.4
Pilmaiquén 1	HP	2.8	4.9
Pilmaiquén 2	HP	2.8	4.9
Pilmaiquén 3	HP	2.8	4.9
Pilmaiquén 4	HP	5.9	12
Canutillar 1	HE	60	86
Canutillar 2	HE	60	86

Figura 5.5: Participacion 0.49 [Hz]

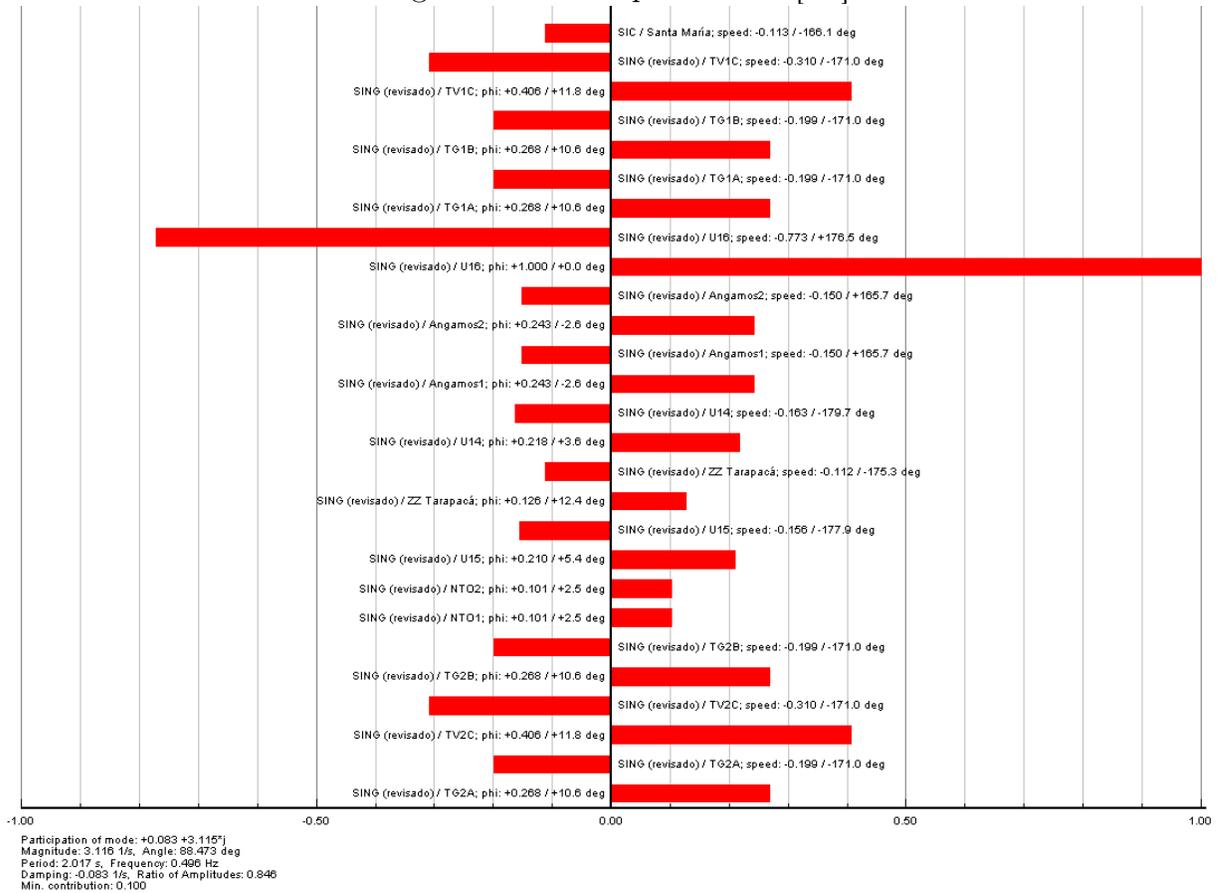


Figura 5.6: Participacion 0.86 [Hz]

