



Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados

**Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución
de Reservas para Control Primario y Secundario**

INFORME FINAL

**Proyecto EE-2016-061
Informe Técnico EE-ES-2016-1490
Revisión C**



ESTUDIOS ELECTRICOS



Power System Studies & Power Plant Field

Testing and Electrical Commissioning

ISO9001:2008 Certified

09/03/2017

Este documento EE-ES-2016-1490-RC fue preparado para Coordinador Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. David Perrone

Departamento de Estudios

david.perrone@estudios-electricos.com**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador Dpto. Estudios

alejandro.musto@estudios-electricos.com**Ing. Fernando Libonati**

Gerente Dpto. Estudios

fernando.libonati@estudios-electricos.comwww.estudios-electricos.com

Este documento contiene 181 páginas y ha sido guardado por última vez el 09/03/2017 por David Perrone, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	23/12/2016	Para revisión.	DP	AM	FL
B	08/02/2017	Contempla respuesta a observaciones: → O-SING-ECF-INTERC-EE-V3 → MINUTA TÉCNICA N°13	DP	AM	FL
C	09/03/2017	Versión Final.	DP	AM	FL

Índice

1 RESUMEN EJECUTIVO	5
2 INTRODUCCIÓN	12
3 ANTECEDENTES	13
3.1 Aspectos Normativos.....	13
3.1.1 Definiciones.....	13
3.1.2 Exigencias a Instalaciones de Generación	14
3.1.3 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.....	16
3.1.4 Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio	18
3.2 Documentación y Estudios CDEC	20
4 METODOLOGÍA.....	21
4.1 Generalidades	21
4.2 Filosofía de Control de Frecuencia y Asignación de Reservas	24
4.2.1 Control Primario	24
4.2.2 Control Secundario	26
4.3 Procesamiento de Registros	29
4.4 Análisis Dinámico.....	31
4.4.1 Parámetros de Desempeño de Unidades Sincrónicas	32
4.4.2 Parámetros de Parques Eólicos y Fotovoltaicos.....	33
4.4.3 Unidades Participantes en el Control de Frecuencia.....	33
4.4.4 Asignación de Reservas.....	37
4.4.5 Fluctuaciones de Demanda	39
4.4.6 Contingencias	40
5 ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	42
5.1 Introducción	42
5.2 Escenarios PCP.....	43
5.2.1 Análisis de la programación	44
6 PROCESAMIENTO DE REGISTROS – ANÁLISIS ESTOCÁSTICO	48
6.1 Errores de previsión de la demanda horaria	48
6.1.1 Análisis inicial	48
6.1.2 Resultados SIC + SING	51
6.2 Seguimiento intrahorario de la demanda	54
6.2.1 Análisis inicial – Aspectos Globales	54
6.2.2 Impacto de las fuentes renovables	64
6.3 Variaciones instantáneas	77
6.3.1 Análisis inicial	77
6.3.2 Resultados SIC + SING	79
6.3.3 Variaciones fuentes renovables	81
6.4 Principales resultados.....	85
7 ANÁLISIS DINÁMICO	90
7.1 Introducción	90
7.2 Parámetros de Desempeño de Unidades Generadoras	92
7.2.1 Banco de Pruebas.....	92
7.2.2 Banda Muerta	92
7.2.3 Potencia máxima.....	97

[Ir al índice](#)

7.2.4 Reserva Efectiva – Aporte de potencia	102
7.2.5 Validación	109
7.3 Cont. Simple – Severidad 5 – Aspectos generales del CPF.....	116
7.3.1 Efecto de la interconexión	116
7.3.2 Montos de reserva.....	118
7.3.3 Impacto ERNC – Reducción de Inercia sistémica.....	123
7.3.4 Sensibilidad – Desconexión CC Kelar 517MW netos.....	125
7.3.5 Sensibilidad - Distribución de CPF.....	126
7.3.6 Sensibilidad - Cantidad de unidades participantes en el CPF.....	131
7.4 Cont. Simple – Severidad 5 – Restricciones por estabilidad y control de tensión	135
7.4.1 Hidrología Húmeda – Flujos SUR → NORTE	135
7.4.2 Hidrología Seca – Flujos NORTE → SUR.....	153
7.5 Cont. Simple - Desbalances menores – Probabilidad de ocurrencia.....	157
7.6 Fluctuaciones instantáneas	162
7.6.1 SING aislado.....	163
7.6.2 Interconexión SIC+SING	164
7.6.3 Fuentes renovables	168
8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	169
8.1 Inercia	169
8.2 Control Primario – Fluctuaciones aleatorias instantáneas	170
8.3 Control Primario – Contingencias simples.....	173
8.4 Control Secundario	178

ANEXOS

- ANEXO I – BASE DE DATOS EN FORMATO P.F. DIgSILENT – SIC+SING
- ANEXO II – BASE DE DATOS EN FORMATO P.F. DIgSILENT – BANCO DE PRUEBAS GOVs

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de la interconexión de los sistemas eléctricos de Chile SIC y SING, el Comité CDEC (actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional) solicita la elaboración de un conjunto de estudios conducentes a evaluar la operación de éstos, en etapas previas y posteriores a su interconexión, cuyo alcance involucra los siguientes desarrollos:

- a) Preparación de la base de datos y escenarios base (PBD).
- b) Estudio 1: Estudio de control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF**
- c) Estudio 2: Estudio de evaluación del comportamiento del sistema con los automatismos existentes (EDAC, EDAG y otros).
- d) Estudio 3: Estudio de control y estabilidad de tensión.
- e) Estudio 4: Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal y Sintonización de PSS
- f) Estudio 5: Estudio de diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9.
- g) Estudio 6: Estudio de Energización de Instalaciones y TRV.

Específicamente, este documento corresponde al **INFORME FINAL** del **ESTUDIO 1**, el cual incorpora los desarrollos metodológicos, el análisis de control de frecuencia y distribución de las reservas CPF y CSF y las propuestas definitivas y recomendaciones de operación.

El estudio considera 4 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

- La fase I estará focalizada en el SIC y en la puesta en servicio del enlace Mejillones y Nva. Cardones 2x500kV, 1500MW, desarrollado por la empresa T.E.N.
- La fase II seguirá focalizada en el SIC, considerando en servicio en enlace de transmisión Polpaico – Nva Pan de Azúcar – Nva Maitencillo - Nva Cardones 2x500kV, 1500MVA, desarrollado por la empresa I.S.A.
- La fase III considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatur – Los Changos 2x220kV, 1500MW, desarrollada por Transelec.
- Finalmente se considera una fase IV de estudio, planteada como caso de sensibilidad, donde se analiza la interconexión SIC-SING con un retraso en el proyecto de transmisión POLPAICO – NVA. PAN DE AZÚCAR – NVA. MAITENCILLO – NVA. CARDONES 2x500kV, 1500MVA.

La fase I y II sólo representan, en términos de control de frecuencia, la incorporación de una central cuya potencia máxima es menor que las actuales unidades existentes en el SIC, de modo que no se realiza un análisis exhaustivo de estas topologías. Por otra parte, en la fase IV se ha identificado una importante interdependencia entre estabilidad angular, control de tensión, estabilidad oscilatoria y control de frecuencia, de modo que se ha abordado cada escenario de forma integral. El informe asociado a tal estudio se identifica como "Operación topología FASE IV".

De esta forma, el foco de este estudio se concentra sobre la fase III, donde los sistemas SIC y SING operan interconectados. El capítulo 8 presenta en detalle las CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. A continuación se resumen los principales resultados y recomendaciones para el correcto desempeño del control primario y secundario de frecuencia.

PRINCIPALES RESULTADOS

Mínima inercia

Para lograr un adecuado control de frecuencia, el sistema debe tener la suficiente robustez para controlar la caída inicial de la frecuencia, de modo que la misma no descienda por debajo de 48,30Hz (Art 5-40) y, por otra parte, que no se produzca una desvinculación sincrónica de las diferentes áreas, por inestabilidad angular. A partir de los análisis de estabilidad transitoria en las condiciones de máximas transferencias por el sistema de transmisión de 500kV (NORTE → SUR y SUR → NORTE) se determina que:

- El SING deberá contar con una inercia post-contingencia mínima de **9360 MVAs** (equivalente a $\approx 1900\text{MVA} \times 5\text{seg}$). Esta inercia contempla a todas las unidades al norte de LOS CHANGOS, descontando la del generador de mayor despacho (U16 con 393MW como falla de severidad 5).
- En el caso del SIC, se encuentra una respuesta transitoria aceptable sobre un escenario extremo de inercia post-contingencia mínima de **8572 MVAs** (equivalente a $\approx 1700\text{MVA} \times 5\text{seg}$). Esta inercia contempla a las unidades al sur de POLPAICO, descontando la del generador de mayor despacho (CC San Isidro 2 con 393MW como falla de severidad 5). Este caso cuenta una inercia significativamente menor a lo previsto de los escenarios de Programación a Corto Plazo (PCP), de modo que la inercia de esta área se satisface de forma natural por la operación económica.

Siendo que los requerimientos de inercia mínima (SING) se encuentran asociados a fenómenos de inestabilidad angular entre las áreas, el mejoramiento del soporte de tensión (controles dinámicos en parques ERNC¹, equipos CERs/STATCOMs/SVCPlus y/o las obras de transmisión proyectadas) podría reducir esta exigencia.

¹ Control rápido de la tensión, comparables con la respuesta de equipos de compensación estática tipo STATCOM/SVCPlus.

Control Primario

Analizando las variaciones aleatorias de la demanda de ambos sistemas y proyectando las variaciones de los actuales parques ERNC para una inyección de hasta 2000MW, se determina una **reserva total mínima para control primario de frecuencia por variaciones de $\pm 73\text{MW}$** .

El monto de **reserva mínima para contingencia**, surgirá de un proceso de optimización económica entre el mayor costo de operar las máquinas con reserva y el costo de la energía no suministrada en caso de actuación del EDAC. Este resultado de optimización siempre deberá verificar que se cumpla con el monto de mínima reserva requerida técnicamente. En este sentido, se identifica que manteniendo un monto de reserva para contingencia simple equivalente a la suma de **los montos actualmente utilizados** por cada sistema (**315MW**), **la integración redundante en una mejora significativa** de la respuesta ante una falla de severidad 5 (pérdida del generador de mayor tamaño) no previéndose operación de EDACxBF en condiciones de mínima demanda. Contemplando un control de frecuencia mixto, dado por las actuales unidades participantes del SIC, sumadas a las del SING, se logra un adecuado desempeño del CPF con **una reserva mínima total de hasta 200MW (admitiendo EDACxBF)**. Se valida el correcto desempeño de tal valor ante condiciones de mínima inercia producto de una demanda baja (7000MW) en simultáneo con un aporte renovable del 22%.

Los análisis de respuesta dinámica ponen en evidencia la conveniencia de:

- **Distribuir la reserva tanto en localización como en tipo de unidades**, para contar con una mejor respuesta global del control primario y acotar las transferencias por el sistema de transmisión ante desbalances importantes de demanda/generación. En particular se encuentra que al menos un **30% de la reserva primaria total debe ser asignada en el SING**. Esto permite minimizar las fluctuaciones de las transferencias ante variaciones aleatorias de la demanda y permite asegurar un adecuado comportamiento de las tensiones del sistema de transmisión ante la pérdida de una unidad de dicha área, en escenarios donde la misma sea importadora.
- **Aumentar la cantidad de unidades participantes**, lo que permite reducir los requerimientos individuales de reserva y mejorar el desempeño global del control de frecuencia.

De estos puntos surge que, ante la integración de ambos sistemas, deben mantenerse las unidades participantes en el control de frecuencia de ambos sistemas (incluidos los BESS) y se recomienda que se incorporen las unidades que tienen capacidad para hacerlo (principalmente unidades térmicas del SIC).

En base a las restricciones encontradas de mínima inercia y reserva para CPF en el SING, la Tabla 1.1 resume un conjunto de mínimas unidades necesarias en tal área, para cumplir con las exigencias encontradas. La selección de estas unidades toma en consideración el costo marginal

(en correspondencia con la frecuencia en que la unidad se encuentre despachada en los escenarios PCP) y la efectividad de la respuesta dinámica de sus reguladores de velocidad homologados².

De esta tabla se aprecia que existen unidades de bajo costo, requeridas para proveer inercia, que no participan adecuadamente en el control primario. Estas unidades requieren una adecuación de sus reguladores a las exigencias de la NTSyCS, lo cual no sólo mejorará el desempeño global del control, sino que permitirá mayor flexibilidad de operación ante la indisponibilidad o la no participación del despacho (económico) de alguna de las unidades propuestas.

Unidad		Inercia	CPF	
Nombre	S [MVA]		Variaciones	Contingencia
TOCOPILLA - U16	500	✓	No participa	✓
ANGAMOS 1 (ANG1)	330	✓	No participa	✓
CT HORNITOS (CTH)	210	✓	No participa	No participa
CT TARAPACÁ (CTTAR)	186	✓	✓	No participa
CT ANDINA (CTA)	210	✓	No participa	No participa
CT MEJILLONES 1 (CTM1)	176,5	✓	✓	No participa
CT MEJILLONES 2 (CTM2)	197,3	✓	✓	No participa
NORGENER 1 (NTO1)	156,5	✓	✓	✓ *
NORGENER 2 (NTO2)	156,5	✓	✓	✓ *
TOCOPILLA - U15	147	✓	✓	✓
TOCOPILLA - U14	147	✓	✓	✓
TOCOPILLA - U13	92	✓ *	✓	✓
TOCOPILLA - U12	92	✓ *	✓	✓
BESS ANDES	11,2	No participa	No participa	✓
BESS ANGAMOS	20	No participa	No participa	✓
BESS COCHRANE	20	No participa	No participa	✓

* Participan pero no son estrictamente requeridas como unidades mínimas para la función indicada

Tabla 1.1 - Unidades mínimas propuestas SING

En el caso de aporte al CPF por variaciones, las unidades no participan correctamente principalmente debido a una excesiva Banda Muerta (mayor a ± 25 Hz). En el caso de CPF por contingencia, las unidades no participan adecuadamente por contar con elevado estatismo (mayor a 8%).

Los resultados del análisis de contingencias simples en escenarios normales no determinan exigencias particulares para el control de frecuencia de los **parques eólicos y fotovoltaicos**. No obstante, ante condiciones de contingencias más severas (ver Estudio 5 - "Diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9") se observa que para lograr un desempeño dinámico satisfactorio ante fallas que separan el sistema, los controles de frecuencia/potencia de estos parques **deben cumplir con los requisitos establecidos en el Art. 3-16 de la NTSyCS**.

² La selección de las unidades se basa en obtener los mejores resultados con los actuales recursos disponibles, lo cual en ningún caso desobliga al cumplimiento de los parámetros de desempeño de la NTSyCS.

Control Secundario

Del análisis de los registros disponibles de programación, demanda sistémica y proyección de las variaciones de la generación ERNC se obtiene una estimación de los montos mínimos de reserva y las características de rampas requeridas para control secundario. En particular, se obtiene una reserva total de **±247MW**, la cual disgregada en los rangos horarios de punta y resto resulta:

- Reserva_{CSF-(TOTAL)} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): **±330MW**
- Reserva_{CSF-(TOTAL)} RESTO (01:00 a 16:59 hs): **±199MW**

En cuanto a las rampas asociadas a este control, se requiere:

- **±23MW/min** para el seguimiento normal de la demanda a lo largo del día.
- **±35MW/min** para el seguimiento conjunto de demanda y generación ERNC.

En función de estos requerimientos se analiza el conjunto de unidades mínimas que puedan cumplir con los requisitos presentados de monto y rampa. Un aspecto muy relevante en relación a este punto, es que la programación -económica- horaria o Programación a Corto Plazo (resultados PCP) ya contempla el movimiento de las unidades térmicas del norte para el seguimiento horario de la demanda y generación renovable (variaciones de 1000MW/h durante las 19→21hs). Estas unidades operaran entre el mínimo y máximo técnico, con rampas equivalentes totales mayores a 10MW/min sostenida durante la mañana (negativas) y el atardecer (positivas). En base a esto, no se espera que se disponga de capacidad remanente (márgenes de regulación y rampa) para operar sólo con las unidades que se encuentran asociadas al AGC³ SING, al menos sin afectar la programación.

Con independencia de esto, se analizan las características de cada control secundario, encontrándose los siguientes resultados:

- **Unidades asociadas al AGC SING**, solamente dispondrán de los márgenes de reserva requeridos en escenarios de hidrología seca y se requerirá de despachos forzados para alcanzar las rampas requeridas para el seguimiento conjunto de demanda y generación renovable.
- **Unidades asociadas al AGC SIC**, contemplando un conjunto mínimo de las unidades hidráulicas previstas en la primera fase, las cuales se encuentran habitualmente despachadas, se alcanzan los requerimientos mínimos de reserva y rampa.

³ ACG: Automatic Generation Control – Control Automático de Generación

AGC SING Caso: Forzado			AGC SIC FASE 0 - Hidráulica (Mínima)			
Unidad	Rango [MW]	Rampa [MW/min]	Central	Un.	Rango [MW]	Rampa [MW/min]
U16 (CC)	226	11.5	Pehuénche	1	165	70
U14	47	5		2	165	70
ANG1	118	1.5	El Toro	1	112.5	37
ANG2	122	1.6		2	112.5	37
COCH1	151	2.66		3	112.5	37
COCH2	151	2.66		4	112.5	37
CTM3 (CC)	66	6	Antuco	1	150	50
KELAR TG1	162	12		2	150	50
KELAR TG2	162	12	EFECTIVO		±540	36
GA CC1	112	8				
GA CC2	112	8				
TOC TG3	18	10				
EFECTIVO	±578.8	38.6				

Tabla 1.2 – Unidades mínimas AGC SING y AGC SIC

Un aspecto a tener en consideración ante la operación del CSF en el SIC corresponde a escenarios de alta generación hidráulica que deriven en altas transferencias SUR → NORTE a lo largo de todo el sistema de transmisión de 500kV (CHARRÚA → LOS CHANGOS). En función del análisis realizado, deberán tomarse recaudos no sólo en la distribución del CPF (mayor al 30% en el SING), sino también en el CSF. Esto podrá implicar alguna de las siguientes acciones:

- Operar con márgenes de seguridad sobre las transferencias, para que el aporte post-contingencia, asociado a la pérdida de la unidad más grande del SING, resulte acorde con los límites de transmisión asociados a la estabilidad en tensión⁴. Esta opción tiene como ventaja que no altera el esquema de control secundario dependiendo de las condiciones operativas del sistema, pero tendrá impacto económico producto de las restricciones en las transferencias.
- Contemplar un modo de operación distribuido del CSF sobre unidades del SIC y SING que permita mantener acotada las transferencias por la interconexión, haciendo que el desbalance producido en el SING sea principalmente absorbido por unidades de esta área. Esta opción es sistémicamente la más ventajosa, requiriéndose evaluar la factibilidad técnica de operación en simultáneo sobre unidades de ambas regiones.

⁴ Sobre la base de un escenario de inercia post-contingencia mínima en el SING de 9360 MVAs, este límite se corresponde con los límites de capacidad térmica (25°C con sol) operando con criterio N-1.

En relación a la operación del CSF distribuido sobre unidades del SIC y el SING deberá evaluarse la factibilidad de incorporar unidades del SING sobre el previsto AGC SIC y/o las unidades del SIC sobre el previsto AGC SING. Alternativamente, se podrá establecer, al menos para los escenarios de altas transferencias SUR → NORTE, un modo de control en el cual las unidades localizadas en el SING hagan un control del intercambio de las áreas (inyección en LOS CHANGOS) mientras que las unidades del SIC hagan la regulación de frecuencia.

Más allá de las recomendaciones planteadas, se prevén posteriores estudios específicos para la definición de las metodologías de operación de los AGC SIC y SING.

Finalmente resulta importante mencionar que las unidades previstas para el CSF también se encuentran disponibles para CPF. Por otra parte, la definición NTSyCS de Reserva Secundaria (Art 1-7 #81) indica: "*Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF...*". Siendo que la cantidad de unidades que realizan control de frecuencia en el sistema resulta acotada, este aspecto normativo puede no ser compatible con la práctica real del sistema.

2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al informe 2 de uno de los 6 estudios solicitados por el COMITÉ CDEC, para evaluar la operación de los sistemas SIC y SING interconectados, específicamente enfocado en el control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF.

El desarrollo del estudio contempla una adecuada representación del SIC y el SING mediante una base de datos integrada y acondicionada con suficiente detalle, en la cual se incorporan nuevos modelos matemáticos desarrollados a partir de homologaciones en campo de unidades sincrónicas, fotovoltaicas y eólicas. De esta forma, el análisis se efectúa sobre una base de datos que representa al sistema con la mayor precisión posible en función de la información disponible.

El estudio considera 4 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

- La fase I estará focalizada en el SIC y en la puesta en servicio del enlace Mejillones y Nva. Cardones 2x500kV, 1500MW, desarrollado por la empresa T.E.N.
- La fase II seguirá focalizada en el SIC, considerando en servicio en enlace de transmisión Polpaico – Nva Pan de Azúcar – Nva Maitencillo - Nva Cardones 2x500kV, 1500MVA, desarrollado por la empresa I.S.A.
- La fase III considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatur – Los Changos 2x220kV, 1500MW, desarrollada por Transelec.
- Finalmente se considera una fase IV de estudio, planteada como caso de sensibilidad, donde se analiza la interconexión SIC-SING con un retraso en el proyecto de transmisión POLPAICO – NVA. PAN DE AZÚCAR – NVA. MAITENCILLO – NVA. CARDONES 2x500kV, 1500MVA.

Para cada una de estas condiciones se consideran diversas condiciones de demanda, transferencias, combinaciones de despacho térmico/hidráulico y de disponibilidad solar/eólica.

En vistas que la fase I y II sólo representan, en términos de control de frecuencia, la incorporación de una central cuya potencia máxima es menor que las actuales unidades existentes en el SIC, no se contemplará un análisis exhaustivo de esta topología. El foco de este estudio se concentrará sobre la fase III, donde los sistemas SIC y SING operen interconectados. En particular se realizarán recomendaciones específicas para la condición operativa normal.

En función de los resultados preliminares obtenidos para la condición de sensibilidad retraso del proyecto Polpaico – Nva Cardones 2x500 kV, se ha decidido concentrar los análisis desde distintos ámbitos (estabilidad angular, control de tensión, estabilidad oscilatoria y control de frecuencia) sobre un mismo estudio, de modo de abordar cada escenario de forma integral. El informe asociado a tal estudio se identifica como EE-ES-2016-1352 – “Operación topología FASE IV”.

3 ANTECEDENTES

3.1 Aspectos Normativos

El estudio se desarrolla tomando como marco normativo los artículos de la NTSyCS atinentes a la estabilidad y operación del sistema. Dicho marco, permite establecer criterios para identificar condiciones de riesgo o franco incumplimiento, así como también para validar la calidad de las soluciones propuestas ante las problemáticas detectadas. Para este estudio son de principal importancia los siguientes extractos de la NTSyCS.

3.1.1 Definiciones

22. **Control de Frecuencia:** *Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.*

23. **Control de Tensión:** *Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos en el CAPÍTULO N°5.*

24. **Control Primario de Frecuencia:** *Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.*

25. **Control Secundario de Frecuencia:** *Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin.*

La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos.

Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.

26. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** *En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las*

desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.

28. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.
79. **Reserva en Giro:** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.
80. **Reserva Primaria:** Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.
81. **Reserva Secundaria:** Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.

3.1.2 Exigencias a Instalaciones de Generación

Artículo 3-5

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 5).
Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aplicar un monto de EDAC mayor que el que se justifica económicamente en la aplicación del Criterio N-1, evaluado en los términos indicados en el Artículo 5-5, la DO podrá limitar el despacho de esta unidad.
- e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior.

- f) *Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.*
- i) *Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.*
- j) *Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-16.*
- k) *Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa.*

Artículo 3-9

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que la DO exija la desconexión forzada):

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por la DO. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos

de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar a la DO dicha posibilidad.

Artículo 3-10

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-9, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.
- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].
- c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

A requerimiento de la DO, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

3.1.3 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio

Artículo 5-30

El CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

Artículo 5-40

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

Artículo 5-41

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos de CPF, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora sincrónica o los parques eólicos o fotovoltaicos.

Artículo 5-42

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, la DO deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-30, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-9.

En el caso que los EDAG y Sistemas de Protección Multiárea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-9, el CDC estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

Artículo 5-67

La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \left| \frac{\Delta f_{\max}^*(k)}{\Delta f_{\max}} \right|$$

Donde,

- $\Delta f_{\max}^*(k)$: *desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.*
- Δf_{\max} : *desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.*

Artículo 5-68

En la operación real, la DO deberá calcular para cada hora el valor del FECF realizando la medición de la frecuencia con un intervalo de muestreo de 10 segundos, filtrando las componentes rápidas mediante un filtro digital de promedio móvil de 6 minutos, y efectuando un promedio horario de los valores absolutos resultantes de las desviaciones filtradas de la frecuencia. A

continuación, se determinará el valor del FECF para esa hora, aplicando la fórmula indicada en el artículo precedente.

Artículo 5-69

La DP deberá definir e informar trimestralmente a los Coordinados, de acuerdo al Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto", el valor mínimo del FECF así como el valor de desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF. En cualquier caso, el valor de FECF no deberá ser menor a 0,45.