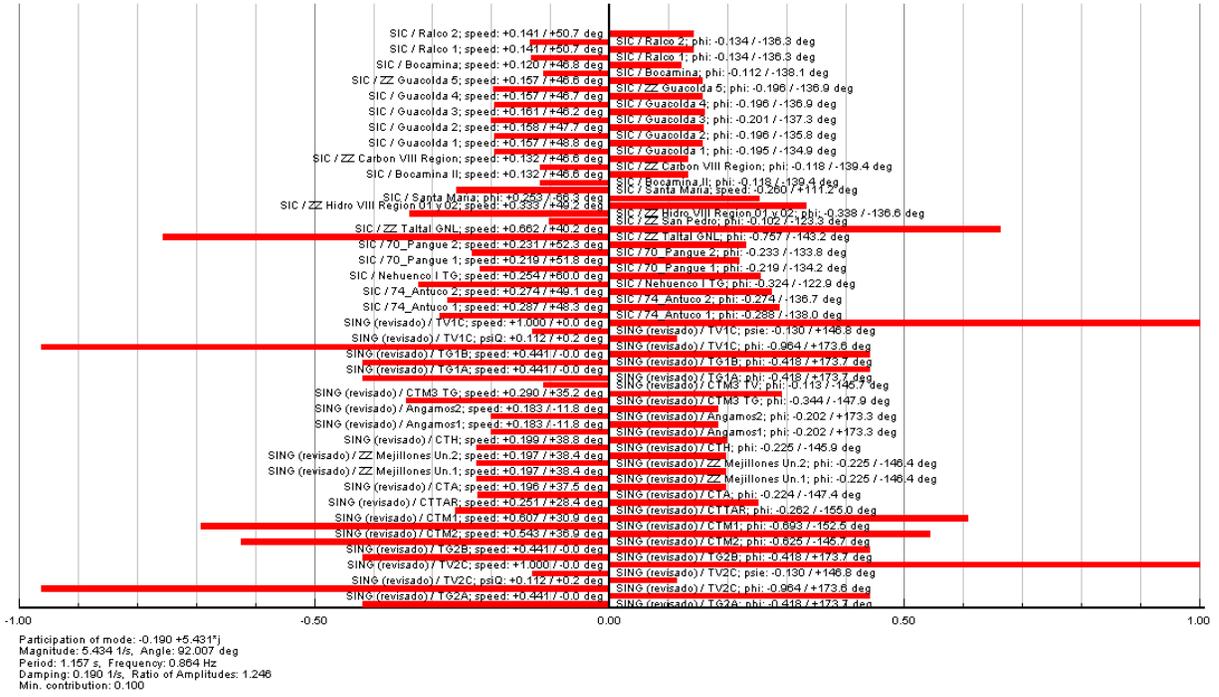
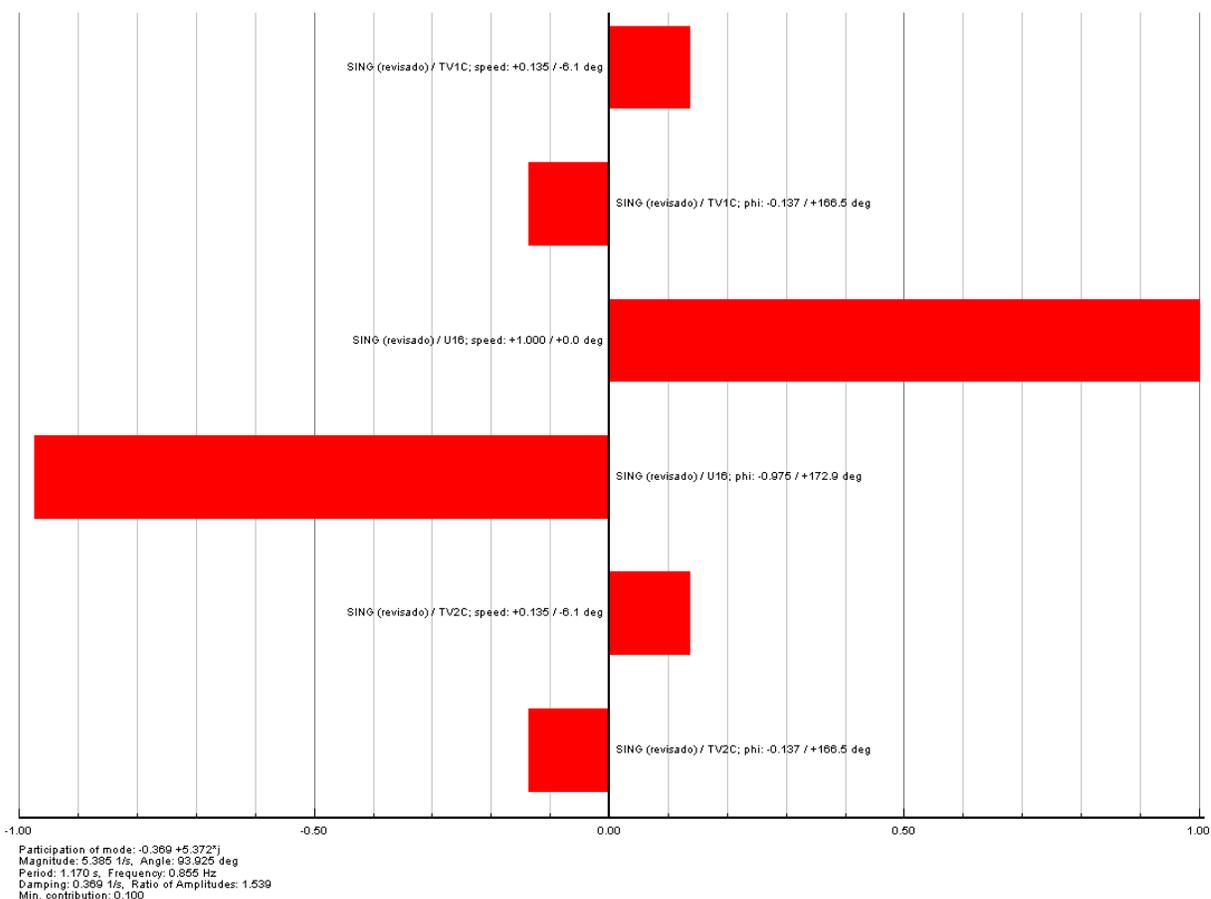