3.1.4 Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio

Artículo 6-43

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar la DO, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, a través de:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente NT.
- b) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.
- c) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Artículo 6-44

El nivel de reserva requerido para el CPF con el SI operando en Estado Normal, que permite cumplir con los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, será aquel que resulte consistente con la reserva óptima en sentido económico, entendiéndose por tal, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico, para mantener suficiente reserva para el CPF, y los costos evitados de ENS de corta duración, en los que se incurriría de no contar con esa reserva.

Artículo 6-45

La DO deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para un horizonte de operación de 12 meses, con resolución trimestral o menor. Este estudio se revisará y ajustará a la finalización de ese período, o antes de su finalización, en caso de que se produzcan incorporaciones de unidades generadoras de tamaño relevante o importantes modificaciones en el SI, que puedan afectar los planes y programas del Control de Frecuencia.

Artículo 6-46

- a) *Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses; la variación estimada de la demanda con la frecuencia; y un registro de las variaciones intempestivas de demanda que sea representativo de cada escenario.*
- b) *Representación de la variación de la demanda con la frecuencia.*
- c) *Para las unidades generadoras, se utilizará la última programación de la operación de 12 meses.*
- d) *Las tasas de indisponibilidad forzada y programada de las unidades generadoras serán las que se encuentren vigentes en el CDEC.*
- e) *Las tasas de indisponibilidad forzada y programada para las instalaciones del ST serán las que se vayan acumulando mediante el control estadístico que deberá desarrollar la DP.*
- f) *Los costos variables de operación de centrales termoeléctricas, la previsión de la producción de las centrales hidroeléctricas, el programa de mantenimiento mayor actualizado, así como las restricciones técnicas de las unidades generadoras y el ST, serán definidos por la DO, de acuerdo a los procedimientos e información que se encuentre vigente en el CDEC.*
- g) *El Costo de Falla de Corta Duración correspondiente al costo unitario de la ENS de corta duración definido en la presente NT o el que en su reemplazo determine la Comisión.*
- h) *El estudio deberá contemplar la utilización de los EDAC habilitados y los proyectados para el horizonte del presente estudio, de acuerdo con lo determinado en el último Estudio EDAC.*

Artículo 6-49

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación de la reserva óptima para el CPF, la DO deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del CPF, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadoras del SI.

No obstante lo anterior, se podrá aceptar que algunas unidades generadoras aporten su porcentaje de reserva a través de recursos propios o a través de la sustitución que puedan realizar otras unidades generadoras. La sustitución podrá ser realizada siempre y cuando se asegure en cada zona del SI una asignación adecuada de reserva para CPF, conforme lo determine el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

Artículo 6-50

La reserva para el CSF será establecida por la DO en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.

3.2 Documentación y Estudios CDEC

Para el desarrollo del estudio, se toman como referencia al menos los siguientes documentos:

CDEC-SIC

- EE-ES-2009-411_revD_Esquema de Regulación Distribuida de Frecuencia en el SIC
- EE-ES-2011-336_Estudio-Especifico-de-AGC
- EE-ES-2011-372_Definicion_del_tipo_de_CSF_a_implementar
- EE-ES-2013-066 – “ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC - INCORPORACIÓN DE PARQUES EÓLICOS Y SOLARES 2014 – 2017”
- EE-ES-2015-0972-RB_Estudio_de_operacion_SIC_NORTE_e_interconexion_SING
- Estudio-CFyDR-Final-2015
- Estudio_Diseño_Programa_Implementación_AGC_SIC
- ESTUDIO_EDAC_Nov-2015-Oct-2017
- MINUTA DOP N°001-2015_v2

CDEC-SING

- 2016.02.26 Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
- Diseño, programa e implementación del AGC_07-03-2016
- 2015.06.26 Estudio EDAC Subfrecuencia FINAL

4 METODOLOGÍA

4.1 Generalidades

Actualmente, cada uno de los operadores de los sistemas SIC y SING, realiza de forma independiente, los ESTUDIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS en conformidad con lo indicado en el título 6-8 de la NTSyCS. En el desarrollo de estos estudios se utilizan registros históricos de la operación del sistema para la determinación de las reservas y características del control de frecuencia a utilizar consecuentemente. La periodicidad de este estudio es anual, pudiendo realizarse una actualización del mismo en el caso que se produzcan modificaciones en el Sistema que afecten sensiblemente a los resultados y/o conclusiones del mismo.

En términos de los estudios de control de frecuencia, la interconexión y unificación de ambos sistemas plantea, en primera instancia, los siguientes desafíos:

- **Tratamiento de registros y extrapolación de resultados.** Este primer punto se refiere a anticipar el comportamiento del sistema integrado sobre la base de los registros históricos individuales de cada uno de ellos.
- **Definición de una propuesta integral para el control de frecuencia.** Este segundo punto se debe a que actualmente no sólo existen diferencias respecto a los modos de regulación de cada sistema, sino que también cada operador utiliza diferentes metodologías para la determinación de las reservas.

Asimismo, a estos puntos directamente inherentes a la interconexión, se le suman otros factores de interés como los elevados niveles de penetración renovable y el inminente cambio en la filosofía de control de frecuencia ante la implementación del AGC.

El presente Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas se encuentra enmarcado en el Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados, el cual prevé un enfoque técnico integral para definir las condiciones operativas a contemplar en cada fase. Los resultados completos de este estudio, serán los parámetros de entrada para la posterior construcción de escenarios y definición de aspectos económicamente óptimos (topologías, despachos, reservas, etc.). En este sentido, en cada uno de los puntos analizados en este estudio se plantean hipótesis que prioricen resultados razonablemente conservadores en términos de estabilidad y seguridad del sistema interconectado, entendiendo que los efectos de optimización y mejoras en las precisiones de los resultados surgirán a medida que se incorpore experiencia de la operación unificada real.

En vistas que la fase I y II sólo representan, en términos de control de frecuencia, la incorporación de una central cuya potencia máxima es menor que las actuales unidades existentes en el SIC, no se contemplará un análisis exhaustivo de esta topología. El foco de este estudio se concentrará sobre la fase III, donde los sistemas SIC y SING operen interconectados mediante los enlaces de 2x500kV. Para la condición de sensibilidad ante el retraso del proyecto Polpaico – Nva Cardones 2x500 kV, se integran todos los análisis (estabilidad angular, control de tensión, estabilidad oscilatoria y control de frecuencia) dentro del informe EE-ES-2016-1149.

Para el desarrollo de este estudio se prevén básicamente tres partes:

- La primera parte, corresponde al análisis de las metodologías actuales del control de frecuencia y asignación de reservas de cada sistema, junto con la filosofía propuesta para la operación unificada.
- La segunda parte, contempla el procesamiento de los registros históricos para la determinación, sobre la base de la propuesta realizada en la primera parte, de parámetros estadísticos de interés. Este análisis será realizado en Python mediante algoritmos de cálculo específicamente diseñados. Los parámetros aquí obtenidos serán:
 - Reservas de control primario asociadas a fluctuaciones aleatorias.
 - Reservas de control secundario asociadas a errores de predicción y variaciones aleatorias intrahorarias.
 - Máximas rampas de subida/bajada de carga requeridas por el control de frecuencia.
 - Fluctuaciones instantáneas e intrahorarias de las demandas de las distintas regiones.
 - Fluctuaciones instantáneas e intrahorarias de la generación renovable de las distintas regiones.
- La tercera parte, atañe al análisis dinámico integral sobre la base de datos P.F. DIGSILENT donde se obtendrán conclusiones relativas a:
 - Niveles mínimos de CPF ante contingencias.
 - Mínima inercia requerida en el sistema.
 - Efectos y recomendaciones para la localización geográfica de las reservas.

- Efectos y recomendaciones para la localización de las reservas según tipo de unidades.
- Efectos y posibles restricciones de transmisión debido a variaciones de Demanda y Generación ERNC
- Máximas rampas de subida o bajada de carga admisible por el sistema.

El siguiente esquema resume de forma general las etapas que conforman la metodología de estudio.

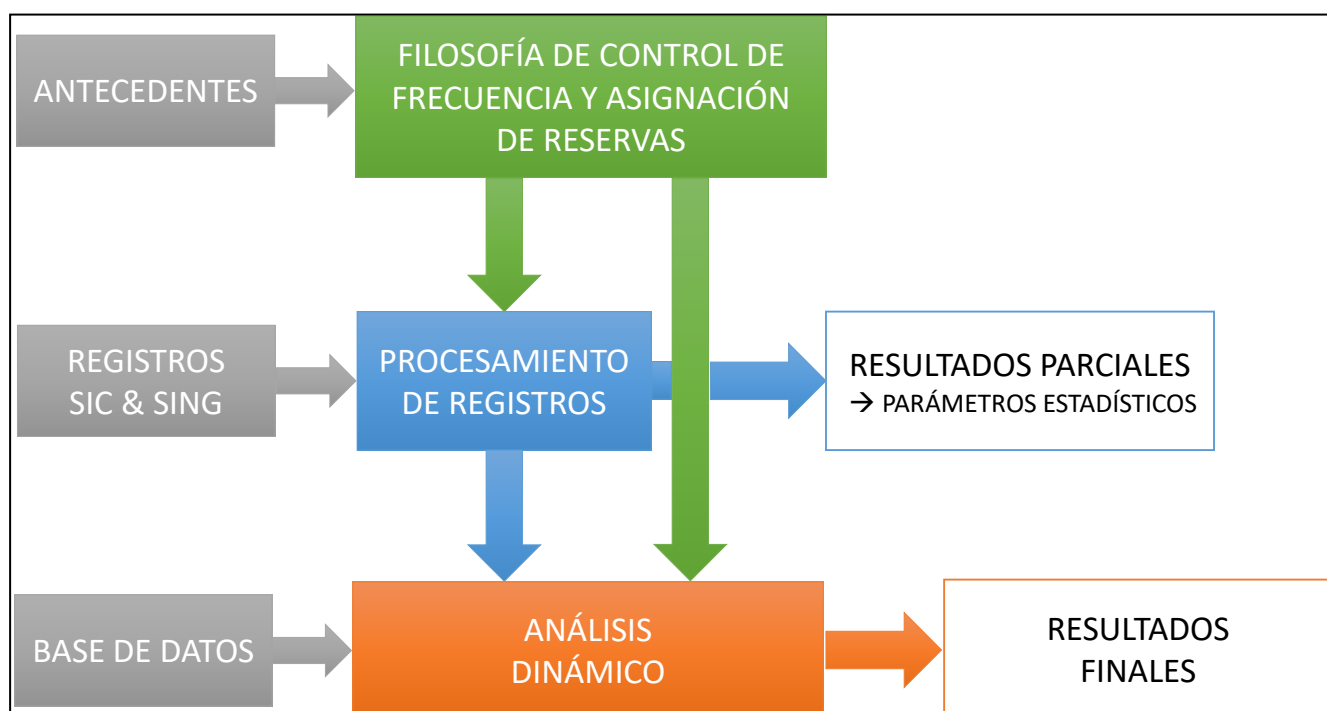


Figura 4-1 Esquema General de Etapas en Metodología de Estudio

4.2 Filosofía de Control de Frecuencia y Asignación de Reservas

4.2.1 Control Primario

El control primario tiene como objetivo controlar las desviaciones instantáneas de la frecuencia y establecer el equilibrio entre generación y demanda por un tiempo acotado. La acción del mismo obedece tanto a variaciones aleatorias normales de la demanda como a eventos (contingencias) que deriven en desbalances mayores.

Reserva asociada a fluctuaciones instantáneas

Esta componente de la reserva primaria tiene como objetivo abastecer las variaciones instantáneas aleatorias de la demanda y fuentes fluctuantes (ERNC). Actualmente cada operador determina esta magnitud de forma diferente y también se tienen discrepancias en el comportamiento de los controles para abastecer a esta componente de desbalance. De modo resumido, se aplican los siguientes criterios:

- El CDEC-SIC utiliza como variable representativa de las fluctuaciones a la diferencia entre el valor instantáneo de la generación total (muestra de 10 segundos) respecto a una media móvil (tendencia lineal) con un intervalo de tiempo de 45-30 minutos (año 2015-2016 respectivamente). A partir de las fluctuaciones obtenidas en un período de un mes, se determina la reserva requerida para un intervalo de tolerancia del 95% ($1,96 \sigma$).
- El CDEC-SING contempla como dato de entrada a la diferencia entre el valor máximo y mínimo de generación instantáneo (muestra de 4 segundos) ocurrido durante el intervalo de tiempo de 5 minutos. A partir de los errores en un período de 6 meses, se determina la reserva requerida para un intervalo de tolerancia del 97% ($2,17 \sigma$).

Naturalmente, en ambos casos se eliminan los registros instantáneos que involucren pérdidas de generación/consumos o maniobras operacionales.

Como puede apreciarse, existe una clara diferencia en la metodología de cálculo, donde a esto se le suman dos aspectos:

- Por un lado, en el caso del SIC, esta reserva se suma algebraicamente a la reserva asociada a contingencias y se asigna a la "unidad Piloto", un generador con alta velocidad de respuesta y estatismo cercano a cero.
- Por otra parte, en el SING, la reserva aquí calculada se contempla contenida dentro de las reservas asociadas a contingencia (se verifica que sea menor) y es asignada a todas las unidades que realizan CPF (sin contemplar los BESS).

Para la determinación de la reserva requerida para control primario de frecuencia, asociada a las fluctuaciones de la demanda y fuentes fluctuantes del sistema completo se propone la siguiente metodología:

1. Integración de registros de ambos sistemas, generando un set de vectores que contemplen instante a instante (~ 5 segundos) la generación real total (SIC+SING).

Se contempla una etapa de filtrado previo para eliminar variaciones excesivas asociadas a eventos de pérdidas de generación/consumos o maniobras operacionales.

2. Cálculo de errores a partir de las diferencias entre las muestras instantáneas y la media de 15 minutos y las diferencias entre valores instantáneos y la media horaria.
3. Se compararán los resultados respecto los valores obtenidos mediante las metodologías actuales y, junto con el análisis de los efectos de estas fluctuaciones sobre la frecuencia (análisis dinámico sistémico) se realizará una propuesta de metodología indicando también intervalo de tolerancia.

Entendiendo que las variaciones en ambos sistemas resultan aleatorias e independientes entre sí, se espera encontrar una relación tal que $\sigma_{\text{TOTAL}}^2 \approx \sigma_{\text{SIC}}^2 + \sigma_{\text{SING}}^2$.

Asimismo, se contempla que esta reserva obtenida debe sumarse algebraicamente a la reserva asociada a contingencias, siendo que la condición de agotamiento de la reserva por fluctuaciones es una condición normalmente frecuente y, por lo tanto, de contemplarse como parte de la reserva de contingencia, derivaría en una condición de menor grado de seguridad.

Reserva asociada a contingencias

La reserva asignada a contingencias debe ser mayor que el nivel técnicamente mínimo y próxima al óptimo que se obtiene de la evaluación técnico-económica Costo de Reserva vs Costo de Energía No Suministrada.

En el marco del presente estudio el principal objetivo corresponde a determinar los mínimos niveles de reserva técnicamente admitidos por el sistema en base a las simulaciones dinámicas de eventos de contingencia simple que deriven en elevados desbalances. En línea con los criterios utilizados por ambos operadores, se prevé simulaciones de fallas de Severidad 5 en diversas condiciones operativas.

Respecto a los montos de reserva, tomando como referencia el estudio EE-ES-2015-0972 – “Estudio de operación de la zona norte del SIC e Interconexión con el SING” se analizarán al menos los siguientes casos:

- Reserva para contingencia equivalente a la suma de los niveles actuales de cada sistema. Esta condición pretende mostrar la mejora técnica esperada en el control de frecuencia ante la interconexión de ambos sistemas, sin contemplar una optimización económica global.
- Reserva para contingencia reducida respecto a la actual de ambos sistemas de modo de cumplir, al límite, con los parámetros de desempeño indicados en los Art. 5-40, 5-42 y 5-30 de la NTSyCS. Específicamente se evaluará que la frecuencia no descienda transitoriamente por debajo de 48,3Hz y que la misma se reestablezca por encima de 49,3Hz. Para este análisis se contemplarán los EDACxBF actualmente implementados en cada sistema.

4.2.2 Control Secundario

Conforme a los antecedentes provistos resulta coherente plantear que en el horizonte de estudio se contará con un control AGC, encargado del control secundario de frecuencia del sistema.

Si bien se tomarán los antecedentes suministrados respecto a las centrales que se espera formen parte de cada AGC (SIC y SING), se prevé que el estudio obtenga resultados genéricos en cuanto a los mínimos de reserva, rampas de toma/bajada de carga, cantidad de unidades requeridas, etc.

Determinación de la reserva

La reserva para control secundario debe compensar las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.

Actualmente, cada operador determina esta reserva de forma diferente, de modo resumido:

- El CDEC-SIC utiliza como variable de entrada el error que se determina entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas. A partir de los errores obtenidos hora a hora, se determina la reserva requerida para un intervalo de tolerancia del 95% ($1,96 \sigma$).
- El CDEC-SING contempla como dato de entrada directamente la diferencia entre la potencia media real y programada. A partir de los errores obtenidos hora a hora, se determina la reserva requerida para un intervalo de tolerancia del 97% ($2,17 \sigma$).

Con independencia de las diferencias en el intervalo de tolerancia contemplado, la principal diferencia entre sistemas radica que en el SIC se contempla para la hora "i" que se han corregido, mediante re-despacho, los errores de la hora "i-1", mientras que en el SING se contemplan los errores (diferencias) de todas las horas.

Para la determinación de la reserva requerida para el control secundario de frecuencia, asociada a los errores de previsión de la demanda del sistema completo se propone la siguiente metodología:

1. Integración de registros de ambos sistemas, generando un set de vectores que contemplen hora a hora el Despacho Programado y la Potencia real total (SIC+SING)⁵. Esta fusión de los datos contempla una condición inicial donde cada sistema sigue haciendo sus previsiones y despachos con independencia de su par. De esta forma cada sistema contará con errores de predicción teóricamente independientes.
2. Cálculo de errores según metodología SIC; se contempla que esta metodología es más coherente con la operación real esperada del sistema completo. No obstante, se prevé comparar los resultados respecto a la aplicación de la metodología SING y la obtención de conclusiones al respecto. Asimismo, se analizará conforme a lo realizado actualmente por ambos operadores, la dependencia de la reserva con el período horario contemplado.

Entendiendo que los errores cometidos en ambos sistemas resultan aleatorios e independientes entre sí, se espera encontrar una relación tal que $\sigma_{TOTAL}^2 \approx \sigma_{SIC}^2 + \sigma_{SING}^2$

Complementando a estos resultados se calculará la componente adicional de reserva para control secundario considerando que no existen errores de predicción. Esta reserva se determina en base a las diferencias entre la media de 15 minutos y la media horaria de la demanda total del sistema (15m/1h), de modo similar a lo presentado en el estudio EE-ES-2011-372 – “Definición del tipo de CSF a implementar”. Dentro del capítulo 6 se ahonda en este concepto y como relaciona con el concepto actualmente utilizado de reserva para CSF.

La ventana de tiempo para el cálculo de la reserva por errores de previsión en la demanda debe guardar relación con el intervalo que se utilice para la programación de la generación, 60 min en este caso. En caso de aumentarse la resolución de la previsión (i.e. contemplando despachos cada 30min o 15 min) deberá reducirse la ventana utilizada, así como también reevaluarse las ventanas utilizadas para las variaciones intrahorarias lentas.

En este sentido, contemplar menores intervalos de despacho, en particular teniendo en cuenta la disponibilidad de pronósticos de corto plazo para las fuentes renovables, permitirá acotar errores de previsión así como también la reserva por fluctuaciones aleatorias lentas, redundando en una reducción de la reserva requerida para CSF.

⁵ Los registros utilizados para estos análisis se encuentran filtrados de eventos de desbalance de demanda/generación producidos por contingencias.

Tasa mínima de subida/bajada de carga

A partir del procesamiento de los registros se calcularán las rampas esperadas de subida/bajada de carga en el espectro del CSF. Estas rampas contemplarán los efectos combinados de variaciones de consumo y de generación renovable. A partir de estos datos se determinarán las exigencias mínimas de rampas requeridas para el CSF y, si fuera necesario, restricciones particulares sobre los parques renovables.

Las máximas rampas relativas a CSF se determinarán en base a las diferencias entre promedios consecutivos de 15 minutos, validándose también a partir del cálculo de las pendientes de las medias móviles calculadas según la filosofía CDEC-SIC (tendencia lineal)

4.3 Procesamiento de Registros

Los registros de la operación actual de cada sistema son los datos de entrada para la determinación de los efectos estocásticos de las variaciones esperadas. En base a la información solicitada en instancias anteriores (informe: EE-ES-2016-0742 y minuta: EE-MI-2016-0832), se utilizará como base para el estudio registros disponibles de potencia y frecuencia según el detalle presentado a continuación. La siguiente tabla resume los tipos de registros disponibles de cada sistema.

FECHA:	Año	2015												2016						
	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
SIC	Señales Scada																			
	Gen Real y Programada																			
SING	Señales Scada																			
	Gen Programada																			
Referencias:																				
	Muestreo c/~5seg.																			
	Muestreo c/~5seg. y c/~1min.																			
	Muestreo c/1hora																			

Tabla 4-1 Tipos de Registros Disponibles en cada Sistema

Detalle variables SCADA

Las variables obtenidas del SCADA SIC, se resume en la siguiente tabla. A estos registros se le adicionan otras variables adicionales de transferencias, requeridas para desacoplar zona Metropolitana, de la Bío-Bío, según lo descrito en la Minuta Técnica N° 2.

Señales SCADA SIC c/~5seg.			
PARQUES EÓLICOS	PARQUES SOLARES	ZONAS	FRECUENCIA
Canela 2	Carrera Pinto	ATACAMA	P. AZÚCAR
Cuel	Chañares	COQUIMBO	C. NAVIA
El Arrayán	Conejo	QUINTA	P. MONTT
Los Buenos Aires	Diego de Almagro	METROPOLITANA	CHARRUA
Los Cururos	Javieria	O'HIGGINS	
Monte Redondo	Lalackama	MAULE	
Punta Palmeras	Llano de Llampos	BIO-BIO	
Renaico	Los Loros	ARAUCANÍA	
San Pedro	Luz del Norte	LOS RÍOS	
Talinay	Salvador	LOS LAGOS	
Talinay Poniente	Pampa Solar Norte	SIC TOTAL	
Taltal	San Andrés		
Total			

Tabla 4-2 Variables Obtenidas desde SCADA SIC

Las variables obtenidas del SCADA SING se resumen a continuación. Una parte de estos registros cuentan con una tasa del orden del segundo, mientras que otros se disponen en el rango

del minuto. Adicionalmente se solicitó posteriormente registros de la interconexión SADI-SING para validar las diferencias en el desempeño del control de frecuencia cuando el SING se encuentra acoplado a tal sistema.

Señales SCADA SING c/~5seg - c/1min			
PARQUES EÓLICOS	PARQUES SOLARES	ZONAS	FRECUENCIA
VALLE DE LOS VIENTOS	ANDES	TOTAL SING	CRUCERO
	FINIS TERRAE		
	HUYACA		
	MARIA ELENA		
	JAMA		

Tabla 4-3 Variables Obtenidas desde SCADA SING

En la fase de procesamiento se prevé la construcción de las rutinas que armonicen los datos suministrados y puedan determinar los resultados específicos mencionados en 4.1.

Las siguientes figuras muestran un caso ejemplo del procesamiento de un registro de potencia para la obtención de los parámetros representativos de las variaciones instantáneas mediante diferentes métodos (CDEC-SIC, CDEC-SING y a analizar). En primera instancia se muestra un registro diario completo mientras que en la segunda figura se muestra el detalle para un rango de 16:00 → 20:00 horas.

De estas variaciones se obtendrán los respectivos desvíos estándares y los índices de correlación (horarios e intrahorarios) entre distintas zonas y entre parques renovables de modo de caracterizar así su comportamiento estocástico.