Figura 5.7: Participacion 0.85 [Hz]



5.6.2. Caso #4 Despacho HVDC - Hora 40

Se utiliza el mismo despacho que en 5.6.1, con algunas observaciones:

SING

- Debido a la configuración del despacho, donde la mayoría de la generación se concentra en la zona cercana a Chacaya, las pérdidas en el caso HVDC superan con creces las del Caso #2. Esto sumado al límite impuesto a las unidades de Gas Atacama, hace que la U16 no respete el límite impuesto del 7%, operando a 390 [MW] para mantener un nivel de transferencia del SING al SIC de 780 [MW].
- Se identifica la misma sobrecarga de la línea Tocopilla-Tamaya 110 (13%), siendo innecesario modificar el despacho.

Figura 5.8: Participación - S800 - 0.872 [Hz]

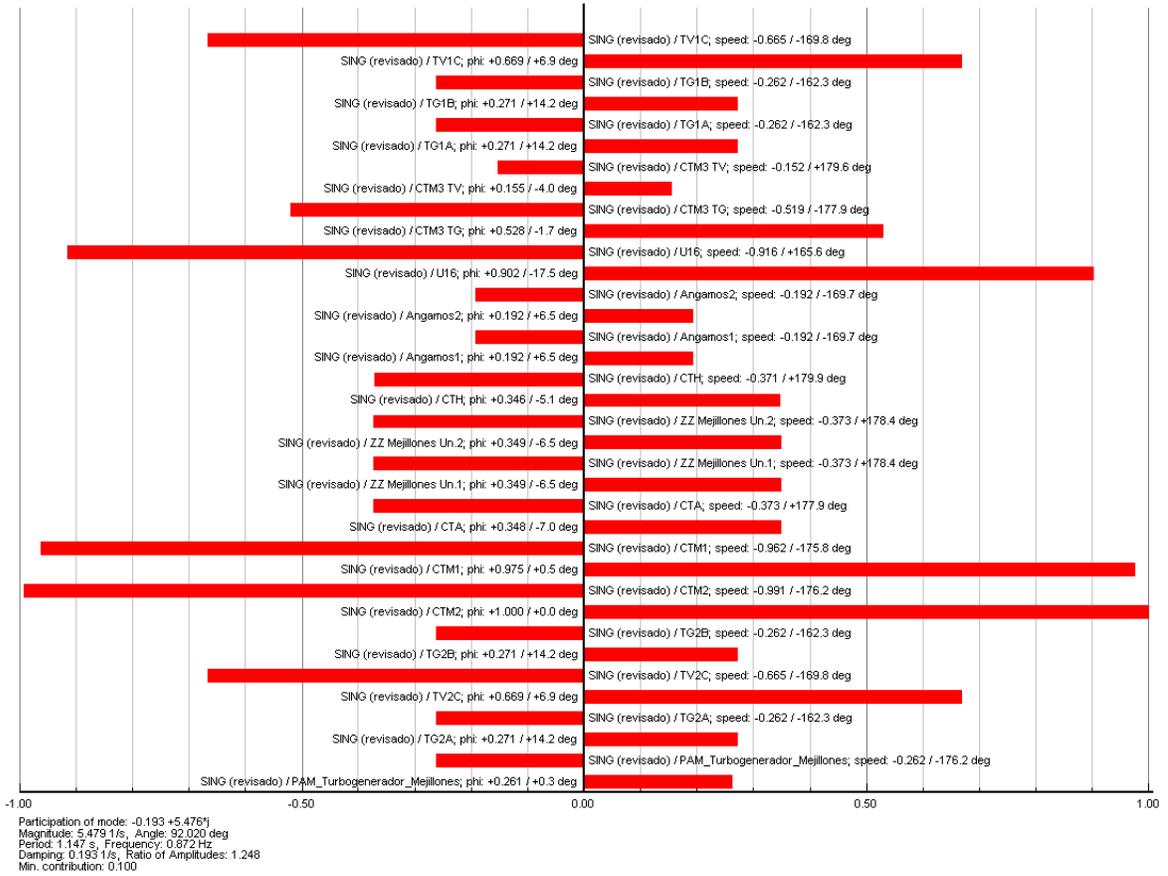


Figura 5.9: Participación - S800 - 0.852 [Hz]

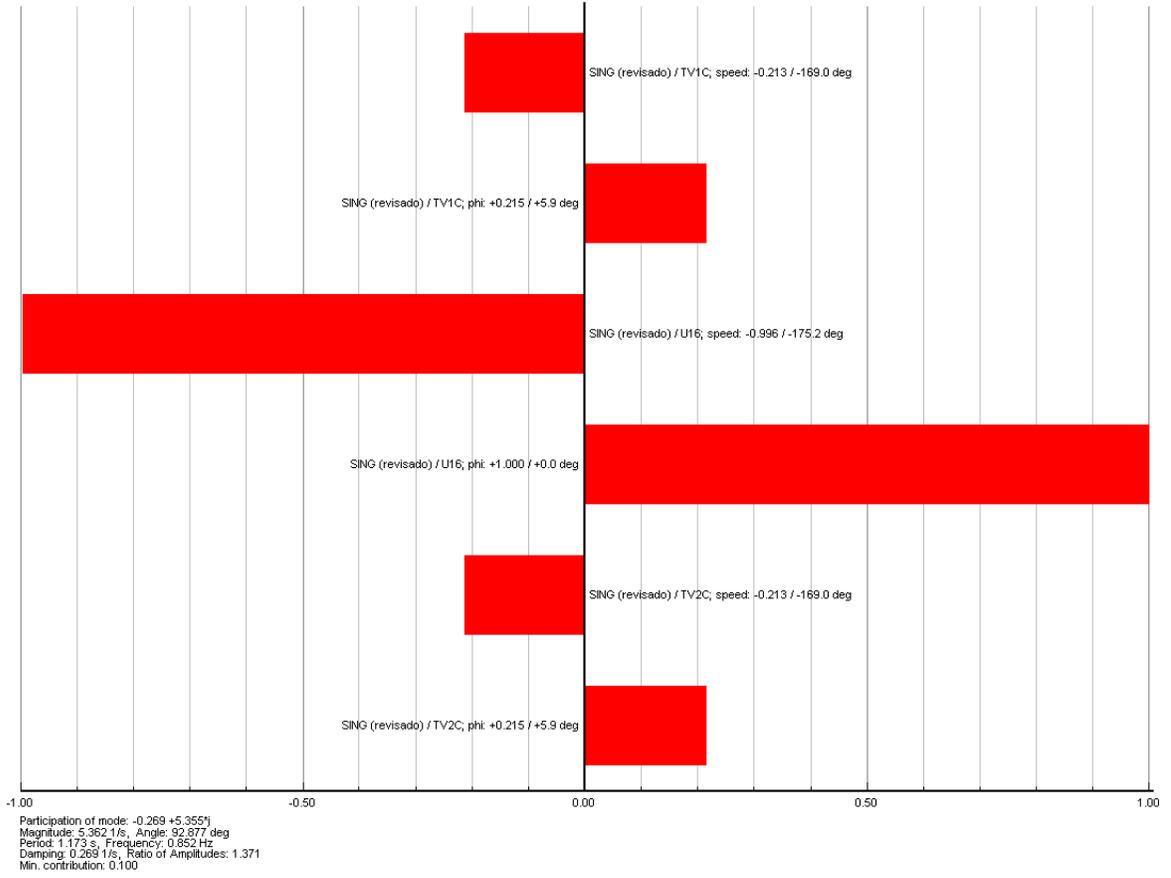


Figura 5.10: Participación - S800 - 0.876 [Hz]