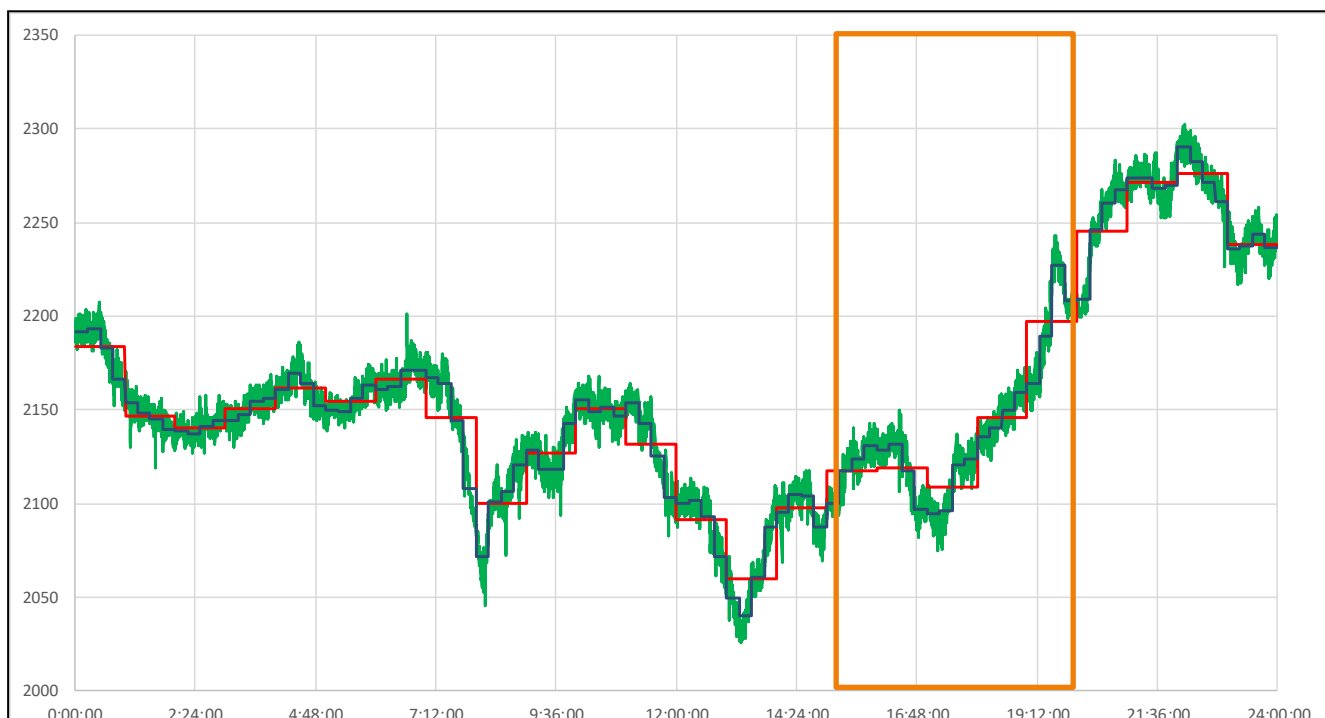


Figura 4-2 Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia – Registro Diario Completo

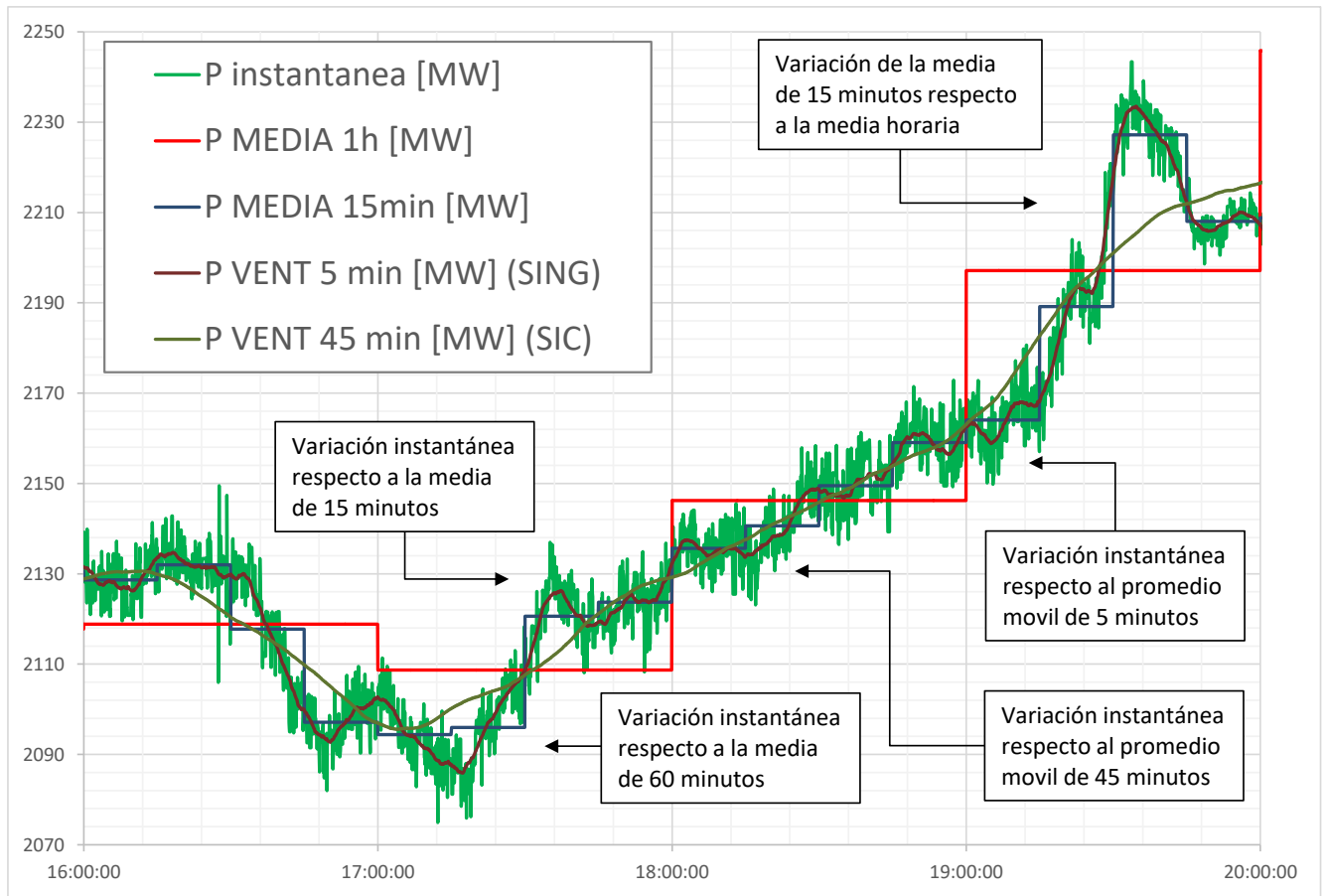


Figura 4-3 Ejemplo Procesamiento de un Registro de Potencia – Registro 16:00 → 20:00 horas

4.4 Análisis Dinámico

El análisis dinámico comprende el estudio exhaustivo de los desbalances entre demanda y generación sobre la base de datos P.F. DIgSILENT unificada SIC+SING, a lo que se le suma un análisis específico de los reguladores de velocidad sobre un banco de pruebas.

En esta sección del estudio se integran los resultados del procesamiento de los registros los cuales, junto con las filosofías actuales y propuestas para el control de frecuencia, permitirán obtener los resultados y recomendaciones requeridas.

4.4.1 Parámetros de Desempeño de Unidades Sincrónicas

Como primera parte del análisis dinámico se estudia el desempeño de los modelos de control de frecuencia homologados de la base de datos. El objetivo del mismo es obtener información acerca del desempeño del control de frecuencia de las unidades, de modo que:

- Los montos de reservas asignadas resulten coherentes con la potencia que realmente entregarán los modelos en las simulaciones, en un intervalo de tiempo.
- La selección de unidades candidatas para el control de frecuencia se realice conociendo las características y limitaciones de las mismas.
- Puedan anticiparse recomendaciones/adecuaciones sobre los controles de las máquinas para lograr un mejor desempeño del sistema integrado, tomando como referencia las exigencias mínimas del Artículo 3-16 de la NTSyCS.

Este análisis se realiza sobre un banco de pruebas, analizando la respuesta ante variaciones de la frecuencia real, con el objetivo de obtener en primera instancia, los siguientes índices de interés:

- Banda muerta del control. Obtenido a través del análisis de variaciones sobre la frecuencia medida por el mismo.
- Potencia máxima. Se identifican los máximos niveles de despacho de acuerdo a las limitaciones de los modelos, junto con el máximo despliegue de potencia para diferentes intervalos de tiempo (@2min, @5min. y @10min), partiendo de un despacho inicial equivalente al 90% de su máxima potencia de inicialización y ante un escalón del -2% en la frecuencia (-1Hz).
- Reserva efectiva y potencia desarrollada. Máxima potencia que desarrolla una unidad para la contribución al CPF por contingencia. Calculada como el aporte realizado en $T=10\text{seg.}$ luego de la aplicación de un escalón del -2% (-1Hz) en la frecuencia medida real, estando la unidad a diferentes niveles de despacho (desde 50% a 100%).

A modo de sensibilidad también se realiza un escalón de -200mHz para estimar el aporte al CPF en condiciones normales, asociado a fluctuaciones de la demanda.

Asimismo, se observan otros parámetros relevantes como: Controles de tracking (retorno al set point original luego de un período transitorio), respuesta inversa excesiva, estatismos no lineales, etc.

En el capítulo 7.2 - Parámetros de Desempeño de Unidades Generadoras se amplía la descripción, incorporándose los resultados correspondientes a cada aspecto evaluado.

4.4.2 Parámetros de Parques Eólicos y Fotovoltaicos

El Artículo 3-16 de la NTSyCS vigente establece requisitos mínimos que deben cumplir los parques eólicos y fotovoltaicos, tanto para sobrefrecuencia como subfrecuencia. Entendiendo que en el caso de subfrecuencia sólo se creará reserva positiva cuando lo solicite la DO.

En términos del presente estudio y contemplando que muchos de los proyectos existentes fueron incorporados a los sistemas, previo a la incorporación de estos requerimientos, se propone como condición de estudio base contemplar que:

- Los actuales parques eólicos y fotovoltaicos del SING no realizan control de ningún tipo. Entendiendo que actualmente la frecuencia se encuentra, a menudo, fuera de la banda $\pm 200\text{mHz}$.
- Los actuales parques eólicos del SIC no realizan control de ningún tipo. Considerando que gran parte de estos fueron incorporados al sistema, previo a la incorporación de las exigencias indicadas.
- Los actuales parques fotovoltaicos del SIC realizan control ante condiciones de sobrefrecuencia. Contemplando que la mayoría de estos parques se incorporaron posterior al año 2013, momento en que se incorpora tal requerimiento en la NTSyCS.
- Todos los parques eólicos y fotovoltaicos futuros realizan control ante condiciones de sobrefrecuencia, y pueden, en caso que sea necesario/conveniente realizar control ante subfrecuencia en base a las características establecidas en la NTSyCS.

4.4.3 Unidades Participantes en el Control de Frecuencia

Conforme a lo indicado por los CDECs, las unidades generadoras que participan en el control de la frecuencia son las listadas en la Tabla 4-4 y Tabla 4-5. Tal como se indica previamente en el caso del AGC, se prevé la obtención de resultados genéricos. No obstante, serán las unidades listadas las utilizadas como referencia para los análisis correspondientes.

A los fines del estudio, se contemplará como condición base que los reguladores potencia/velocidad de las restantes unidades homologadas se encuentran fuera de servicio. Esta hipótesis se basa en que no se tiene certeza respecto al real estado de tales reguladores en la operación diaria, y a la vez establece condiciones más conservadoras de estudio. Asimismo, salvo que se indique explícitamente lo contrario, en la condición base no se contemplará el aporte al control de frecuencia de centrales no homologadas.

Con independencia de esta condición de partida, se contempla en este estudio los análisis específicos considerando que se incorpora un mayor número de unidades al control de frecuencia, así como los efectos de las distintas tecnologías y localización geográfica.

Control Primario

UNIDADES PARA CONTROL PRIMARIO - SIC			
Colbún U1	El Toro U3	Ralco U2	Angostura U2
Colbún U2	El Toro U4	Rapel U1	Candelaria U2
Antuco U1	Pangue U1	Rapel U2	Guacolda U1
Antuco U2	Pangue U2	Rapel U3	Guacolda U2
Cipreses U1	Pehuenche U1	Rapel U4	Guacolda U3
Cipreses U2	Pehuenche U2	Rapel U5	Guacolda U4
Cipreses U3	Quintero U1	Taltal U1	Guacolda U5
EL Toro U1	Quintero U2	Taltal U2	Canutillar U1
El Toro U2	Ralco U1	Angostura U1	Canutillar U2
UNIDADES PARA CONTROL PRIMARIO - SING			
CTTAR	CTM3-TG	CTA	ANG1
NTO1	TOC - U12	CTH	ANG2
NTO2	TOC - U13	GA - TG1A	BESS ANGAMOS
BESS ANDES	TOC - U14	GA - TG1B	CCH1
CTM1	TOC - U15	GA - TG2A	CCH2
CTM2	TOC - U16	GA - TG2B	BESS COCHRANE
TG 1/2/3	TGTAR	TGIQ	Kelar TG 1/2
Referencias:			
HIDRÁULICO	CARBÓN	GAS	COMPENSACIÓN

Tabla 4-4 Unidades para Control Primario

Control Secundario

UNIDADES PARA CONTROL SECUNDARIO - AGC SIC				
FASE 0 1er-2016	Pehuenche	Antihue	Guacolda	Cardones
	El Toro	Candelaria	Los Vientos	
	Antuco	Angostura		-
	Rapel	-	-	-
FASE 1 2do-2016	Cipreses			
	Pangue	Colbún		
	Ralco	Canutillar		
FASE 2 1er-2017	-	Nehuenco III		
	Quintero		N. Ventanas	
	San Isidro I			
FASE 3 2do-2017	San Isidro II			
	Taltal		Ventanas 1	Colmito
	Bocamina 1		Ventanas 2	
	Bocamina 2		Campiche	
Indeterminada	-		Nva Renca	
	-	Santa Maria 1		
UNIDADES PARA CONTROL SECUNDARIO - AGC SING				
FASE UNICA 1er-2017	TOC - U16	GA - CC1	ANG1	KELAR
	TOC - U14	GA - CC2	ANG2	
	CTM3		CCH1	
	TG3		CCH2	
Referencias:				
HIDRÁULICO	CARBÓN	GAS		

Tabla 4-5 Unidades para Control Secundario

Sobre las unidades que participan en el CPF y las que disponen de regulador potencia/velocidad se realizan pruebas para caracterizar su respuesta, según lo indicado en el apartado 4.4.1 y estudiado en 7.2.

En relación a las capacidades para CSF, las siguientes tablas resumen los datos de relevancia para identificar las capacidades de las distintas unidades. Estos datos fueron extraídos de los informes CDECs INFORME DE DEFINICIÓN Y PROGRAMACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS – MARZO 2016. Específicamente se indica el mínimo y máximo técnico, el rango de aporte máximo (obtenido como la diferencia de mínimo y máximo) y la rampa. De forma preliminar puede apreciarse aquí la gran diferencia entre las rampas admisibles por unidades hidráulicas respecto a las térmicas.

FASE	Central	Unidad	Min [MW]	Max [MW]	Rango [MW]	Rampa [MW/min]
SIC FASE 0 1er-2016	Pehuenche	1	120	285	165	70
		2	120	285	165	70
	El Toro	1	0	112,5	112,5	37
		2	0	112,5	112,5	37
		3	0	112,5	112,5	37
		4	0	112,5	112,5	37
	Antuco	1	10	160	150	50
		2	10	160	150	50
	Rapel	1	40	75,6	35,6	50
		2	40	75,6	35,6	50
		3	40	75,6	35,6	50
		4	40	75,6	35,6	50
		5	40	75,6	35,6	50
	Cipreses	1	0	35,3	35,3	3
		2	0	35,3	35,3	3
		3	0	35,3	35,3	3
	Antilhue	1	5	50,9	45,9	5
		2	5	51,6	46,6	5
	Candelaria	1	60	123,5	63,5	10
		2	60	123,5	63,5	10
	Angostura	1	34,9	138,8	103,9	9,4
		2	34,9	138,8	103,9	9,4
	Guacolda	1	60	150	90	2
		2	60	150	90	2
		3	75	152	77	2
		4	60	152	92	2
		5	60	154	94	2
	Los Vientos	1	60	132	72	10
Cardones	1	70	153	83	11	

FASE	Central	Unidad	Min [MW]	Max [MW]	Rango [MW]	Rampa [MW/min]
SIC FASE 1 2do-2016	Pangue	1	100	233.5	133.5	18
		2	100	233.5	133.5	18
	Ralco	1	90	345	255	70
		2	90	345	255	70
	Colbún	1	100	237	137	6
		2	100	237	137	6
	Canutillar	1	40	86	46	16
		2	40	86	46	16
Nehuenco	III (TG)	30	108	78	5	
SIC FASE 2 1er-2017	QUINTERO	TG1A	65	128	63	10
		TG1B	65	128	63	10
	SAN ISIDRO	TG I	160	241	81	10
		TG II	134	265.4	131.4	13
	N.VENTANAS	1	110	272	162	5
SIC FASE 3 2do-2017	TALTAL	U1	75	123.4	48.4	10
		U2	75	121.5	46.5	10
	BOCAMINA	1	70	130	60	2
		2	230	350	120	2
	VENTANAS	1	60	120	60	3
		2	120	220	100	3
	CAMPICHE	1	110	272	162	5
	N. RENCA	TG	140	210	70	10
Colmito	1	25	58	33	8	
SING FASE ÚNICA 1er 2017	TOCOPILLA	U16 (TG)	75	280	205	14.5
		U16 (CC)	124	350	226	11.5
		U14	75	122	47	5
		TG3	10	28	18	10
	CTM3	TG	100	142	42	6
		CC	160	226	66	6
	ANGAMOS	ANG1*	150	268	118	1.5
		ANG2*	150	272	122	1.6
	COCHRANE	COCH1	106	257	151	2.66
		COCH2	106	257	151	2.66
	GAS ATACAMA	TG1A	60	105	45	10
		CC1	220	332	112	8
		TG2A	60	105	45	10
		CC2	220	332	112	8
KELAR	TG1	6	168	162	12	
	TG2	6	168	162	12	
	CC	S/I	568	S/I	S/I	

Tabla 4-6 Unidades para Control Secundario - Características

Nota: en el caso de los Ciclos combinados existen múltiples configuraciones, presentándose aquí sólo alguna de ellas (TG aislada y CC completo operando a gas), para mayores detalles

remitirse al documento de referencia. En el caso de ANGAMOS sólo se muestran las rampas de subida siendo las de bajada levemente mayores (-2,7MW/min para ANG1 y -1,9MW/min para ANG2) en los restantes casos no existe diferenciación entre rampa de subida o bajada.

4.4.4 Asignación de Reservas

Según sea el foco del estudio, se contempla la asignación de reserva primaria o primaria más secundaria.

Para los análisis específicos de fluctuaciones instantáneas (intervalo de hasta 15 minutos) y análisis de contingencia, no se contemplará la asignación de reserva para control secundario. En esa condición, se contempla que la reserva para CSF (error de predicción y variación 15min/hora) se encuentra agotada dentro del intervalo de estudio. Asimismo, se entiende que los rangos temporales de operación del CPF y CSF se encuentran desacoplados.

Por otra parte, en los análisis de fluctuaciones compuestas (demanda+generación ERNC) analizadas en un mayor rango temporal, se asignarán ambas reservas.

Reserva Primaria

Como se indica en párrafos anteriores, la reserva primaria se asigna inicialmente, a las unidades indicadas en la Tabla 4-4. Asimismo, como parte del estudio se prevé el análisis de los casos presentados a continuación, siendo en alguno de ellos naturalmente similares (e.g. control de frecuencia "exclusivo en el SIC" se corresponde con "Principalmente hidráulico")

- **Localización geográfica**, donde se estudiarán al menos los siguientes casos:
 - Según proporciones de montos actuales.
 - Según proporciones de demanda.
 - Exclusivamente en SIC.
 - Exclusivamente en SING.
- **Tipos de unidades**, pudiendo incorporarse unidades homologadas que actualmente no forman parte del CPF:
 - Principalmente hidráulico
 - Principalmente térmico
 - Mixto
- **Cantidad de unidades**, se evaluará la cantidad mínima de unidades requeridas para un adecuado control. Para este punto se prevé también el análisis de la relación entre la cantidad de unidades y los montos equivalentes de reserva (pudiéndose aquí también incorporar unidades homologadas que actualmente no participan en el CPF).

Para la asignación de reservas se utilizarán los resultados obtenidos en el punto 4.4.1. Finalmente, según se encuentre necesario/conveniente, podrá asignarse reserva a los parques renovables según lo indicado en el punto 4.4.2.

Reserva Secundaria

La reserva para control secundario será asignada a las Centrales/Unidades listadas en la Tabla 4-5. En función de los antecedentes disponibles, para la condición base se contemplan las unidades asociadas a la Fase 0 del AGC SIC, la cual presenta el mayor grado de avance.

Asimismo, se prevén los análisis de sensibilidad considerando un mayor número de unidades del mismo AGC (según las siguientes fases de desarrollo del proyecto AGC) y el análisis para una condición donde el control secundario se realice en el SING. Se tendrá en consideración que actualmente no se prevé que ambos controladores (AGC SIC y AGC SING) interactúen entre sí. Mediante estos puntos será posible extraer conclusiones relativas a los efectos de localización geográfica de la reserva y el impacto de la cantidad de unidades sobre el desempeño del control.

Tal como se aprecia de la Tabla 4-4 y Tabla 4-5, las unidades previstas para el CSF también se encuentran disponibles para CPF. Por otra parte, la definición NTSyCS de Reserva Secundaria (Art 1-7 #81) indica: "*Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF...*". Siendo que la cantidad de unidades que realizan control de frecuencia resulta acotada, este aspecto normativo puede no ser compatible con la práctica del sistema.

En este sentido, podrá requerirse distribuir reservas primaria y secundaria sobre las mismas unidades. De esta forma, en la práctica, la distinción del aporte de los generadores a estas reservas puede ser difusa ya que, a menos que se imponga un límite particular a cada regulador, los controladores podrán tomar de cada una de estas reservas dependiendo de la excursión de la frecuencia y el tiempo que dure el desbalance. A los fines de este estudio se contempla que las unidades que se encuentran asignadas al AGC aportarán al CPF el monto resultante de reserva efectiva (@10seg.) y tendrán una reserva para CSF igual a la diferencia entre la reserva rodante ($P_{\max} - P_{\text{despacho}}$) y dicho monto de reserva efectiva ($P_{\max} - P_{\text{despacho}} - P_{\text{EF@10seg}}$).

Para la representación genérica del AGC, se utilizará como base el modelo PF DIgSILENT desarrollado en el antecedente EE-ES-2009-411- "Esquema de Regulación Distribuida de Frecuencia del SIC" y el "Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC", el cual utiliza un controlador integral que censa el error de la frecuencia filtrada con una constante de tiempo de 20seg. y opera sobre las consignas de las unidades generadoras asignadas.

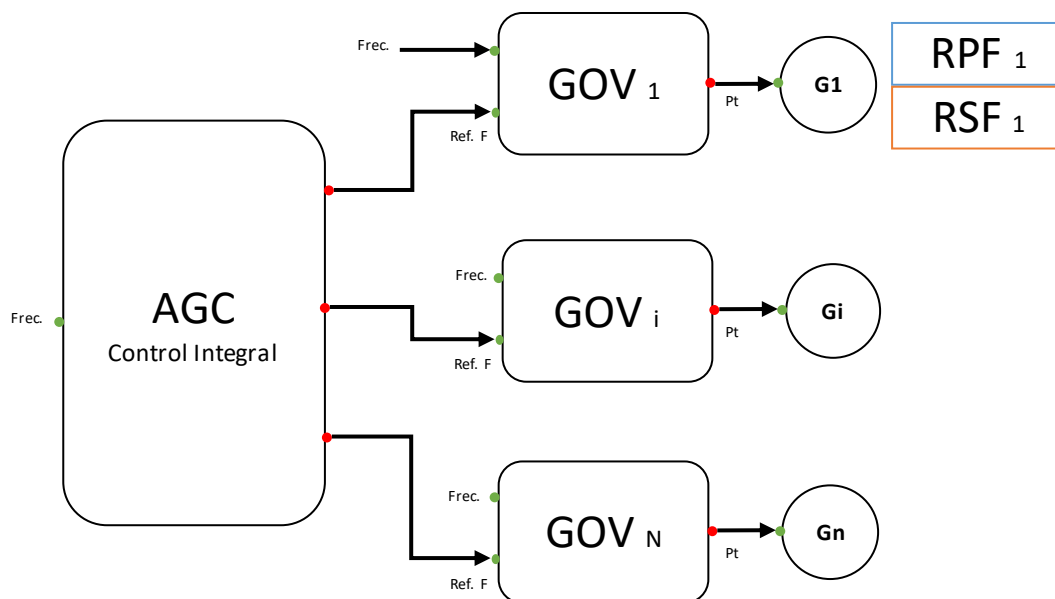


Figura 4-4 Esquema de Distribución de Reservas Primaria y Secundaria

4.4.5 Fluctuaciones de Demanda

Sobre la base de los modelos representativos de las fluctuaciones de demanda por área, se procederá a analizar el impacto de global las variaciones aleatorias sobre el sistema.

Si bien el principal foco del análisis se hace sobre el control de frecuencia propiamente dicho (principalmente en lo que respecta al Art 5-30), se prevé obtener resultados y recomendaciones acerca de los efectos de variaciones sobre las transferencias y tensiones del sistema de transmisión. Esto último es de particular importancia para la condición de análisis fase IV – sensibilidad retraso proyecto Polpaico – Nva Cardones 2x500 kV, donde ambos sistemas podrían operar vinculados por un enlace de reducida capacidad y alta impedancia (ver informe: EE-ES-2016-1352-Operación Topología Fase IV).

Incorporación de las fluctuaciones a la base de datos

Las variaciones serán incorporadas mediante archivos externos vinculados a la base de datos a través modelos DSL. Según sea necesario/conveniente, estos archivos podrán contener tramos de registro reales acondicionados para el análisis de interés o valores aleatorios generados externamente tomando como referencia la caracterización estadística de los registros.

Respecto al comportamiento de la potencia reactiva, en el caso de las demandas, se contemplará que durante el período de análisis mantienen el factor de potencia fijo.

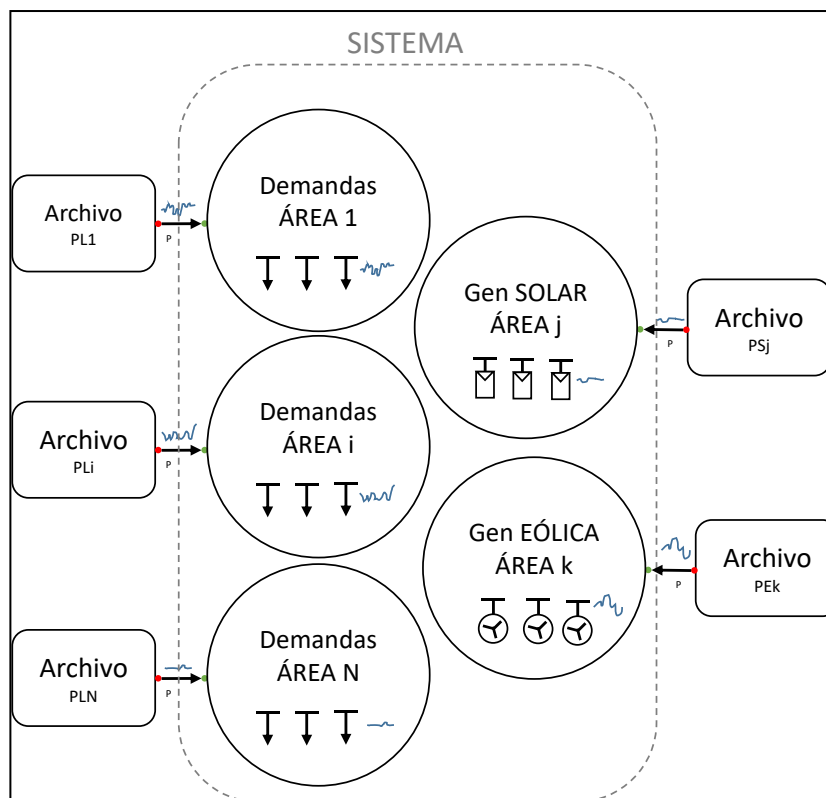


Figura 4-5 Esquema de vinculación Archivos Externos - DigSilent

Simulaciones, variables a monitorear

Dependiendo de cada análisis específico, se realizarán simulaciones en el orden de los segundos (CFP) o minutos (CSF). En cada caso, se minimizarán las variables a monitorear para restringir la cantidad de datos generados. De forma general se prevé, al menos, observar las siguientes variables: frecuencia, potencia de unidades sincrónicas relevantes, transferencias por el sistema de transmisión (en cuellos de botella) y tensiones de los principales nodos en el sistema de transmisión.

4.4.6 Contingencias

Las contingencias de interés para este estudio corresponden a los eventos que ocasionan desbalances significativos entre generación y demanda.

Se contempla la simulación de una falla de severidad 5 en diferentes condiciones operativas de inercia, reserva, localización y tecnología de las unidades participantes del control de frecuencia. En la condición topológica base de la fase III, las contingencias de interés corresponden a:

- Zona Norte: Pérdida de la unidad generadora U16 (TG+TV) operando a 393MW netos, esto contempla la desvinculación por apertura del interruptor de 220kV que desconecta la unidad con 400MW (potencia bruta según Información Técnica de web CDEC-SING) y los SSAA con 7MW.

- Zona Central: Pérdida Ciclo Combinado San Isidro II operando a 393 MW (conforme al Estudio de CFyDR del CDEC-SIC)
- Zona Sur: Pérdida CT Santa María operando a 370 MW (máxima potencia bruta total según web infotécnica CDEC-SIC).

Para la condición de estudio fase IV (sensibilidad retraso Polpaico – Nva Cardones 2x500 kV), podrá resultar de interés evaluar también la pérdida del transformador NUEVA CARDONES 500/220kV, el cual puede generar desbalances por montos similares a los de las unidades previamente mencionadas, tanto en déficit (sistema importador) como excedencia (sistema exportador). Este punto es abordado en el informe EE-ES-2016-1352 – “Operación topología FASE IV”

5 ESCENARIOS DE ESTUDIO

5.1 Introducción

Para el estudio de control de frecuencia y distribución de la reserva se requiere la construcción de múltiples condiciones de estudio que permitan barrer el amplio espectro de interés en términos de inercia, montos de reserva, localización geográfica y tipo de control (hidro/térmico). Esto, contemplando también diversas hidrologías y montos de inyección renovable.

En el presente capítulo se presenta la construcción de un conjunto de escenarios específicos a partir de los cuales podrán surgir los diferentes sub-casos, dependiendo del análisis particular a contemplar.

Uno de los factores de gran importancia para este estudio corresponde a las condiciones de mínima inercia esperada y admisible por el sistema, principalmente en lo que respecta al análisis de contingencias. En este sentido se contempla la generación de casos de mínima inercia de dos tipos:

- Condiciones “realistas”, obtenidas sobre la base de los resultados de las corridas PCP suministradas por el CDEC, donde se observa que en determinadas condiciones de reducida demanda y significativo aporte renovable, muchas unidades térmicas (Vapor-Carbón) permanecen operativas con despachos reducidos.
- Condiciones “extremas” contemplando condiciones de mínima demanda, máximo aporte renovable y mínima cantidad de unidades sincrónicas vinculadas (todas operando cercanas a su potencia nominal).

Como contrapartida de estos escenarios se construye un escenario de máxima inercia, contemplando máxima demanda y sin fuentes renovables.

Para el análisis de las fluctuaciones se propone la construcción de escenarios intermedios, siendo de relevancia los casos previstos entre las horas donde se esperan los mayores requerimientos de rampas de toma de carga.

Los valores de reserva asignados como condición de partida son meramente orientativos, siendo que los mismos serán específicamente analizados *a posteriori*.

Para los escenarios específicos se utiliza la siguiente nomenclatura:

- **F3/F4** ↔ Escenario de Fase III / Escenario de Fase IV*
- **DA/DB** ↔ Demanda Alta / Demanda Baja.
- **HS/HH** ↔ Hidrología Seca / Hidrología Húmeda.
- **SERN** ↔ Sin aporte significativo de parques eólicos y/o fotovoltaicos intermedio.
- **CERN** ↔ Alto despacho eólico y/o fotovoltaico.

* Los escenarios de fase IV se analizan en un documento aparte donde se contemplan los análisis globales de la estabilidad en tales condiciones.

5.2 Escenarios PCP

Los escenarios de programación permiten establecer puntos de referencia en cuanto a los montos de demanda, inyección renovable prevista, generación sincrónica operativa y, principalmente, la correlación entre los distintos aspectos de interés (e.g. mínima demanda y máxima generación ERNC). Por este motivo, a continuación se presenta un breve resumen de los resultados más relevantes sobre condiciones de hidrología húmeda y seca para un día laboral y día domingo.

Para cada uno de estos casos se presenta la generación total y la participación de cada tipo de fuente, junto con un parámetro indicador de la generación sincrónica presente en este escenario ("SINCR"). Este último parámetro se obtiene directamente de la información PCP, sumando las máximas potencias de cada unidad sincrónica cuando estas se encuentren despachadas (con independencia de su despacho).

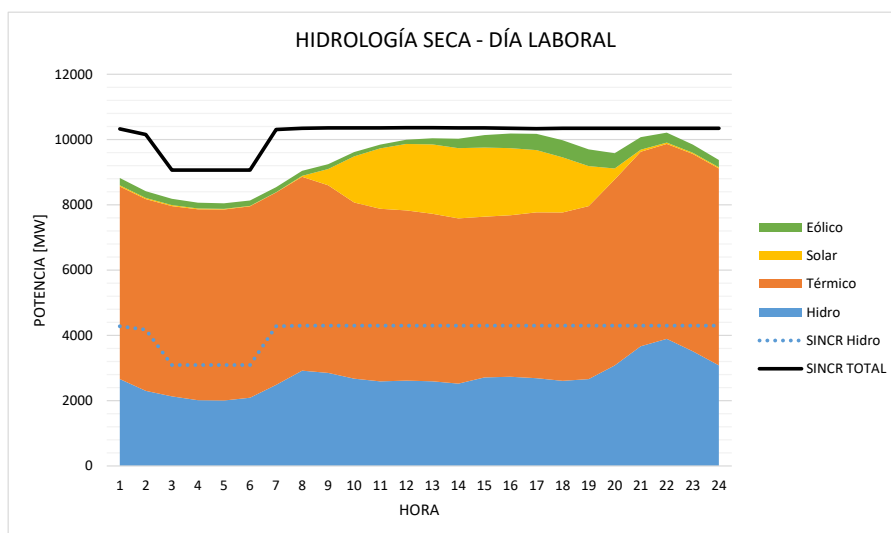


Figura 5-1 Escenario PCP – Hidrología Seca – Día Laboral (E15 – 16/03/2018)

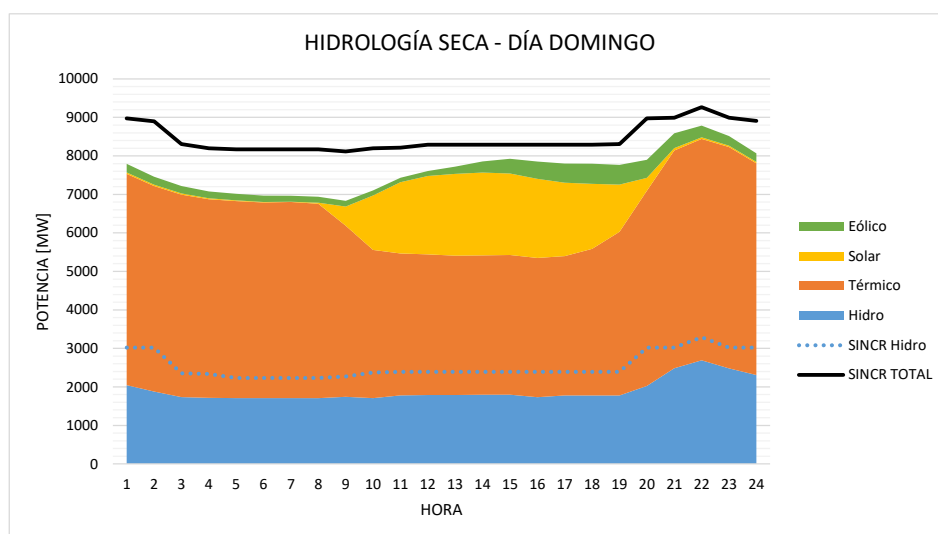


Figura 5-2 Escenario PCP – Hidrología Seca – Día Domingo (E15 – 18/03/2018)

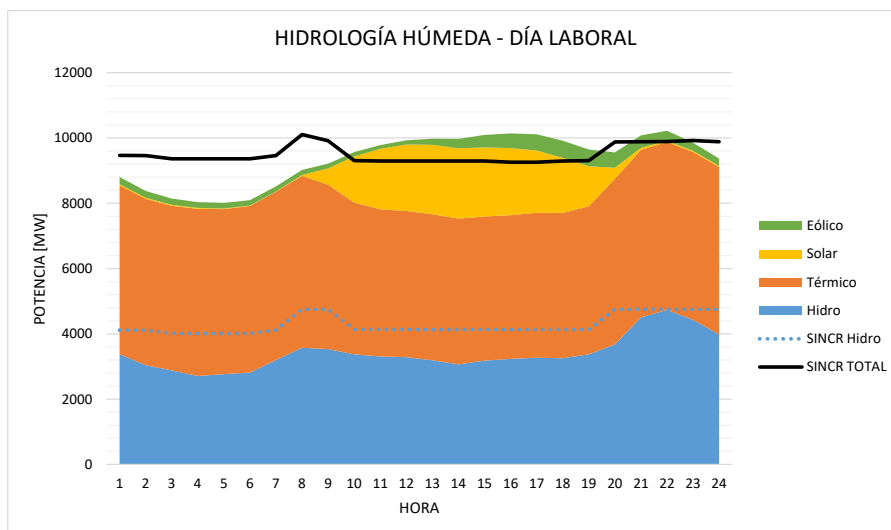


Figura 5-3 Escenario PCP – Hidrología Húmeda – Día Laboral (E13 – 16/03/2018)

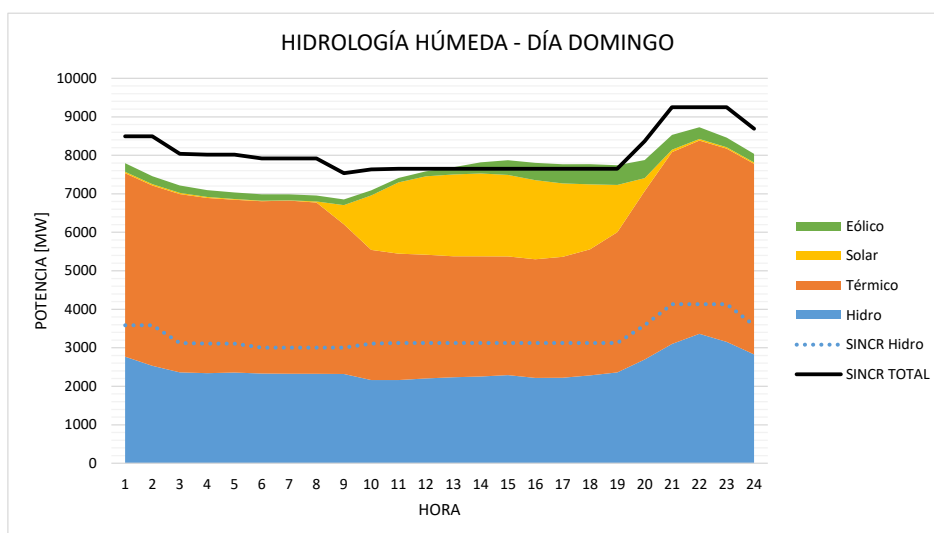


Figura 5-4 Escenario PCP – Hidrología Húmeda – Día Domingo (E13 – 18/03/2018)

5.2.1 Análisis de la programación

A partir de los escenarios PCP se encuentra que:

- Durante los días laborales la demanda mínima resulta aproximadamente 8000MW mientras que en día domingo esta ronda los 7000MW.
- En días domingo pueden coexistir condiciones de mínima demanda y elevado aporte renovable. Encontrándose en ~22% para una demanda de 7000MW y ~32% para una demanda de 8000MW.
- El aporte térmico previsto se da principalmente a través de unidades Vapor-Carbón que durante las horas de mayor aporte ERNC (9:00 → 21:00hs) reducen su despacho, pero siguen vinculadas al sistema, de modo que aportan inercia y soporte de tensión.
- Las variaciones horarias en la generación sincrónica conectada al sistema se da principalmente por operación sobre unidades hidráulicas, permaneciendo prácticamente

inalterada la componente térmica (unidades sincrónicas conectadas a la red). La máxima variación de generación sincrónica térmica conectada (Tabla 5-1) se encuentra en el caso DÍA DOMINGO – HIDROLOGÍA HÚMEDA, donde la misma varía de 4523MW (@13hs) a 5118MW (@21hs) ~600MW (13%).

- Analizando las variaciones se encuentra que en el peor caso (E15):
 - La demanda total varía hasta 690MW entre las 20→21hs, equivalente a una tasa media durante una hora de 11,5MW/min.
 - La inyección de generación sincrónica (i.e. Demanda – ERNC), varía 1066MW y 1047MW entre las 19→20hs y 20→21hs, esto equivale a una rampa constante durante dos horas de al menos 17,8MW/min
 - Según los resultados PCP (Tabla 5-2) estas rampas se despliegan principalmente con unidades térmicas las cuales desarrollan entre esas horas sucesivas 819MW y 587MW (13,6→9,8MW/min). Esto se acompaña con un soporte hidráulico de 247MW y 459MW (4,1→7,7MW/min).

En relación a este último punto es importante destacar que tales montos de variación entre horas sucesivas y las respectivas rampas obtenidas de variación media, corresponden a los resultados de la **programación horaria**, de modo que el control secundario deberá operar ante errores o variaciones respecto a este pronóstico. En particular se destaca el hecho que múltiples unidades térmicas del norte (normalmente con rampas acotadas de toma y bajada de carga) se encuentren siguiendo, ya en la programación, a la tendencia de la variable demanda – generación ERNC, tal como se muestra en la siguiente figura.

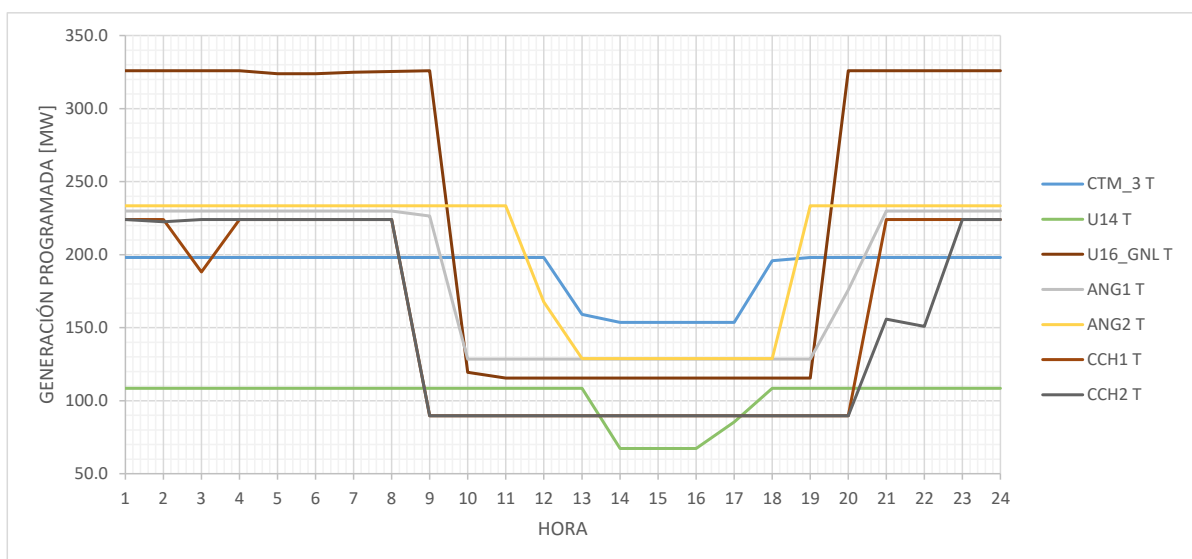


Figura 5-5 Escenario PCP – Hidrología Seca – Día Laboral (E15 – 16/03/2018) – Generación programada SING

Tablas resumen

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CASO	HIDROLOGÍA SECA - DÍA LABORAL																							
Demanda [MW]	8823	8417	8185	8066	8047	8134	8541	9043	9246	9618	9846	9995	10040	10025	10137	10186	10175	9979	9700	9583	10074	10212	9846	9374
Hidro	30%	27%	26%	25%	25%	26%	29%	32%	31%	28%	26%	26%	26%	25%	27%	27%	26%	26%	27%	32%	36%	38%	36%	33%
Térmico	67%	70%	71%	72%	73%	72%	69%	66%	62%	56%	54%	52%	51%	50%	49%	49%	50%	52%	55%	59%	59%	58%	61%	64%
Solar	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	15%	19%	20%	21%	21%	21%	20%	19%	17%	13%	4%	1%	0%	0%	0%
Eólico	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	4%	3%	3%	2%	2%
SINCR Hidro	4280	4176	3092	3092	3092	3092	4280	4297	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4298	4297	4297	4297	4297	4297
SINCR Term	6049	5976	5976	5976	5976	5976	6027	6049	6059	6059	6059	6063	6063	6059	6059	6049	6037	6049	6049	6049	6049	6049	6049	6049
SINCR TOTAL	10329	10152	9068	9068	9068	9068	10307	10346	10357	10357	10357	10361	10361	10357	10357	10347	10335	10347	10347	10346	10346	10346	10346	10346
CASO	HIDROLOGÍA SECA - DÍA DOMINGO																							
Demanda [MW]	7794	7459	7218	7077	7016	6968	6965	6939	6833	7104	7432	7607	7722	7856	7925	7854	7801	7798	7767	7899	8587	8787	8516	8066
Hidro	26%	25%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	26%	24%	24%	24%	23%	23%	23%	22%	23%	23%	23%	26%	29%	31%	29%	29%
Térmico	70%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	65%	54%	50%	48%	47%	46%	46%	46%	46%	49%	55%	64%	66%	65%	68%	68%
Solar	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	20%	25%	27%	28%	27%	27%	26%	24%	22%	16%	4%	1%	0%	0%	0%
Eólico	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	5%	6%	6%	7%	7%	6%	4%	3%	3%	3%
SINCR Hidro	3018	3018	2351	2334	2230	2230	2230	2230	2272	2375	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	3018	3018	3290	3018	3018
SINCR Term	5959	5880	5957	5863	5940	5940	5940	5940	5844	5820	5820	5897	5897	5897	5897	5897	5897	5897	5915	5959	5975	5976	5975	5892
SINCR TOTAL	8977	8898	8308	8197	8170	8170	8170	8170	8115	8195	8212	8289	8289	8289	8289	8289	8289	8289	8307	8977	8993	9266	8993	8910
CASO	HIDROLOGÍA HÚMEDA - DÍA LABORAL																							
Demanda [MW]	8807	8377	8144	8035	8011	8097	8517	9022	9214	9567	9782	9929	9978	9970	10094	10140	10113	9916	9647	9556	10079	10223	9853	9369
Hidro	38%	36%	35%	34%	35%	35%	38%	40%	38%	35%	34%	33%	32%	31%	32%	32%	32%	33%	35%	38%	45%	46%	45%	43%
Térmico	59%	61%	62%	64%	63%	63%	61%	58%	55%	49%	46%	45%	45%	45%	44%	43%	44%	45%	47%	53%	51%	50%	52%	55%
Solar	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	15%	19%	21%	21%	22%	21%	20%	19%	17%	13%	4%	1%	0%	0%	0%
Eólico	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	2%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	4%	3%	3%	2%
SINCR Hidro	4115	4115	4012	4012	4012	4012	4115	4750	4751	4134	4134	4134	4134	4134	4134	4134	4134	4134	4134	4750	4750	4750	4750	4750
SINCR Term	5350	5348	5348	5348	5348	5348	5348	5357	5165	5171	5163	5163	5163	5157	5157	5126	5126	5163	5171	5128	5133	5144	5171	5133
SINCR TOTAL	9465	9463	9360	9360	9360	9360	9463	10107	9916	9305	9297	9297	9297	9291	9291	9260	9260	9297	9305	9878	9883	9893	9920	9883
CASO	HIDROLOGÍA HÚMEDA - DÍA DOMINGO																							
Demanda [MW]	7796	7456	7217	7096	7035	6986	6986	6956	6854	7090	7412	7583	7690	7817	7873	7804	7768	7770	7743	7877	8530	8729	8459	8038
Hidro	36%	34%	33%	33%	34%	33%	33%	33%	34%	31%	29%	29%	29%	29%	29%	28%	29%	29%	30%	34%	36%	39%	37%	35%
Térmico	61%	63%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	57%	48%	44%	42%	41%	40%	39%	39%	40%	42%	47%	56%	58%	58%	59%	62%
Solar	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	20%	25%	27%	28%	28%	27%	26%	25%	22%	16%	4%	1%	0%	0%	0%
Eólico	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	5%	6%	6%	7%	7%	6%	5%	3%	3%	3%
SINCR Hidro	3583	3583	3126	3108	3108	3005	3005	3005	3007	3109	3127	3127	3127	3127	3127	3127	3127	3127	3127	3583	4133	4133	4133	3583
SINCR Term	4911	4911	4911	4911	4911	4911	4911	4911	4531	4523	4523	4523	4523	4523	4523	4523	4523	4523	4523	4783	5118	5118	5118	5109
SINCR TOTAL	8494	8494	8037	8019	8019	7916	7916	7916	7537	7632	7650	7650	7650	7650	7650	7650	7650	7650	7650	8366	9251	9251	9251	8692

Tabla 5-1 Resumen Escenarios PCP (MARZO 2018)

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
CASO	HIDROLOGÍA SECA - DÍA DOMINGO																								
Generación (Despacho) [MW] [%]	TOTAL	7794	7459	7218	7077	7016	6968	6965	6939	6833	7104	7432	7607	7722	7856	7925	7854	7801	7798	7767	7899	8587	8787	8516	8066
	HIDRO	2045,4	1879,6	1734,9	1715,8	1708,8	1708,8	1708,8	1707,7	1742,5	1708,1	1779,4	1789	1789,2	1797,1	1797,9	1732,5	1778	1777,7	1777,4	2024,7	2483,9	2690,5	2481,4	2308,3
	TÉRMICO	5488,1	5338,3	5258,5	5158,1	5117,3	5080,7	5094,5	5049,1	4444,2	3849,5	3686,4	3653,4	3619,4	3618,7	3628,2	3617,2	3619	3807,7	4250,1	5068,7	5656,3	5750,3	5748,6	5498,9
	SOLAR	36,3	35	32,4	25,9	19,5	13	6,5	28	498,2	1414,4	1851,4	2036	2125	2152	2117	2054,9	1906,7	1688,6	1226,9	336,7	62,8	41,5	36,3	36,3
	EÓLICO	224,3	206,5	192	177,2	170,1	165,6	155,5	154,3	148	132,2	115,1	129	187,9	288,5	382,3	449,1	497,7	523,6	512,3	469	384	304,3	250	222,7
	HIDRO	26%	25%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	26%	24%	24%	24%	23%	23%	22%	23%	22%	23%	23%	26%	29%	31%	29%	29%
	TÉRMICO	70%	72%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	65%	54%	50%	48%	47%	46%	46%	46%	46%	49%	55%	64%	66%	65%	68%	68%
	SOLAR	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	20%	25%	27%	28%	27%	27%	26%	24%	22%	16%	4%	1%	0%	0%	0%
EÓLICO	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	5%	6%	6%	7%	7%	6%	4%	3%	3%	3%	
Potencia Máxima (Sincronizada) [MW]	SINCR Hidro	3018	3018	2351	2334	2230	2230	2230	2230	2272	2375	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	2392	3018	3018	2690,5	2481,4	2308,3
	SINCR Term	5959	5880	5957	5863	5940	5940	5940	5940	5844	5820	5820	5897	5897	5897	5897	5897	5897	5897	5915	5959	5975	5976	5975	5892
	SINCR TOTAL	8977	8898	8308	8197	8170	8170	8170	8170	8115	8195	8212	8289	8289	8289	8289	8289	8289	8289	8307	8977	8993	9266	8993	8910
Variación intrahoraria [MW]	DEMANDA	-272	-335	-242	-141	-61	-48	-3	-26	-106	271	328	175	114	135	69	-72	-52	-4	-31	132	688	200	-270	-450
	HIDRO	-263	-166	-145	-19	-7	0	0	-1	35	-34	71	10	0	8	1	-65	46	0	0	247	459	207	-209	-173
	TÉRMICO	-11	-150	-80	-100	-41	-37	14	-45	-605	-595	-163	-33	-34	-1	10	-11	2	189	442	819	587	94	-2	-250
	SOLAR	0	-1	-3	-7	-6	-7	-7	22	470	916	437	185	89	27	-35	-62	-148	-218	-462	-890	-274	-21	-5	0
	EÓLICO	2	-18	-15	-15	-7	-5	-10	-1	-6	-16	-17	14	59	101	94	67	49	26	-12	-43	-85	-80	-54	-27
	HIDRO+TERMICO	-274	-316	-225	-119	-48	-37	14	-46	-570	-629	-92	-23	-34	7	10	-76	47	188	442	1066	1047	301	-211	-423
Variación intrahoraria [MW/min]	DEMANDA	-4,5	-5,6	-4,0	-2,3	-1,0	-0,8	0,0	-0,4	-1,8	4,5	5,5	2,9	1,9	2,2	1,2	-1,2	-0,9	-0,1	-0,5	2,2	11,5	3,3	-4,5	-7,5
	HIDRO	-4,4	-2,8	-2,4	-0,3	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	-0,6	1,2	0,2	0,0	0,1	0,0	-1,1	0,8	0,0	0,0	4,1	7,7	3,4	-3,5	-2,9
	TÉRMICO	-0,2	-2,5	-1,3	-1,7	-0,7	-0,6	0,2	-0,8	-10,1	-9,9	-2,7	-0,6	-0,6	0,0	0,2	-0,2	0,0	3,1	7,4	13,6	9,8	1,6	0,0	-4,2
	SOLAR	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,4	7,8	15,3	7,3	3,1	1,5	0,5	-0,6	-1,0	-2,5	-3,6	-7,7	-14,8	-4,6	-0,4	-0,1	0,0
	EÓLICO	0,0	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	-0,1	-0,3	-0,3	0,2	1,0	1,7	1,6	1,1	0,8	0,4	-0,2	-0,7	-1,4	-1,3	-0,9	-0,5
	HIDRO+TERMICO	-4,6	-5,3	-3,7	-2,0	-0,8	-0,6	0,2	-0,8	-9,5	-10,5	-1,5	-0,4	-0,6	0,1	0,2	-1,3	0,8	3,1	7,4	17,8	17,4	5,0	-3,5	-7,0

Tabla 5-2 Detalle escenario E15 - HIDROLOGÍA SECA - DÍA DOMINGO (MARZO 2018)

6 PROCESAMIENTO DE REGISTROS – ANÁLISIS ESTOCÁSTICO

En el presente capítulo se documenta el procesamiento y análisis de los registros provistos enfocados a la obtención de resultados específicos para los distintos aspectos de la reserva primaria y secundaria de frecuencia, conforme se describe en el apartado de metodología de estudio.

6.1 Errores de previsión de la demanda horaria

Una de las componentes que define los montos de reserva para CSF corresponde al error horario de previsión de la demanda. En el presente apartado se calculan las desviaciones entre la programación y la generación horaria real de cada sistema, para luego realizar una estimación del comportamiento esperado ante la operación interconectada.

6.1.1 Análisis inicial

La información disponible de cada sistema, para este análisis, se representa en el siguiente diagrama.

FECHA:	Año	2015												2016						
	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
SIC	Señales Scada	[Green cells]																		
	Gen Real y Programada	[Orange cells]																		
SING	Señales Scada	[Light Blue cells]												[Light Green cells]						
	Gen Programada	[Light Orange cells]																		
Referencias:		<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"> <p>RANGO ESTUDIO CFyDR CDEC SIC</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>RANGO COMÚN SIC+SING</p> </div> </div>																		
	Muestreo c/~5seg.																			
	Muestreo c/~5seg. y c/~1min.																			
	Muestreo c/1hora																			

Tabla 6-1 Registros disponibles para análisis de Programación vs Operación Real

Como se aprecia en el caso del SIC la información a utilizar prácticamente se encuentra disponible en el formato a utilizar y se cuenta con un registro extenso, incluyendo todo el intervalo utilizado para el último estudio de CFyDR. En el caso del SING el registro disponible es más acotado y se cuenta con información instantánea, la cual se procesa para obtener las medias horarias requeridas para este análisis. Vale indicar que sobre los registros crudos suministrados se realizan filtrados y adecuaciones iniciales, sincronizando los registros no muestreados de forma homogénea y eliminando registros no numéricos (datos Nan).

Como primera instancia, se evalúan individualmente los registros SIC y SING y se comparan los resultados respecto a los encontrados en sus respectivos estudios de CFyDR. En cada sistema se aplica la metodología utilizada actualmente por sus respectivos operadores.

Procesamiento Datos SIC

Sobre el total de los datos disponibles se extrae el intervalo que contempla todo el año 2015, en total correspondencia con el rango utilizado para el estudio CFyDR 2016. Para este sistema los errores de previsión se calculan según la expresión:

$$E\text{Previ}_h = (G\text{Real}_h - G\text{Real}_{h-1}) - (G\text{Prog}_h - G\text{Prog}_{h-1})$$

La siguiente tabla resume los desvíos obtenidos y su comparación respecto al estudio de referencia, de donde se puede apreciar la total consistencia de los mismos. Asimismo, se presenta el histograma de error anual el cual resulta consistente con lo presentado en la Figura 1 del estudio de referencia. En este sistema, el valor medio del error calculado resulta prácticamente nulo, de modo que la dispersión del mismo se encuentra centrada en el origen.

Error Previsión de Demanda SIC 1º enero al 31º de diciembre de 2015 Desvíos estándares [MW]			
Hora	σ CDEC-SIC	σ Calculado	Δ
2	58.8	58.7	0.1
3	41.8	41.8	0.0
4	37.3	37.2	0.1
5	33.4	33.4	0.0
6	34.3	34.2	0.1
7	60.6	60.5	0.1
8	73.2	73.1	0.1
9	78.5	78.5	0.0
10	61.6	61.5	0.1
11	60.3	60.2	0.1
12	54.4	54.3	0.1
13	49.7	49.7	0.0
14	56	55.9	0.1
15	49.5	49.4	0.1
16	52.7	52.7	0.0
17	51.1	51.0	0.1
18	71.1	71.0	0.1
19	87.6	87.5	0.1
20	108.1	107.9	0.2
21	130.8	130.7	0.1
22	86.8	86.7	0.1
23	70.5	70.4	0.1
24	89.8	89.7	0.1
1	134.3	134.3	0.0
Anual	73	72.3	0.7

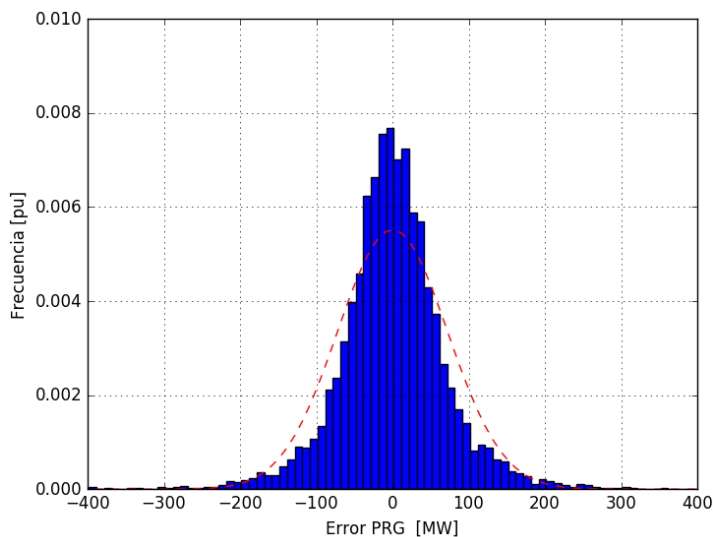


Tabla 6-2 Comparación Cálculo Error de Previsión SIC

Procesamiento Datos SING

De modo análogo a lo presentado previamente, se procesan los datos del SING calculando el error de previsión según:

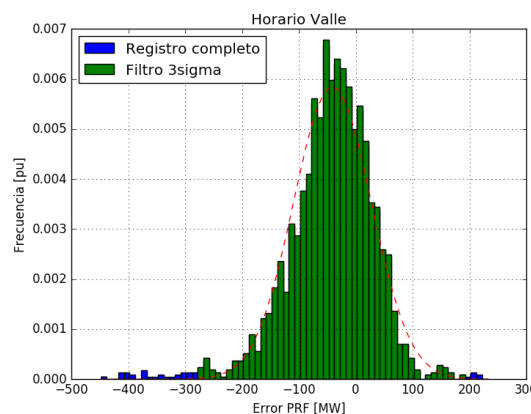
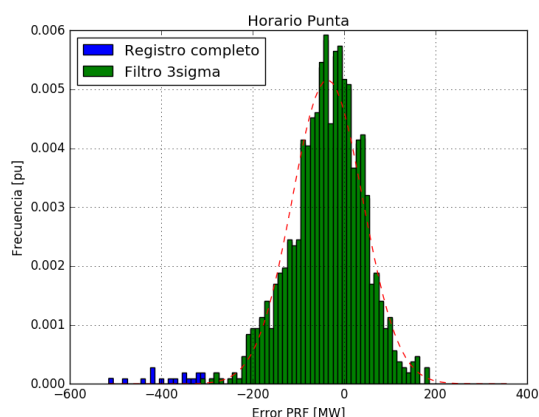
$$E_{previsión_h} = D_{real_h} - D_{programada_h}$$

En este caso se eliminan los días indicados por el CDEC, junto con el día 20/10/2015, cuyo registro de potencia generada total presenta un comportamiento anómalo respecto a los restantes (diferencias instantáneas orden de 1000MW). Asimismo, se ha decidido aplicar un pre-filtrado a los vectores de error, eliminando aquellos valores extremos que se encuentran por fuera de 3 veces el desvío estándar calculado sobre los datos en bruto. Este criterio se fundamenta dos aspectos: por un lado, que en el caso de datos distribuidos de forma normal, el error final en el cálculo del desvío estándar, sin tales valores extremos, no supera el 1%; por otra parte, se aprecia que los errores calculados resultan altamente asimétricos (ver figuras *a posteriori*) pudiendo estimarse que tales valores extremos corresponden a eventos de pérdida de señales de generación (fallas de registro) y no a variaciones asociadas a errores de estimación.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos, junto con los datos resultantes del estudio de CFyDR (SING). Al respecto se aprecia que, incluso realizando un tratamiento específico con la información de partida, existen diferencias con los resultados del estudio de referencia. Esto se asocia a las diferencias de los registros utilizados, siendo el presente más acotado que el original. Con independencia de esto, se tomará la información suministrada como datos base para la estimación del comportamiento SIC+SING sin aplicarse directamente este filtrado (sólo se eliminan los días defectuosos y se realiza un filtrado posterior de valores extremos al registro SIC+SING).

Error Previsión de Demanda SING [MW]						
Rango	CFyDR CDEC SING Nov. 2014 - Oct.2015		Calculado Mayo - Octubre 2015		Δ	
	σ	μ	σ	μ	σ	μ
Punta 17:00-00:59 hs	61.35	-20.99	77.3	-36.4	16.0	-15.4
Valle 01:00-16:59 hs	51.9	-16.01	68.3	-40.9	16.4	-24.9

Tabla 6-3 Comparación Cálculo Error de Previsión SING



6.1.2 Resultados SIC + SING

Tomando los registros de ambos sistemas sobre el intervalo común MAYO – OCTUBRE 2015, se procesa cada registro de forma individual e integrada (filtrando valores extremos asociados a mediciones erróneas o eventos atípicos). En primera instancia se calculan los desvíos encontrados contemplando re-despacho, conforme a lo actualmente utilizado en el SIC y propuesto para el sistema integrado. Posteriormente se muestra, a modo de referencia, los errores que se obtendrían sobre los mismos registros si no se contempla re-despacho (método actual del SING).

La siguiente tabla resume los desvíos obtenidos a cada hora, para cada sistema y el sistema integrado. En el caso del sistema *SIC+SING*, se muestran los resultados considerando que los registros se encuentran *Integrados* y mediante las estimaciones: $\sigma_{TOTAL}^2 = \sigma_{SIC}^2 + \sigma_{SING}^2$ (errores independientes) y $\sigma_{TOTAL} = \sigma_{SIC} + \sigma_{SING}$ (errores dependientes, suma algebraica)

Estos resultados se complementan con los desvíos totales y separados en dos franjas horarias:

- PUNTA entre las 18:00 y 01:00 hs (registros entre 17:00 – 00:59 hs)
- RESTO entre las 02:00 y 17:00 hs (registros entre 01:00 – 16:59 hs)

Error de Previsión de Demanda - Con redespacho					
Desvío estándar: σ [MW]					
HORA	SIC	SING	SIC+SING		
			Integrados	$\sigma^2 = \sigma_{SIC}^2 + \sigma_{SING}^2$	$\sigma = \sigma_{SIC} + \sigma_{SING}$
2	67.40	25.78	72.08	72.16	93.17
3	42.26	18.02	49.71	45.94	60.28
4	37.13	21.28	40.25	42.79	58.40
5	31.63	18.80	37.01	36.80	50.44
6	33.52	19.13	39.35	38.59	52.65
7	59.70	36.09	70.25	69.76	95.79
8	79.73	29.94	86.43	85.16	109.67
9	90.19	27.51	87.81	94.29	117.70
10	68.09	26.77	71.20	73.17	94.86
11	64.31	32.18	72.86	71.91	96.49
12	59.60	28.19	60.98	65.93	87.78
13	56.18	25.15	62.22	61.55	81.33
14	63.10	24.13	69.75	67.56	87.23
15	46.14	23.64	47.40	51.85	69.78
16	52.10	23.98	60.30	57.35	76.08
17	51.92	31.37	62.67	60.66	83.29
18	82.83	35.13	93.38	89.98	117.97
19	93.41	23.43	97.36	96.31	116.85
20	123.35	28.22	132.41	126.54	151.57
21	126.59	29.51	129.04	129.98	156.10
22	65.25	29.01	75.15	71.41	94.26
23	67.28	20.88	70.83	70.45	88.16
24	93.89	22.67	97.45	96.59	116.56
1	169.48	89.94	181.05	191.87	259.43
RESTO	60.5	27.6	66.24	66.50	88.10
PUNTA	111.5	44.9	117.90	120.20	156.40
TOTAL	78.9	33.59	84.71	85.75	112.49

Tabla 6-4 Cálculo de error de previsión horaria (con re-despacho)

Tipo	Rango	σ [MW]	Reserva [MW] $1,96\sigma$
CSF Error Previsión	RESTO	66,24	130
	PUNTA	117,9	231
	TOTAL	84,71	166

Tabla 6-5 Cálculo de la reserva asociada al error de previsión horaria (con re-despacho)

Para complementar tales resultados, la Figura 6-1 muestra la dispersión horaria de error mientras que la Figura 6-2 presenta el histograma completo del registro. En la Figura 6-1 la dispersión se representa mediante diagramas de cajas, las cuales se encuentran montadas sobre la curva de programación media de todo el registro procesado. Este diagrama permite apreciar las dispersiones (tamaño de la caja), los valores extremos (marcas '+' en negro) y el valor medio de los datos (línea roja dentro de la caja).

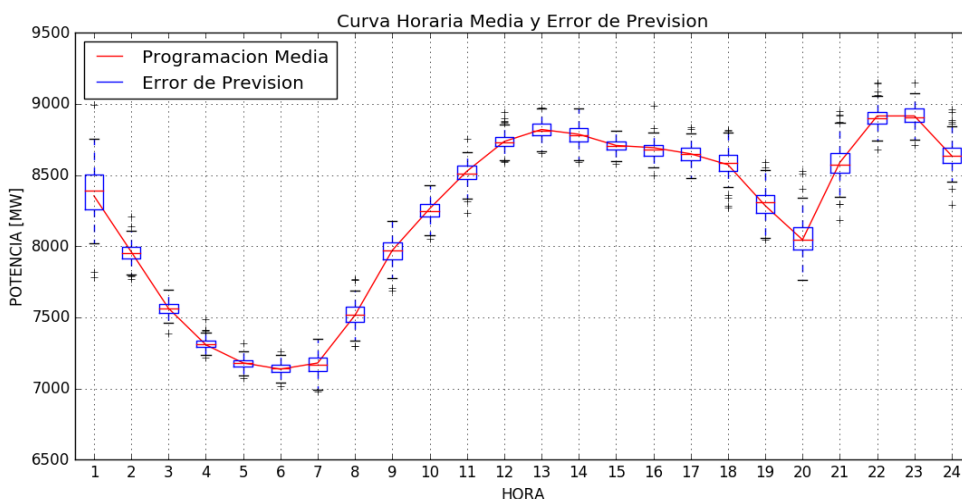


Figura 6-1 – Error de Previsión – Dispersión Horaria

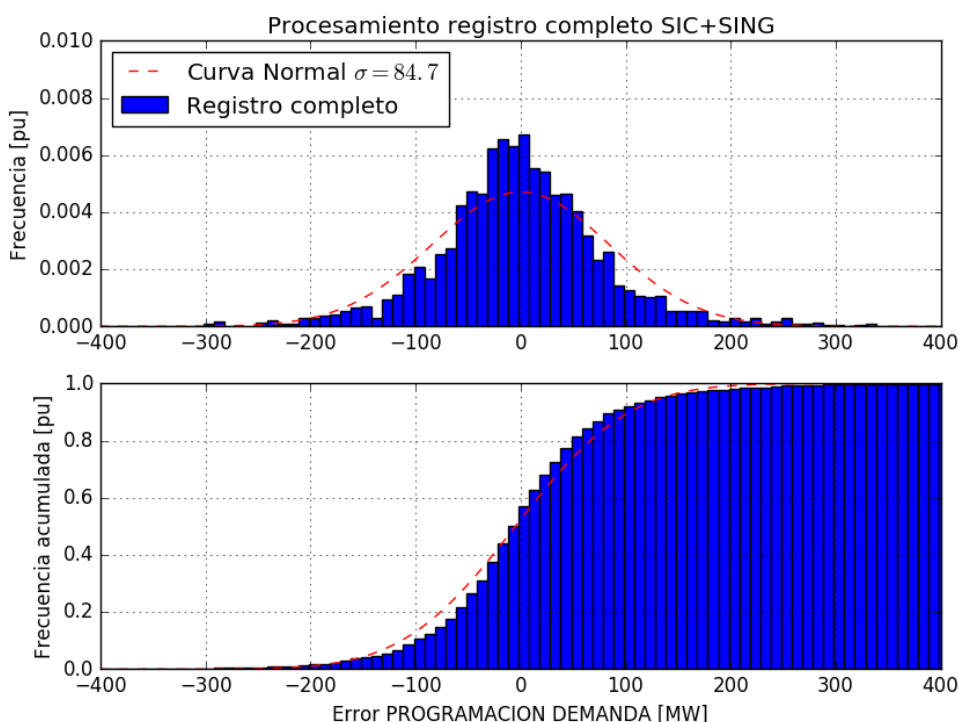


Figura 6-2 – Error de Previsión – Dispersión Completa

Sensibilidad: Resultados sin contemplar re-despacho

A modo de referencia se calculan los desvíos individuales e integrados, si en el cálculo del error de previsión no se contabiliza los efectos de re-despacho de la hora anterior (metodología SING).

Tal como se pone en evidencia, los desvíos encontrados resultan apreciablemente más elevados, no obstante, no se alteran significativamente las relaciones entre los resultados individuales de cada sistema y los efectos de la integración. Incluso aplicando esta metodología se aprecia que las desviaciones para el sistema integrado resultan menores al 120% de la calculadas para el SIC aislado y resultan menores al 75% de la suma algebraica (i.e. menor que la tendría cada sistema si operara de forma independiente).

Finalmente, vale indicar que este análisis es meramente ilustrativo ya que la práctica actual de operación contempla la aplicación de un re-despacho horario por mérito económico, de modo que la reserva para CSF no requiere tal sobredimensionamiento.

Error de Previsión de Demanda - Sin redespacho					
Desvío estándar: σ [MW]					
HORA	SIC	SING	SIC+SING		
			Integrados	$\sigma^2 = \sigma_{SIC}^2 + \sigma_{SING}^2$	$\sigma = \sigma_{SIC} + \sigma_{SING}$
2	133.02	69.78	151.71	150.21	202.80
3	116.65	66.88	132.21	134.46	183.53
4	102.26	66.83	125.08	122.16	169.08
5	100.38	66.66	118.60	120.50	167.05
6	101.38	67.42	124.93	121.76	168.81
7	113.59	70.81	137.24	133.85	184.39
8	150.34	72.58	161.54	166.95	222.93
9	163.35	74.38	176.18	179.49	237.74
10	165.80	77.96	182.15	183.21	243.76
11	175.32	85.48	195.22	195.05	260.80
12	184.31	82.87	203.90	202.09	267.18
13	187.37	82.51	206.08	204.73	269.88
14	185.55	83.04	206.24	203.28	268.58
15	190.03	81.32	208.44	206.69	271.34
16	186.64	83.74	204.49	204.56	270.37
17	183.91	92.64	206.61	205.92	276.55
18	185.29	90.96	205.41	206.41	276.25
19	196.51	93.86	218.57	217.78	290.37
20	227.77	92.16	254.12	245.71	319.93
21	170.47	87.83	193.22	191.77	258.30
22	162.80	84.36	183.84	183.36	247.17
23	154.96	84.84	172.58	176.67	239.80
24	170.65	82.63	187.88	189.60	253.28
1	145.63	74.61	163.44	163.63	220.24
TOTAL	164.4	81.57	184.12	183.52	245.97

Tabla 6-6 Cálculo de error de previsión horaria (sin re-despacho)

6.2 Seguimiento intrahorario de la demanda

Las diferencias entre los despachos y las variaciones lentas de la demanda (tendencia) serán atendidas por el Control Secundario de Frecuencia. Para que el mismo tenga un desempeño satisfactorio deberá contar con la reserva y capacidad de respuesta acorde a las variaciones esperadas en el sistema. En este apartado se presentan los análisis de los registros, enfocados a caracterizar las excursiones esperadas de estas variaciones y las rampas de subida/bajada proyectadas. En particular, resulta de interés no sólo evaluar el desempeño global del sistema, sino también los efectos disgregados entre las fuentes renovables y demandas.

6.2.1 Análisis inicial – Aspectos Globales

Error de previsión y componente adicional para seguimiento de variaciones lentas

La reserva sistémica para CSF debe contemplar una componente asociada al seguimiento de las variaciones intrahorarias lentas, entendiendo que aun con una predicción exacta de la demanda media horaria debe contarse con margen para devolver reserva a las unidades que siguen a las fluctuaciones instantáneas a través del CPF (i.e. con desviación en la frecuencia).

Esta componente de reserva se obtiene a partir de las desviaciones de los promedios de 15 minutos respecto a la media de 60 minutos (horaria). El tiempo seleccionado para la ventana de variaciones lentas se adopta en función del máximo retardo admisible para CSF según se indica en el Art. 1-7 número 25 de la NTSyCS.

Siendo que el error de predicción de la demanda horaria y las variaciones intrahorarias son procesos aleatorios independientes, los desvíos compuestos de ambas componentes, y por lo tanto la reserva total para CSF, se obtendrán a partir de la relación $\sigma_{CSF}^2 = \sigma_{Gen-Prg}^2 + \sigma_{var15/60}^2$

Para ejemplificar lo indicado se presentan los resultados obtenidos para una fracción de registro. Tomando los registros provistos por el CDEC-SING se selecciona el tramo comprendido entre el 16/5/2015 y 26/5/2015, donde no existen días eliminados por eventos del sistema. En este tramo se cuenta con la potencia instantánea (c/ 4seg.), la programación horaria y se calculan los promedios de 15 y 60 minutos (ver Figura 6-3).

A partir de los datos disponibles y calculados, se generan los siguientes vectores de "error":

- PROGRAMACIÓN HORARIA* – PROMEDIO DE GENERACIÓN 60min. (ídem 6.1)
- PROMEDIO DE GENERACIÓN 15min. – PROMEDIO DE GENERACIÓN 60min.
- PROMEDIO DE GENERACIÓN 15min. – PROGRAMACIÓN HORARIA*

*En el caso de la PROGRAMACIÓN HORARIA se contempla tanto el valor original (modo SING) como el que contempla corrección de la hora N-1 por re-despacho.

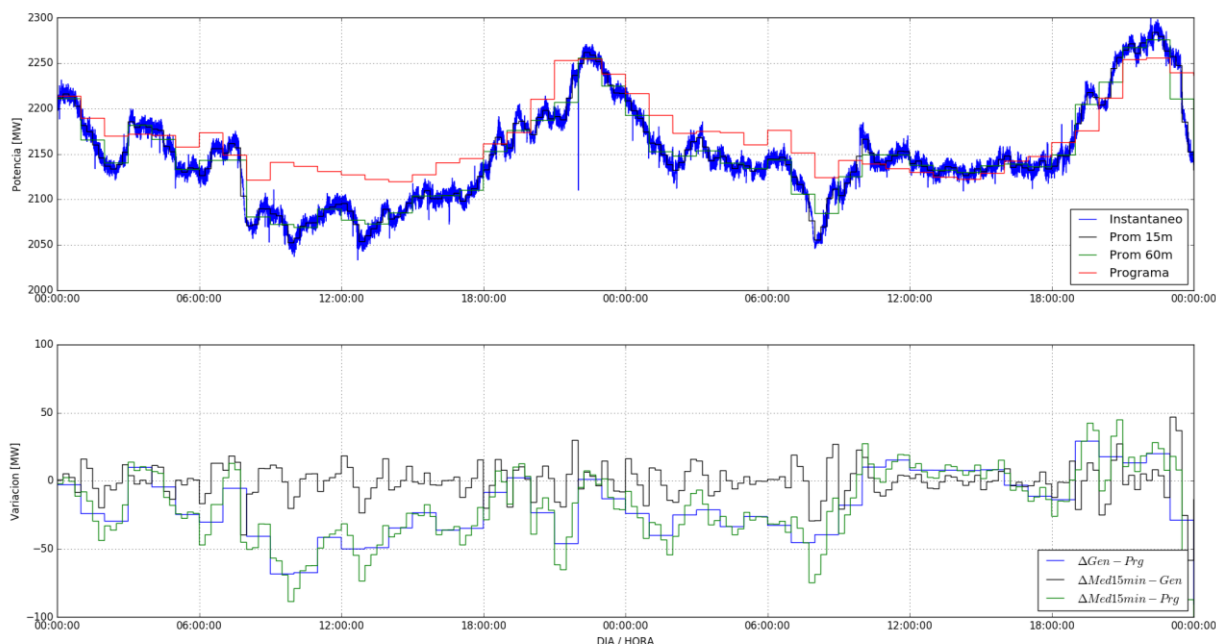


Figura 6-3 - Análisis de variaciones intrahorarias lentas (tendencia)

Referencia de datos de la figura precedente:

- Instantáneo: Registro disponible
- Prom 15m: Promedio de ventana 15 minutos del registro
- Prom 60m: Promedio de ventana 60 minutos del registro
- Programada: Generación horaria programada
- $\Delta\text{Gen-Prg}$: diferencia entre la Generación Real y la Programada
- $\Delta\text{Med15min - Gen}$: diferencia entre los promedios de 15 min. y la generación horaria
- $\Delta\text{Med15min - Prg}$: diferencia entre los promedios de 15 min. y la programación horaria

La siguiente tabla resume los desvíos estándares calculados para cada vector construido, poniéndose en evidencia la relación $\sigma_{\text{CSF}}^2 = \sigma_{\text{Gen-Prg}}^2 + \sigma_{\text{Var15'/60'}}^2$ para ambos métodos de cálculo del error de programación.

Método	Vector	σ [MW]
Común	GENERACIÓN 15min - GENERACIÓN 60 min	11.34
SING	PROGRAMACIÓN - GENERACIÓN 60min	39.07
	GENERACIÓN 15min - PROGRAMACIÓN	40.68
SIC	PROGRAMACIÓN - GENERACIÓN 60min	24.87
	GENERACIÓN 15min - PROGRAMACIÓN*	27.34

Tabla 6-7 - Análisis de variaciones intrahorarias lentas (tendencia)

Determinación de variaciones intrahorarias lentas (tendencia)

Conforme a lo presentado en la metodología propuesta, el cálculo de la componente adicional para seguimiento de variaciones lentas se obtiene en base a los errores de los promedios de 15 minutos respecto a la media horaria. Este concepto pretende, por un lado, filtrar las variaciones rápidas sobre las cuales opera el CPF y por otro cuantificar las máximas variaciones dentro de la hora (período de programación del despacho), que deberán ser absorbidas por el control secundario.

Para presentar este método y compararlo con otras alternativas se toma el registro SIC DICIEMBRE 2015 (idéntico al utilizado para el análisis de fluctuaciones instantáneas en el ECFyDR 2016). Sobre este registro se calculan las variaciones entre:

- Media de 15 minutos respecto a media de 60 minutos
- Rampa de 15 minutos respecto a media de 60 minutos
- Rampa de 15 minutos respecto a rampa de 60 minutos.

Para el cálculo de las rampas se utiliza la metodología CDEC-SIC, donde se interpola entre dos puntos del registro ubicados a N minutos ventana. La siguiente figura presenta un extracto del registro donde se muestran los valores instantáneos originales y los vectores generados para este análisis.

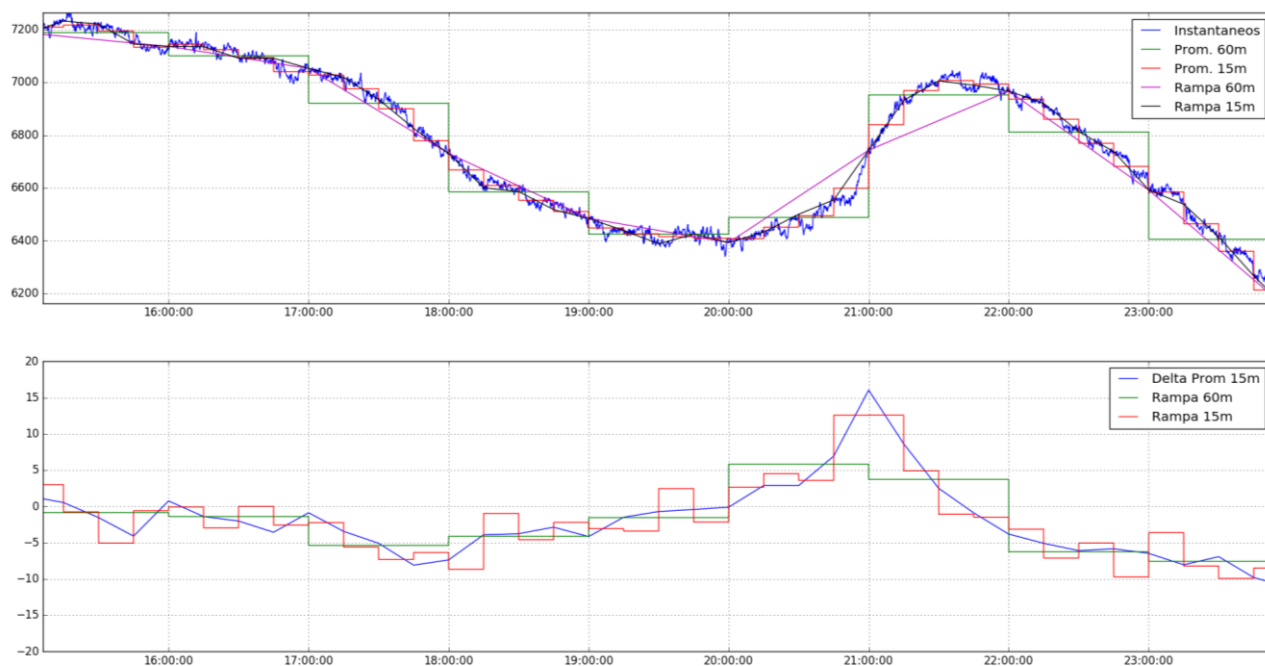


Figura 6-4 - Variaciones 15m/60m - Procesamiento de registro - Promedios 15m/60m y Rampas 15m/60m

La Tabla 6-8 presenta los resultados de los desvíos estándares calculados de las diversas formas para cada hora y total. Como puede apreciarse, los resultados obtenidos a través de la comparación entre *promedios 15/60min* y la comparación *rampa 15min / promedio 60min* resultan muy similares. Por otra parte, la dispersión de los errores obtenidos a través del error *rampas 15/60min* resultan significativamente menores. Esto último se debe a que tal metodología omite la variación media (rampa) dentro de la hora y por lo tanto es menos conservadora, al suponer que todas las unidades que no se encuentran realizando CSF cumplen su despacho horario a través de la recta de tendencia lineal.

Notar que en este apartado no se pretende obtener conclusiones particulares respecto a la variación horaria de los desvíos, sino comparar las distintas metodologías. En particular, esto será abordado en los apartados posteriores.

Desvío estándar Variaciones 15min/60min [MW]			
HORA↓MÉTODO→	Prom 15 min / Prom 60 min	Rampa 15 min / Prom 60 min	Rampa 15 min / Rampa 60 min
1	116	124	25,1
2	92	97	19,1
3	53	56	18,2
4	25	28	18,9
5	12	16	17,6
6	36	42	19,5
7	61	59	34,8
8	84	95	30,7
9	150	157	32,4
10	91	99	17,8
11	53	55	17,6
12	34	38	21,3
13	20	24	23,7
14	22	23	16,2
15	27	28	18,4
16	26	29	20,8
17	25	32	28,9
18	65	68	39,6
19	42	45	21,1
20	23	31	19,9
21	95	106	47,9
22	86	99	56,3
23	99	101	33,6
24	126	132	24,2
TOTAL	72	75	37,1

Tabla 6-8 – Comparación de métodos – Desvíos – Variaciones 15 min / 60 min.

Complementando a lo presentado, la siguiente tabla resume el cálculo para la determinación de las rampas a través de la diferencia entre promedios de 15min y mediante el análisis de las pendientes de las rampas de 15min.

Para ambas variables se calcula el valor promedio, el desvío estándar y se determinan las rampas mínimas y máximas observadas a través de los percentiles 2.5% y 97.5% respectivamente. Como puede apreciarse, no existen diferencias significativas entre ambas metodologías, encontrándose en ambos casos, y sobre este registro, una rampa máxima de ~18,8 MW/min.

Pendientes de variación lenta (tendencia) [MW/min] SIC DIC 2015								
HORA	Variación entre promedios de 15min				Pendiente de rampas de 15min			
	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)
1	-7,2	1,7	-11,1	-4,6	7,0	2,7	-13,4	2,9
2	-5,9	1,5	-8,5	-3,3	5,5	2,6	-9,7	0,1
3	-3,2	1,3	-5,5	-1,0	3,1	2,2	-7,1	1,2
4	-1,3	1,2	-3,1	0,8	1,3	2,5	-5,1	3,5
5	-0,4	1,1	-2,5	1,2	0,2	1,8	-4,1	2,8
6	1,2	1,7	-1,5	4,1	1,5	2,5	-2,7	5,6
7	-0,7	3,8	-8,2	5,0	0,8	4,3	-7,7	6,6
8	4,5	3,2	-1,3	9,9	5,1	3,8	0,5	13,7
9	8,9	3,4	4,4	15,0	9,0	4,3	3,1	18,7
10	5,9	1,8	2,6	9,8	5,8	2,0	3,3	9,7
11	3,6	1,8	0,5	6,6	3,0	2,7	-2,4	7,5
12	1,9	1,1	-0,3	3,9	1,7	2,3	-2,3	5,6
13	0,6	1,3	-2,1	2,3	0,5	2,3	-3,8	4,0
14	0,6	1,3	-1,7	3,1	0,8	1,9	-2,4	4,0
15	0,3	1,8	-2,8	3,4	0,1	2,1	-3,8	3,9
16	-0,8	1,5	-3,4	1,7	0,9	2,5	-6,2	3,7
17	-1,0	2,3	-3,1	0,8	1,2	2,7	-6,8	2,6
18	-2,8	2,7	-7,6	1,7	3,1	3,4	-8,7	1,5
19	-2,2	2,5	-7,1	1,6	2,0	2,9	-8,7	2,0
20	-0,9	1,8	-4,2	1,7	0,6	2,2	-4,7	3,1
21	4,2	4,1	-0,1	12,9	6,3	5,6	0,0	17,4
22	7,5	6,7	-2,2	18,8	5,1	7,0	-4,9	18,4
23	-5,1	2,2	-9,4	-1,4	5,8	3,1	-11,5	2,1
24	-7,2	2,1	-10,8	-2,7	7,4	2,4	-10,6	1,4
TOTAL	0,0	4,9	-9,1	12,5	0,0	5,2	-9,1	12,5

Tabla 6-9 – Comparación de métodos – Rampas – Variaciones 15 min / 60 min

Finalmente, y sólo a modo de referencia, se resumen las pendientes calculadas para otras ventanas de tiempo. De la siguiente tabla puede apreciarse que en ventanas más pequeñas (5min) las pendientes calculadas resultan naturalmente más grandes pero a la vez existe mayor dispersión de las pendientes. Notar que para tal ventana se encuentran valores negativos y positivos de pendiente en todas las horas, no siendo marcada la tendencia de la curva horaria. Sobre estas variaciones rápidas y de mayor amplitud deberá operar el CPF. Por otra parte, en ventanas de 30min y 60 min, la tendencia horaria es más clara pero las pendientes obtenidas resultan naturalmente menores.

Pendientes de variación lenta (tendencia) [MW/min] SIC DIC 2015																
HORA	Pendiente - 5min				Pendiente - 15min				Pendiente - 30min				Pendiente - 60min			
	PROM	DESV	Rmin	Rmax	PROM	DESV	Rmin	Rmax	PROM	DESV	Rmin	Rmax	PROM	DESV	Rmin	Rmax
1	7	5	20	5	7	3	13	3	7	2	10	5	7	1	10	6
2	5	5	17	5	5	3	10	0	5	1	8	4	5	1	7	5
3	3	5	15	6	3	2	7	1	3	1	6	1	3	1	4	2
4	1	5	11	9	1	2	5	4	1	1	4	1	1	1	3	0
5	0	5	8	9	0	2	4	3	0	1	3	2	0	1	1	1
6	2	5	9	11	2	3	4	6	2	2	4	4	2	2	1	4
7	1	7	15	11	1	4	8	7	1	3	6	5	1	3	5	3
8	5	5	15	19	5	4	1	14	5	3	0	9	5	3	1	8
9	9	6	13	21	9	4	3	19	9	4	4	16	9	3	5	13
10	5	4	14	15	6	2	3	10	6	1	3	9	6	1	4	7
11	3	4	16	12	3	3	2	7	3	1	1	5	3	1	2	4
12	2	5	9	12	2	2	2	6	2	1	1	4	2	1	1	3
13	0	5	8	9	0	2	4	4	0	1	2	2	0	1	1	2
14	1	4	16	9	1	2	2	4	1	1	1	3	1	1	1	2
15	0	4	19	10	0	2	4	4	0	2	3	4	0	1	1	2
16	1	4	8	7	1	3	6	4	1	1	4	1	1	1	2	0
17	1	4	10	10	1	3	7	3	1	2	8	2	1	1	3	0
18	3	5	12	5	3	3	9	1	3	3	8	4	3	2	6	1
19	2	5	13	5	2	3	9	2	2	2	6	2	2	2	4	1
20	1	4	10	8	1	2	5	3	1	2	3	2	1	1	2	2
21	6	7	8	23	6	6	0	17	6	4	1	14	6	1	5	9
22	5	9	8	25	5	7	5	18	5	6	3	15	5	1	2	7
23	6	5	17	4	6	3	11	2	6	2	10	3	6	1	8	3
24	7	5	17	3	7	2	11	1	7	2	11	4	7	1	9	6
TOTAL	0	7	14	15	0	5	9	12	0	5	8	11	0	4	8	8

Tabla 6-10 – Comparación de Rampas – Variaciones 5 min a 60 min

Montos de reserva – Cálculo de variaciones lentas (tendencias)

Para determinar las variaciones esperadas una vez que los sistemas se encuentren integrados, se analizan inicialmente los registros de potencia generada total sobre el período de un año JULIO 2015 – JUNIO 2016. Siendo que la generación renovable del SIC NORTE se encuentra actualmente con limitaciones de despacho y que la vez se encuentran en proyecto múltiples desarrollos de parques renovables (principalmente fotovoltaicos) en ambos sistemas, estos aspectos se abordan específicamente en el apartado 6.2.2.

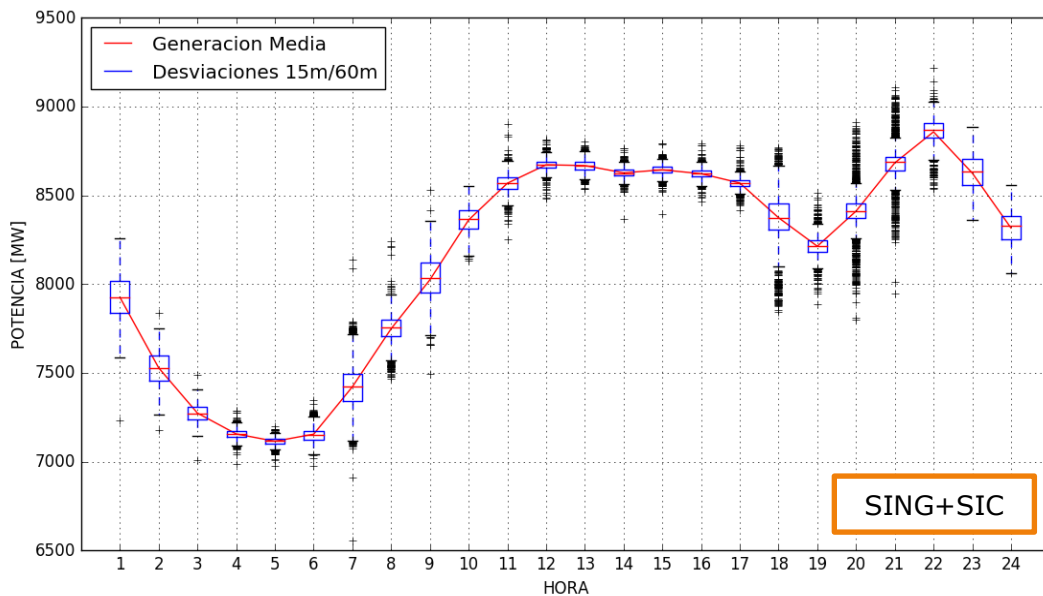
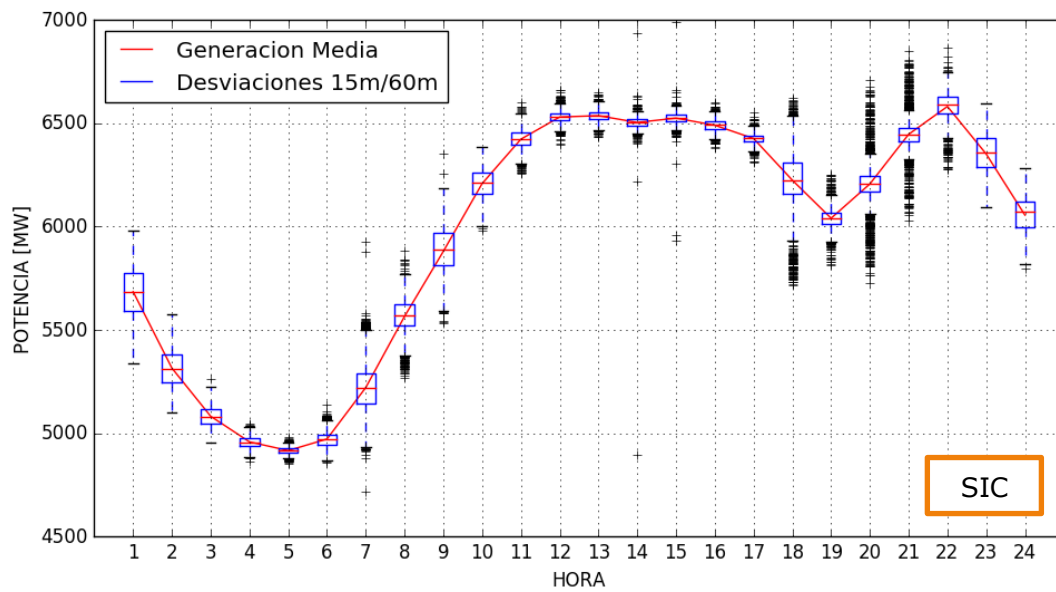
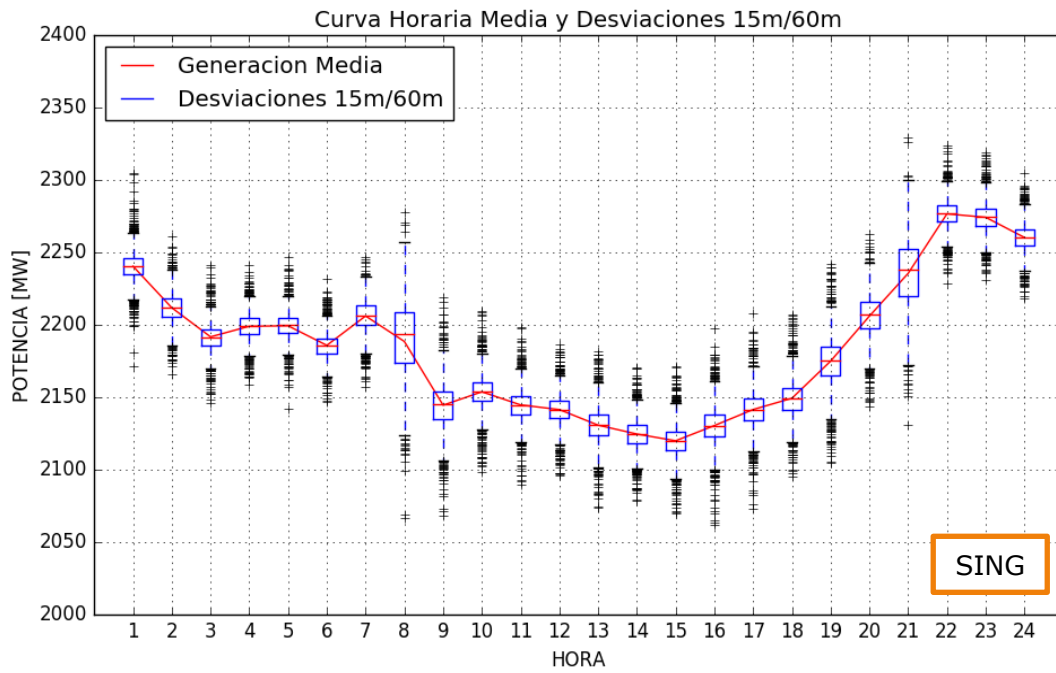
Sobre este período se obtiene para cada sistema y el sistema integrado, las desviaciones encontradas, discriminándose también el comportamiento a cada hora. La siguiente Tabla 6-11 presenta los resultados obtenidos y, como complemento, se representan los diagramas de caja de los errores 15min/60min superpuestos a una curva de generación media de todo el período.

Desvío estándar Variaciones 15min/60min			
HORA↓ RED→	SIC	SING	SIC+SING
1	116.7	11.7	124.1
2	89.8	11.5	97.1
3	49.3	10.3	51.9
4	27.3	9.7	28.1
5	15.7	9.5	19.8
6	44.7	9.7	47.6
7	140.4	11.9	147.6
8	88.4	27.7	84.7
9	126.0	17.0	136.0
10	80.2	13.1	79.4
11	53.2	11.6	57.2
12	30.4	11.4	33.9
13	29.6	13.2	34.7
14	55.6	11.3	28.8
15	40.9	12.4	30.0
16	27.6	14.2	30.3
17	26.7	13.7	32.2
18	157.7	13.8	155.8
19	57.1	18.1	64.5
20	135.3	15.9	143.9
21	104.5	26.4	123.9
22	74.6	10.6	76.6
23	106.3	10.9	109.7
24	100.2	10.5	103.3
RESTO	68.1	13.7	70.1
PUNTA	110.6	15.6	116.4
TOTAL	86.8	14.4	88.0

Tabla 6-11 - SIC+SING - Variaciones 15m/60m (anual) - Desvío estándar

Tipo	Rango	σ [MW]	Reserva [MW] $1,96\sigma$
Variaciones Aleatorias	RESTO	70,1	137
	PUNTA	116,4	228
	TOTAL	88,0	172

Tabla 6-12 Cálculo de la reserva asociada a Variaciones 15m/60m



A partir de los resultados obtenidos para las variaciones lentas se puede apreciar que los mayores errores se encuentran en las horas con mayores variaciones de la demanda. Asimismo, se aprecia que las variaciones del SING resultan despreciables frente a las del SIC, encontrándose que el comportamiento del sistema integrado es prácticamente similar al del SIC aislado.

Para complementar tales resultados se presenta un detalle mensual de las variaciones calculadas sobre el registro SIC. De la siguiente tabla se puede apreciar que las horas con mayores variaciones dependen de la época del año. Mientras que en invierno se dan alrededor de las 18:00hs – 20:00hs, en verano se presentan luego de las 21:00hs.

Desvío estándar Variaciones 15min/60min - SIC													
AÑO	2015						2016						Anual
HORA↓MES→	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	
1	137,8	127,2	122,6	119,7	110,4	126,6	114,2	104,0	115,3	89,6	98,7	124,8	116,7
2	104,8	94,6	82,4	84,7	80,2	96,2	98,1	100,4	80,7	76,4	76,0	98,7	89,8
3	55,6	49,4	45,2	43,4	42,6	54,4	60,8	54,8	38,4	46,5	44,3	51,4	49,3
4	31,5	27,3	22,2	24,2	29,9	26,7	31,9	36,5	25,4	25,3	21,9	28,5	27,3
5	15,5	18,4	16,0	15,2	15,5	14,0	17,2	16,8	13,7	15,2	16,8	14,7	15,7
6	42,9	53,9	47,0	41,4	45,9	37,0	32,6	33,0	42,4	49,0	52,1	58,4	44,7
7	147,5	173,7	159,2	146,9	75,5	55,7	52,0	54,3	133,9	165,2	173,8	180,8	140,4
8	146,0	119,5	83,8	44,4	67,5	96,8	106,6	52,6	60,7	90,3	82,2	81,8	88,4
9	112,4	71,6	105,2	131,1	149,6	156,2	169,2	162,6	114,1	69,4	92,5	128,0	126,0
10	66,2	78,0	76,3	73,9	78,2	96,1	110,1	99,0	75,5	74,6	66,0	75,0	80,2
11	56,8	56,1	41,8	42,5	46,3	60,5	62,4	81,2	53,7	57,4	38,4	44,9	53,2
12	33,5	26,9	20,4	19,6	28,0	40,3	43,5	40,1	32,5	30,5	22,2	19,9	30,4
13	37,5	37,9	33,8	25,6	21,2	27,1	25,0	22,4	24,2	32,6	27,4	38,3	29,6
14	27,4	25,4	23,0	19,4	19,7	30,4	87,3	27,7	24,5	22,3	20,1	30,0	55,6
15	25,0	25,2	29,9	20,5	24,2	27,3	29,4	57,5	24,3	25,2	21,8	23,7	40,9
16	30,1	29,5	32,9	28,9	24,0	24,3	25,1	24,2	22,1	33,2	27,0	25,9	27,6
17	32,9	27,3	32,0	23,5	24,3	27,0	22,4	22,7	22,6	29,0	36,9	23,1	26,7
18	224,7	207,1	217,7	63,4	73,5	73,7	71,0	67,1	67,4	271,3	197,0	119,5	157,7
19	102,4	49,6	33,8	33,3	43,4	51,2	48,1	50,1	42,6	41,5	88,0	71,8	57,1
20	150,9	249,4	232,5	104,2	38,1	45,0	33,8	33,1	73,2	214,1	88,2	15,1	135,3
21	27,0	23,2	43,4	165,1	191,2	83,9	47,1	141,0	176,3	26,7	27,9	37,0	104,5
22	45,7	52,5	52,9	56,4	43,6	123,8	129,8	54,3	64,3	73,3	68,2	73,8	74,6
23	106,9	114,2	112,0	118,4	111,5	93,9	78,5	88,0	117,8	104,1	112,6	108,5	106,3
24	61,2	67,9	60,5	133,2	133,9	130,5	115,2	107,6	116,7	73,3	75,0	67,5	100,2
TOTAL	88,2	90,3	85,5	78,4	76,0	78,3	74,2	72,1	76,1	85,7	75,8	75,7	86,8

Tabla 6-13 – SIC – Detalle mensual de Variaciones 15m/60m

Rampas de variación

Alineado con las variaciones globales previamente indicadas, se presenta aquí el análisis de las rampas de variación, calculadas a partir de los registros de potencia generada total sobre el período de un año JULIO 2015 – JUNIO 2016. De la Tabla 6-14 se aprecia que en términos de seguimiento de la demanda, las exigencias del sistema interconectado no se alteran significativamente respecto a los requerimientos actuales del SIC, obteniéndose requerimientos de $\pm 23\text{MW}/\text{min}$. Como referencia, notar que del estudio EE-ES-2011-372 – “Definición del tipo de CSF a implementar” se identificó el requerimiento de una tasa mínima de $\pm 20\text{MW}/\text{min}$.

Rampas SIC+SING [MW/min] (base $\Delta 15\text{min}$)				
HORA	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P5%)	Rmax(P95%)
1	-7.13	2.27	-11.72	-2.92
2	-5.94	2.06	-10.25	-2.08
3	-3.20	1.81	-6.71	0.11
4	-1.35	1.56	-4.45	1.60
5	-0.39	1.47	-3.47	2.41
6	1.73	2.29	-2.18	6.38
7	5.86	5.90	-5.22	15.56
8	3.59	6.75	-8.40	17.41
9	6.60	4.56	-2.63	14.92
10	4.62	2.86	-0.75	10.24
11	2.78	2.65	-2.23	7.94
12	1.11	2.28	-3.09	5.42
13	-0.59	2.34	-4.98	3.61
14	-0.35	2.39	-5.12	3.82
15	0.01	2.31	-4.16	4.46
16	-0.46	2.33	-4.57	3.96
17	-0.94	2.15	-5.19	2.84
18	-5.57	6.63	-23.14	3.36
19	0.47	5.18	-7.71	13.09
20	4.60	7.57	-4.64	22.49
21	4.39	6.56	-3.65	20.77
22	0.62	6.10	-6.67	16.82
23	-5.77	2.84	-11.21	-0.42
24	-4.69	4.90	-11.03	8.54
TOTAL	0.00	5.65	-9.48	13.86

Tabla 6-14 – SIC+SING – Variaciones 15m (anual) – Rampas

6.2.2 Impacto de las fuentes renovables

Los resultados obtenidos en el apartado anterior se basan en la curva de demanda equivalente total del sistema, la cual contiene, sin distinción, variaciones de demanda y generación renovable. Contemplando que el control secundario será ejercido por unidades sincrónicas convencionales, resulta de interés evaluar el comportamiento de la curva equivalente que será "vista" por estas unidades.

En función de esto se procede a generar esta curva equivalente tomando de la curva de generación total y restando la componente de generación renovable esperable.

Un aspecto relevante en este punto corresponde a la diferencia en el comportamiento de la demanda y la generación renovable según la época del año. Por este motivo se analiza de forma independiente dos condiciones, una de "verano" y otra de "invierno".

Para la representación de la demanda del verano se utiliza el tramo de registro SIC+SING entre el 21/11 al 21/12 de 2015, mientras que para invierno se selecciona el tramo 21/5 al 21/6 de 2016. Vale aclarar que entre tales días existe un cambio de horario, de modo que se utilizará como referencia la Hora Oficial, según lo observado en los registros. La siguiente figura resume la curva de demanda media observada para cada caso de estudio.

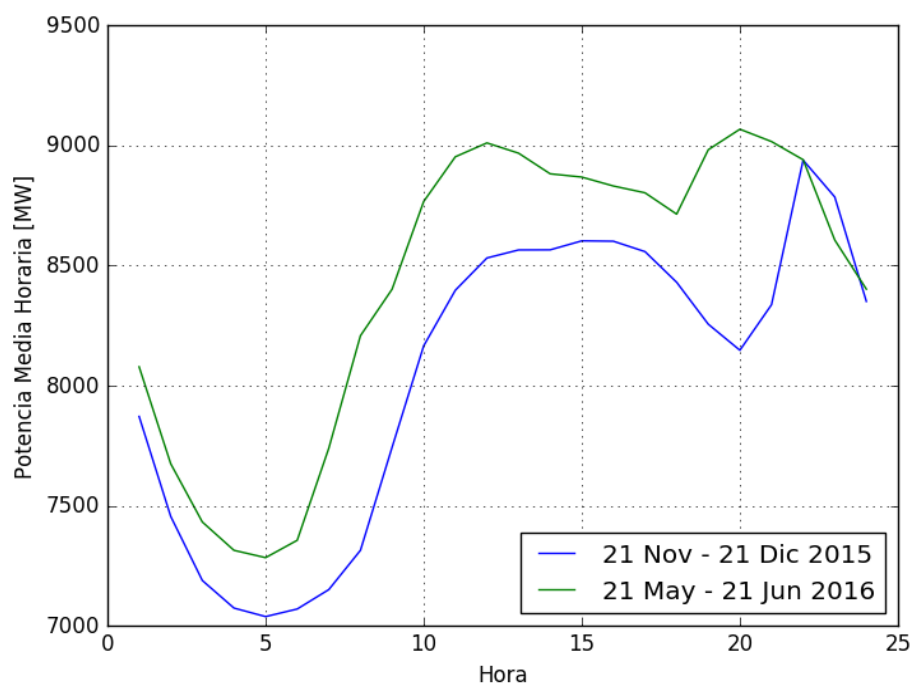


Figura 6-5 – Generación media horaria total

Proyectos contemplados y representación

Para determinar un monto realista de cantidad de proyectos y monto total de generación renovable a contemplar se toma la información disponible en los escenarios PCP. En particular se observa que los proyectos de mayor interés corresponden a los parques fotovoltaicos. Sobre estos, es de especial importancia para el análisis del desempeño para CSF si los mismos cuentan o no con seguimiento horario, ya que en caso de ser así las rampas de toma/bajada de carga resultarán más acentuadas.

En la siguientes tablas se resumen los proyectos previstos por el PCP, junto con la potencia aparente (S [MVA]) prevista y la máxima potencia horaria encontrada (P_{MAX} [MW]) en tales corridas (marzo 2018).

Proyecto Fotovoltáico	Sistema	S [MVA]	P _{max} [MW]	Registro	Seguimiento
SOLAR_OLMUE**	SIC	200	143,7	-	-
SOLAR_EL_ROMERO	SIC	206	132,6	-	-
SOLAR_BOLERO	SING	153	112,8	-	-
SOLAR_FINIS_TERRAE	SING	145	106,7	SI	SI
SOLAR_CARRERA_PINTO	SIC	102	97,0	SI	NO
SOLAR_LLANO_LLAMPOS	SIC	110	93,0	SI	SI
SOLAR_CONEJO	SIC	104	80,8	SI	SI
SOLAR_LUZ_DEL_NORTE	SIC	142	78,8	SI	SI
SOLAR_HUATACONDO	SING	103	75,7	-	-
SOLAR_QUILAPILUN	SIC	116	67,9	-	-
SOLAR_PELICANO	SIC	74	67,7	-	-
SOLAR_VALLELAND	SIC	89	67,4	-	-
SOLAR_DIVISADERO	SIC	69	65,0	-	-
SOLAR_MARIA_ELENA	SING	63	55,6	SI	SI
SOLAR_PAMPA_SOLAR_NORTE	SIC	70	53,3	SI	SI
SOLAR_PV_EL_SALVADOR	SIC	74	50,7	SI	SI
SOLAR_LOS_LOROS	SIC	53	50,0	SI	NO
SOLAR_LASCAR	SIC	68	49,9	-	-
SOLAR_JAVIERA	SIC	67	43,2	SI	NO
SOLAR_LALACKAMA 1 y 2	SIC	59	55,6	SI	SI
SOLAR_ABASOL	SIC	65	41,6	-	-
SOLAR_BLUE_SKY_II	SING	54	39,4	-	-
SOLAR_URIBE_SOLAR	SING	53	38,6	-	-
SOLAR_SAN_ANDRES	SIC	53	31,9	SI	-
SOLAR_GUANACO	SIC	53	26,8	-	-
SOLAR_CHAKA	SIC	53	26,8	-	-
SOLAR_BLUE_SKY_I	SING	36	26,3	-	-
SOLAR_JAMA_1	SING	32	23,4	SI	SI
SOLAR_CHANARES	SIC	40	21,4	SI	NO
SOLAR_QUILLAGUA_2	SING	29	20,9	-	-
SOLAR_PV_DIEGO_ALMAGRO	SIC	34	20,6	SI	NO
SOLAR_LA_HUAYCA_II	SING	26	19,4	SI	NO
SOLAR_USYA	SING	26	19,3	-	-
SOLAR_PULAR	SING	30	18,6	-	-
SOLAR_QUILLAGUA_1	SING	24	17,8	-	-
SOLAR_MALGARIDA	SIC	30	17,5	-	-
SOLAR_JAMA_2	SING	22	17,3	SI	SI
SOLAR_ANDES_SOLAR	SING	23	16,2	SI	SI
SOLAR_PARUMA	SING	23	13,1	-	-
OTROS <13MW	SING	-	51,7	-	-
TOTAL:			2056,0	-	-

**Se contempla en reemplazo de Santiago Solar

Tabla 6-15 – Parques Fotovoltaicos - PCP



Proyecto Eólico	Sistema	S [MVA]	Pmax[MW]	Registro
EOLICA_SIERRA_GORDA	SING	118	89.4	-
EOLICA_SAN_JUAN	SIC	195	86.9	-
EOLICA_VALLE_VIENTOS	SING	90	71.5	SI
EOLICA_LOS_CURUROS	SIC	120	51.7	SI
EOLICA_TALINAY_PONIENTE	SIC	64	35.3	SI
EOLICA_TALINAY_ORIENTE	SIC	95	34.3	SI
EOLICA_TALTAL	SIC	104	32.0	SI
EOLICA_RENAICO	SIC	92	28.3	SI
EOLICA_EL_ARRAYAN	SIC	121	27.3	SI
EOLICA_CUEL	SIC	35	21.8	SI
EOLICA_P_COLORADA	SIC	21	12.0	-
CANELA_2	SIC	63	11.1	SI
EOLICA_LOS_BUENOS_AIRES	SIC	25	10.9	SI
MONTE_REDONDO	SIC	51	10.2	SI
EOLICA_PUNTA_PALMERAS	SIC	45	9.0	SI
EOLICA_SAN_PEDRO	SIC	106	8.5	SI
EOLICA_TOTORAL	SIC	48	7.2	SI
OTROS <10MW	-	-	19.7	-

Tabla 6-16 – Parques Eólicos - PCP

En vistas que los parques actuales operan con restricciones y existen múltiples proyectos futuros, para este análisis se decide construir un generador fotovoltaico equivalente global del tipo con seguimiento.

Para esto, se utiliza el generador solar elaborado para CDEC-SIC en el Proyecto: EE-2013-066/Informe: EE-ES-2014-0005 – “ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC – INCORPORACIÓN DE PARQUES EÓLICOS Y SOLARES 2014-2017” donde se estima la generación solar de una planta fotovoltaica en base a su locación, día de evaluación y característica del seguimiento. En particular, para el caso adoptado, se utiliza la radiación directa como variable proporcional a la generación de potencia. El factor de proporcionalidad se ajusta en orden de alcanzar para días de marzo, los niveles de potencia determinados por el PCP. No se modela sobre este parque los efectos de fluctuaciones instantáneas, siendo que el análisis aquí previsto corresponde a las variaciones lentas (tendencia) sobre las que opera el control secundario.

A modo de referencia se muestra a continuación el ajuste de este modelo sobre registros reales de generación del parque fotovoltaico Luz del Norte para los días 21/6/16 y 21/12/15, correspondientes a los solsticios de invierno y verano respectivamente. Notar que en el primer caso, el parque (verde) opera con restricciones, no obstante es posible validar como el modelo representa adecuadamente la rampa de subida y bajada de carga. En el caso de diciembre el contraste puede realizarse en todas las horas al no observarse restricciones sobre el parque.

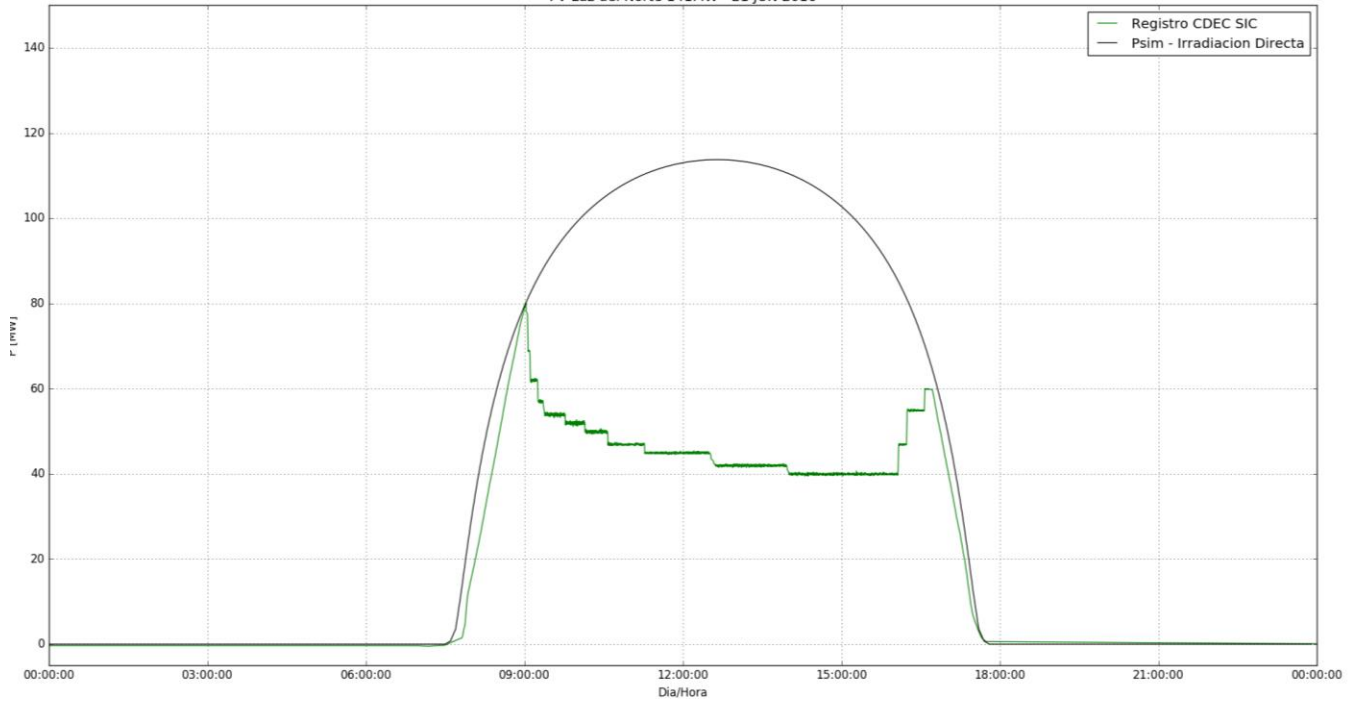


Figura 6-6 – PV Luz del Norte – Generación 21 JUNIO 2016

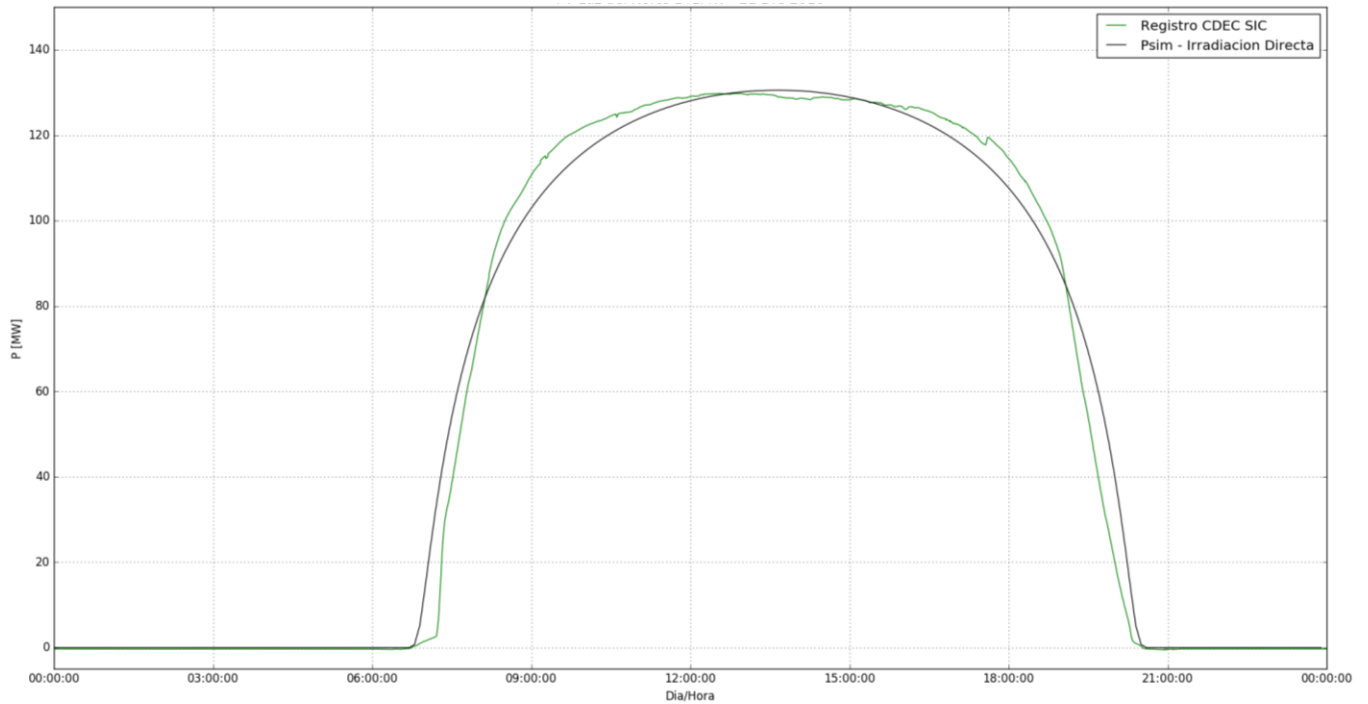


Figura 6-7 – PV Luz del Norte – Generación 21 DICIEMBRE 2015

Sobre la base de lo antes mencionado, se representa un parque fotovoltaico equivalente, para el cual se obtienen las siguientes curvas de potencia generada total y rampa en MW/min.

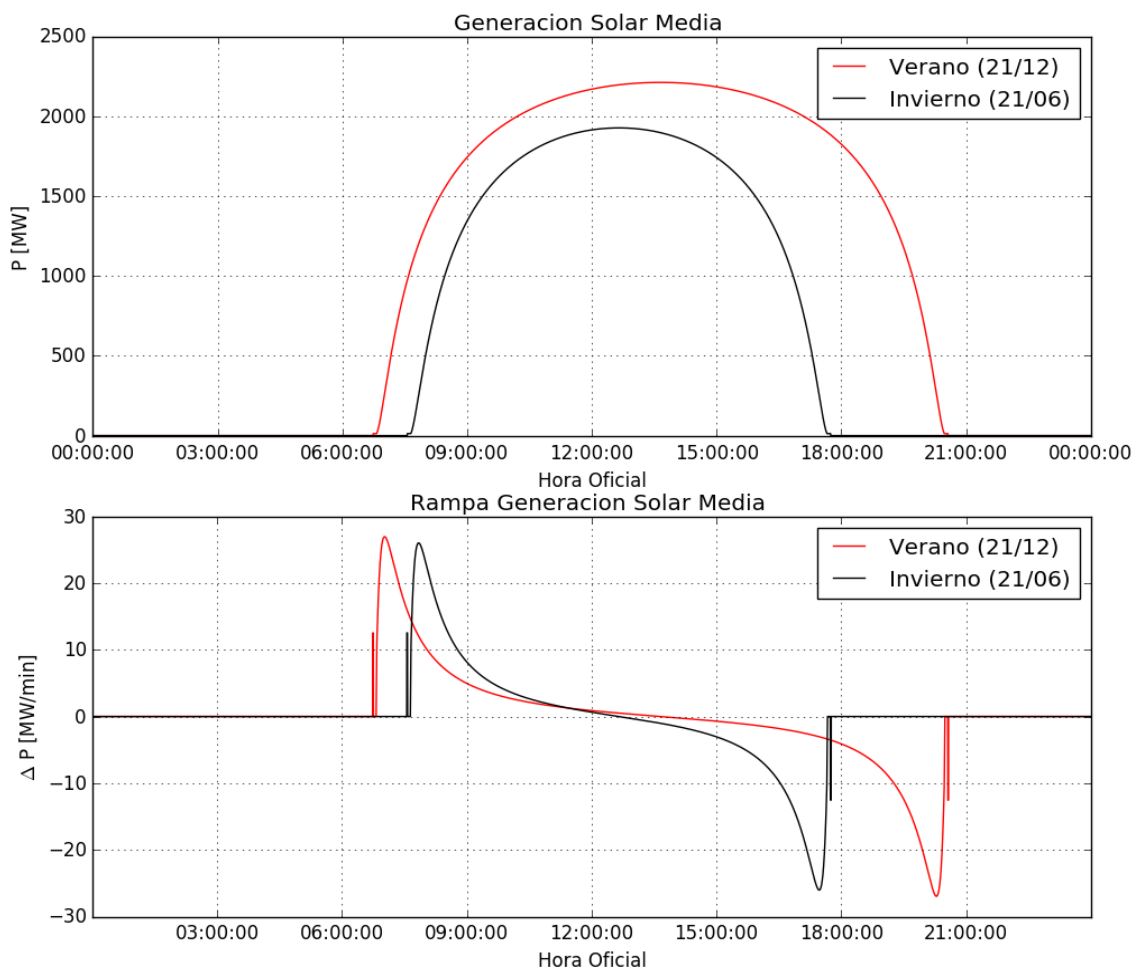


Figura 6-8 – Generación solar equivalente

Para el caso de parques eólicos, siendo que su impacto en monto y variaciones conjuntas resulta menor, sólo se prevé un análisis de sensibilidad. Por este motivo, sólo se genera un modelo equivalente global aproximado a partir de los datos de generación media horaria de las tablas PCP.

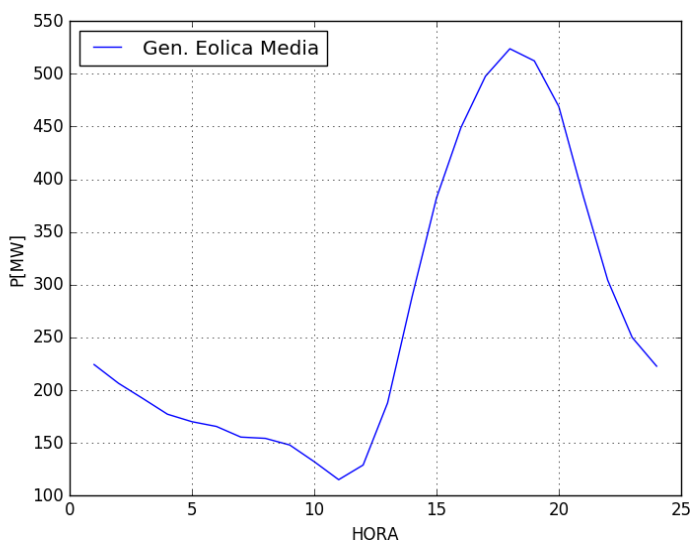


Figura 6-9 – Generación eólica equivalente

Comparación Generación Total y Generación Sincrónica

A partir de los modelos generados, se realiza el análisis para las dos condiciones indicadas.

Verano

Para la condición de verano (21/11 a 21/12), se muestra en la siguiente figura la curva de generación media total (línea continua) y sincrónica equivalente (línea de trazo), descontando la componente solar de la curva de demanda total.

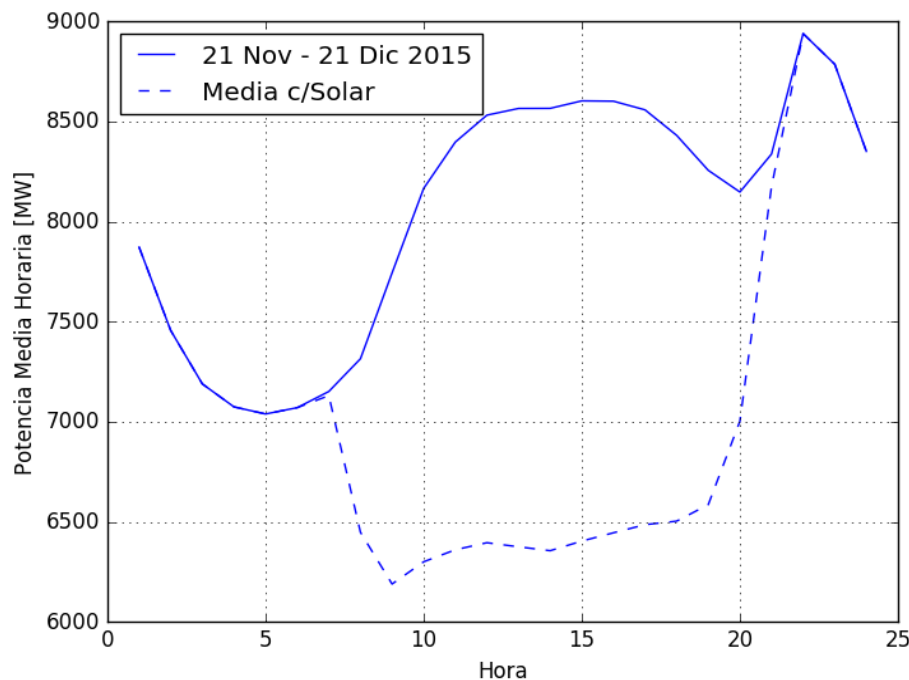


Figura 6-10 – Generación media total y sincrónica equivalente (verano)

Asimismo, de modo análogo a lo calculado para los registros anuales de demanda total, se determinan las rampas esperadas para cada hora tanto para la generación total (seguimiento de la demanda) como para la generación sincrónica, calculada como la resta: Total – Solar.

Esto se presenta en la Tabla 6-17, donde se puede apreciar que con la incorporación de tales montos de generación solar, se prevén marcadas rampas de reducción durante el amanecer (-25MW/min) y se incrementan notablemente los requerimientos durante las horas de “empuntamiento” o “peaking” de la demanda debido a la coincidente rampa negativa de los parques solares durante el atardecer (de ~20MW/min a 35MW/min).

Al mismo tiempo se observa que se reducen los requerimientos de subida durante la mañana, producto de la coincidencia entre la curva de demanda y el aporte solar.

HORA	Rampas SIC+SING [MW/min] (base Δ15min) - Período 21/11/15 - 21/12/2015							
	Generación TOTAL				Generación (TOTAL - SOLAR)			
	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)
1	7,65	1,85	-12,43	4,29	7,65	1,86	-12,43	4,29
2	6,28	1,55	-9,30	3,32	6,28	1,55	-9,30	3,32
3	3,37	1,70	-6,71	0,11	3,37	1,70	-6,71	0,11
4	1,21	1,28	-3,48	0,92	1,21	1,28	-3,48	0,92
5	0,40	1,26	-3,20	1,71	-0,40	1,26	-3,20	1,71
6	1,44	2,14	-2,30	5,81	1,44	2,14	-2,30	5,81
7	0,53	4,44	-7,94	8,32	-0,84	4,75	-9,96	7,49
8	3,67	3,60	-2,15	10,45	-5,43	4,11	-24,94	9,47
9	9,51	3,67	3,11	15,56	1,59	3,68	5,23	7,62
10	5,46	2,13	1,00	9,88	1,45	1,84	2,53	4,92
11	3,06	3,30	-1,78	6,96	0,76	3,23	-3,64	4,44
12	1,71	3,76	-1,66	7,13	0,38	3,75	-3,08	5,51
13	-0,01	1,72	-3,43	3,26	-0,68	1,73	-4,31	2,62
14	0,24	2,09	-3,68	3,82	0,11	2,14	-4,00	3,83
15	0,29	2,16	-3,06	4,20	0,65	2,13	-2,89	4,58
16	0,19	1,96	-3,48	3,65	0,75	1,93	-2,47	4,50
17	0,84	1,62	-3,96	2,45	0,87	1,63	-2,05	4,06
18	-2,99	2,95	-8,38	2,49	-0,05	2,89	-5,02	6,05
19	-2,24	2,85	-8,02	2,33	3,07	3,19	-3,03	8,95
20	0,51	4,90	-5,44	4,84	11,22	6,09	2,86	18,02
21	5,87	6,18	-0,67	19,09	21,07	7,82	8,62	34,46
22	5,42	7,47	-4,84	19,77	6,42	7,47	-4,84	19,77
23	5,66	2,84	-10,72	0,80	5,66	2,84	-10,72	-0,80
24	7,91	2,16	-12,40	4,11	7,91	2,16	-12,40	4,11
TOTAL	-0,04	5,45	-9,30	13,42	-0,20	7,64	-14,40	19,71

Tabla 6-17 - SIC+SING - Variaciones 15m (21/11 → 21/12 de 2015) - Rampas TOTAL y TOTAL-SOLAR

Invierno

En el caso de invierno (21/5 a 21/6), la curva media obtenida es la que se presenta en la Figura 6-11, mientras que las rampas se resumen en la Tabla 6-18.

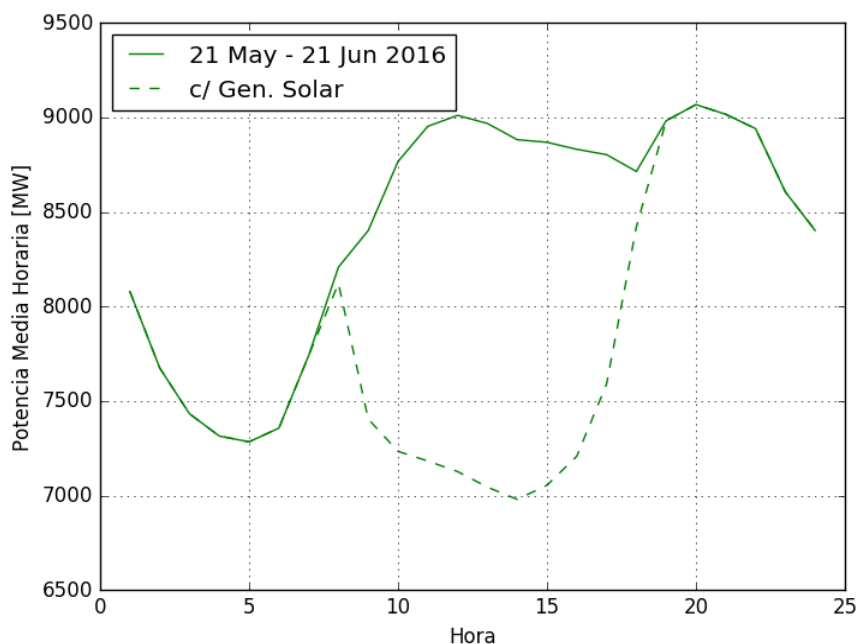


Figura 6-11 - Generación media total y sincrónica equivalente (invierno)

Rampas SIC+SING [MW/min] (base Δ15min) - Período 21/5/16 - 21/5/16								
HORA	Generación TOTAL				Generación TOTAL - SOLAR			
	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)
1	-6.91	2.39	-11.37	-2.08	-6.94	2.38	-11.37	-2.08
2	-5.96	1.86	-9.73	-2.40	-5.96	1.86	-9.73	-2.40
3	-2.93	2.18	-7.74	0.09	-2.93	2.18	-7.74	0.09
4	-1.20	1.69	-4.50	2.57	-1.20	1.69	-4.50	2.57
5	-0.33	1.74	-3.72	2.88	-0.33	1.74	-3.72	2.88
6	2.51	2.51	-1.31	7.17	2.51	2.51	-1.31	7.17
7	8.72	5.67	-0.73	17.35	8.72	5.67	-0.73	17.35
8	3.93	8.24	-6.96	18.85	-1.34	14.63	-25.75	18.85
9	6.42	4.09	-3.32	13.09	-9.62	7.54	-26.01	-0.55
10	4.58	3.08	-0.97	10.75	-1.61	2.80	-6.38	3.96
11	2.30	2.68	-2.66	7.16	-0.66	2.55	-4.94	3.99
12	0.21	2.37	-3.73	5.63	-1.15	2.29	-5.07	3.80
13	-1.07	2.53	-5.98	3.73	-1.34	2.53	-6.12	3.56
14	-1.28	2.42	-6.54	3.15	-0.55	2.51	-6.20	3.81
15	-0.12	2.26	-4.03	3.86	1.85	2.16	-1.60	5.29
16	-0.75	2.37	-5.18	3.28	3.34	2.43	-1.54	7.00
17	-0.21	2.75	-5.55	4.82	8.91	3.75	2.67	16.59
18	-2.51	6.50	-11.57	16.24	13.64	9.07	-6.72	28.25
19	6.88	5.77	-0.80	21.68	6.88	5.77	-0.80	21.68
20	-0.16	2.10	-4.93	3.51	-0.16	2.10	-4.93	3.51
21	-0.75	2.48	-5.31	4.49	-0.75	2.48	-5.31	4.49
22	-2.91	3.22	-9.09	3.79	-2.91	3.22	-9.09	3.79
23	-6.54	2.43	-11.21	-1.38	-6.54	2.43	-11.21	-1.38
24	-1.67	5.87	-9.65	10.35	-1.61	5.85	-9.65	10.35
TOTAL	-0.02	5.42	-9.24	13.66	0.00	7.14	-12.66	17.16

Tabla 6-18 - SIC+SING - Variaciones 15m (21/5 → 21/6 de 2016) - Rampas TOTAL y TOTAL-SOLAR

De la Tabla 6-18 se aprecia que si bien se encuentran rampas menos exigentes al caso previo (verano), siguen siendo mayores a lo previsto sin el aporte solar. Al respecto, se aprecia que en esta estación existe menor grado de coincidencia entre el "empuntamiento" o "peaking" de la demanda y la disminución de aporte solar.

A la vez se aprecian importantes rampas positivas y luego negativas durante las horas 7:00 a 9:00 de la mañana, producto del aporte solar levemente desfasado de la curva de demanda.

Sensibilidad ± 15 min Demanda – Generación Solar

En vistas de los resultados obtenidos y con el objetivo de proveer un mayor grado de confiabilidad a los resultados se plantea un análisis de sensibilidad desplazando la curva de generación solar respecto a la de demanda en ± 15 minutos y se recalculan las rampas previstas. Para esto se toma como caso de referencia el período "verano", donde se han encontrado las mayores exigencias. Como puede apreciarse en la siguiente tabla, los resultados no se alteran conceptualmente, existiendo un leve aumento en los requerimientos de rampa para la condición de adelanto (+15min) y una reducción en caso de retraso (-15min) de la curva solar respecto a la de demanda.

Rampas SIC+SING [MW/min] (base $\Delta 15$ min) - Período 21/11/15 - 21/12/15								
HORA	Generación TOTAL - SOLAR (+15min)				Generación TOTAL - SOLAR (-15min)			
	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)	PROMEDIO	DESVIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)
1	7.41	1.57	9.97	4.39	7.65	1.86	12.43	4.29
2	5.50	1.48	8.29	2.56	6.28	1.55	9.30	3.32
3	2.74	1.62	6.02	0.49	3.37	1.70	6.71	0.11
4	0.90	1.20	3.24	1.43	1.21	1.28	3.48	0.92
5	0.06	1.33	2.58	2.23	0.40	1.26	3.20	1.71
6	2.31	2.72	2.31	7.49	1.44	2.14	2.30	5.81
7	0.39	4.34	8.34	7.30	6.72	10.36	28.08	7.49
8	4.54	6.92	23.72	-0.30	12.15	4.35	23.91	6.71
9	0.95	3.07	5.23	6.26	2.96	3.60	3.24	8.89
10	0.62	1.94	3.26	3.75	1.99	1.87	2.12	5.63
11	0.48	2.55	3.31	4.44	1.05	3.23	3.41	4.71
12	0.37	3.75	3.45	3.41	0.56	3.75	2.87	5.72
13	0.85	2.00	4.81	2.49	0.54	1.73	4.16	2.77
14	0.60	1.92	3.14	4.25	0.23	2.14	3.88	3.96
15	0.60	2.06	2.83	4.55	0.79	2.13	2.76	4.72
16	0.35	1.83	3.38	4.06	0.92	1.92	2.29	4.66
17	0.55	2.29	3.93	3.58	1.11	1.63	1.79	4.35
18	0.26	3.07	5.41	5.66	0.39	2.89	4.55	6.52
19	3.39	2.68	1.31	8.07	4.07	3.95	3.21	10.35
20	22.15	6.12	4.49	20.16	14.53	6.91	4.73	23.07
21	24.63	7.39	13.53	35.80	15.76	9.30	4.50	30.35
22	1.42	5.93	7.15	14.10	6.42	7.47	4.84	19.77
23	6.53	2.54	1.56	1.93	5.66	2.84	10.72	-0.80
24	8.21	2.13	12.43	4.29	7.94	2.15	12.40	4.11
TOTAL	-0.14	7.82	-16.08	23.05	-0.01	7.51	-13.38	19.35

Tabla 6-19 – SIC+SING – Variaciones 15m (21/11 \rightarrow 21/12 de 2015) – Rampas TOTAL-SOLAR ± 15 min.

Sensibilidad – Generación Solar y Eólica

Finalmente, se introduce una sensibilidad de los resultados respecto a una curva media de generación eólica prevista según los resultados del PCP. De los resultados presentados en la Tabla 6-20 no se observan cambios significativos en las máximas rampas esperadas, alcanzando cerca de 36MW/min en la peor condición.

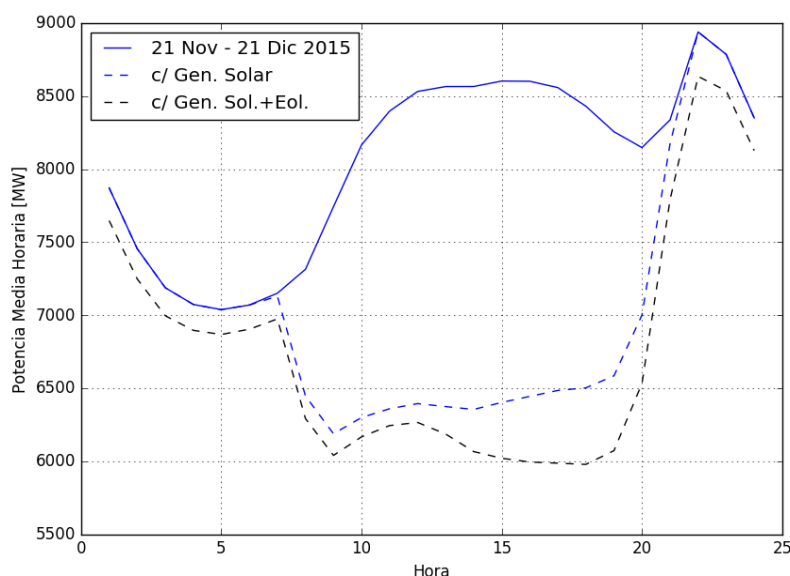


Figura 6-12 – Generación media total y sincrónica equivalente (verano)

Rampas SIC+SING [MW/min] (base Δ15min) - Período 21/11/15 - 21/12/15								
HORA	Generación TOTAL - SOLAR				Generación TOTAL - SOLAR - EÓLICO			
	PROMEDIO	DESUDIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)	PROMEDIO	DESUDIO	Rmin (P2.5%)	Rmax(P97.5%)
1	7.65	1.86	2.43	4.29	7.67	1.86	2.45	4.32
2	5.28	1.55	3.30	3.32	5.98	1.55	9.00	3.03
3	3.37	1.70	6.71	0.11	3.12	1.70	5.47	0.35
4	1.21	1.28	3.48	0.92	0.96	1.28	3.23	1.16
5	-0.40	1.26	3.20	1.71	-0.28	1.26	3.08	1.82
6	1.44	2.14	2.30	5.81	1.51	2.14	2.22	5.89
7	-0.84	4.75	9.96	7.49	-0.67	4.75	9.80	7.66
8	-15.43	4.11	-24.94	-9.47	-15.41	4.11	-24.92	-9.45
9	1.59	3.68	5.23	7.62	1.69	3.68	5.12	7.73
10	1.45	1.84	2.53	4.92	1.71	1.84	2.26	5.18
11	0.76	3.23	3.64	4.44	1.04	3.23	3.36	4.72
12	0.38	3.75	3.08	5.51	0.15	3.75	3.31	5.28
13	-0.68	1.73	4.31	2.62	-1.66	1.73	5.29	1.64
14	0.11	2.14	4.00	3.83	-1.57	2.14	5.68	2.16
15	0.65	2.13	2.89	4.58	-0.91	2.13	4.45	3.01
16	0.75	1.93	2.47	4.50	-0.36	1.93	3.58	3.39
17	0.87	1.63	2.05	4.06	0.06	1.63	2.86	3.25
18	-0.05	2.89	5.02	6.05	-0.49	2.89	5.45	5.62
19	3.07	3.19	3.03	8.95	3.27	3.19	2.84	9.14
20	11.22	6.09	2.86	18.02	11.94	6.09	3.59	18.74
21	21.07	7.82	8.62	34.46	22.49	7.82	10.04	35.88
22	6.42	7.47	4.84	19.77	7.75	7.47	3.51	21.10
23	5.66	2.84	20.72	-0.80	4.75	2.84	9.82	0.10
24	7.91	2.16	22.40	4.11	7.46	2.16	11.95	3.65
TOTAL	-0.20	7.64	-14.40	19.71	-0.25	7.85	-14.38	21.10

Tabla 6-20 – SIC+SING – Variaciones 15m (21/11 → 21/12 de 2015) – Sensibilidad TOTAL – SOLAR – EÓLICO

Variaciones intrahorarias aleatorias (lentas)

La regulación secundaria realizada por unidades sincrónicas deberá compensar no sólo las variaciones de demanda total sino la demanda neta obtenida como la diferencia entre la demanda total y la generación ERNC. Las variaciones de interés en este marco corresponden a las fluctuaciones aleatorias lentas respecto a una tendencia o valor medio horario. En particular, se adopta el mismo criterio que para el cálculo de las variaciones de la demanda, es decir cálculo de los promedios de 15 minutos respecto a la media horaria real, para poder operar coherentemente con tales resultados.

Notar que esta componente no contempla errores de pronóstico horarios de generación ERNC disponible, sino se requiere para el seguimiento de fluctuaciones lentas asociadas a ráfagas en el caso de parques eólicos y nubosidad en el caso de los parques fotovoltaicos.

Para predecir esta componente de variación es preciso calcular los desvíos estándares de la diferencia POTENCIA PROMEDIO DE 15min – PROMEDIO DE 60min. de la generación renovable total actual del sistema, para luego estimar un factor de crecimiento adicional asociado a los parques proyectados. Sin embargo, actualmente el SIC Norte opera con importantes restricciones en su generación renovable (lo cual se puede apreciar en la Figura 6-6) lo cual hace que tales variables no sean una medida confiable para calcular las variaciones que tendrá el sistema una vez que se eliminen tales restricciones. Otra opción posible corresponde a utilizar como dato de cálculo a la generación renovable disponible (generada + vertimiento) instantánea, sin embargo actualmente no se dispone de esta variable en todos los parques.

En este escenario, se plantea calcular las variaciones de interés sobre los parques más grandes del SING y sobre los parques del SIC en los cuales se cuenta con la variable potencia disponible y, a partir de estos resultados, extrapolar las variaciones aleatorias esperadas. La Tabla 6-28 y Tabla 6-29 resumen los cálculos de desvío y rango de variación sobre los parques del SIC y SING respectivamente y agrupaciones de estos. Los desvíos calculados contemplan sólo los períodos en donde el aporte del parque o conjunto resulta distinto de cero, de modo de obtener las variaciones en base a las horas operativas y no a todo el rango registrado (particularmente importante en el caso de los parques fotovoltaicos).

Analizando los resultados obtenidos, se puede apreciar que las desviaciones obtenidas a partir de agrupaciones de parques resultan sólo levemente mayores que las individuales de cada parque. En el caso del SIC se aprecia que la desviación de todos los parques resulta menor que la individual del parque Luz del Norte, lo cual se debe a que en tal registro se incluye la noche (donde el parque fotovoltaico no provoca variaciones).

Variaciones 15min./60min. [MW] SIC Septiembre - Octubre 2016 - Potencia Disponible [MW]						
PARQUE	TIPO	Pn	Pmax	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
LA CEBADA	Eólico	120	109,46	6,2	-13,26	13,61
PUNTA PALMERAS	Eólico	45	46,55	4,92	-9,07	9,26
LUZ DEL NORTE	Fotovoltaico	142	140	11,84	-26,7	27,34
L.CEBADA + P.PALMERAS	Eólico	165	154,48	7,58	-16,51	16,83
L.CEBADA + P.PALM + L.NORT	55 % Eól +45% Fotov	307	278,13	10,71	-24,11	24,54

Tabla 6-21 - Variaciones Promedio 15 min./Promedio 60min. - ERNC SIC

Variaciones 15min./60min. [MW] SING Enero - Julio 2016						
PARQUE	TIPO	Pn	Pmax	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
FINIS TERRAE	Fotovoltaico	138	93.2	5.48	-13.16	13.52
MARIA ELENA	Fotovoltaico	72	66.49	6.39	-14.64	14.84
VALLE DE LOS VIENTOS	Eólico	90	87.94	5.72	-12.71	13.18
F. TERRAE + M. ELENA	Fotovoltaico	210	142.68	8.91	-20.19	20.78
F. TERRAE + M. ELENA + VdIV	30% Eól + 70% Fotov	300	226.89	8.33	-18.84	19.06

Tabla 6-22 - Variaciones Promedio 15 min./Promedio 60min. - ERNC SING

Las siguientes figuras presentan, a modo de ejemplo, la generación real de un día de los parques PF FINIS TERRAE y PF MARIA ELENA, de donde se muestra el registro original "instantáneo" (azul), el promedio de 15 minutos (verde) y de forma complementaria el promedio horario (rojo). Puede apreciarse de esta gráfica que si bien ambos parques generan con una curva media horaria semejante presentan distintas variaciones aleatorias instantáneas y de los promedios de 15 min.

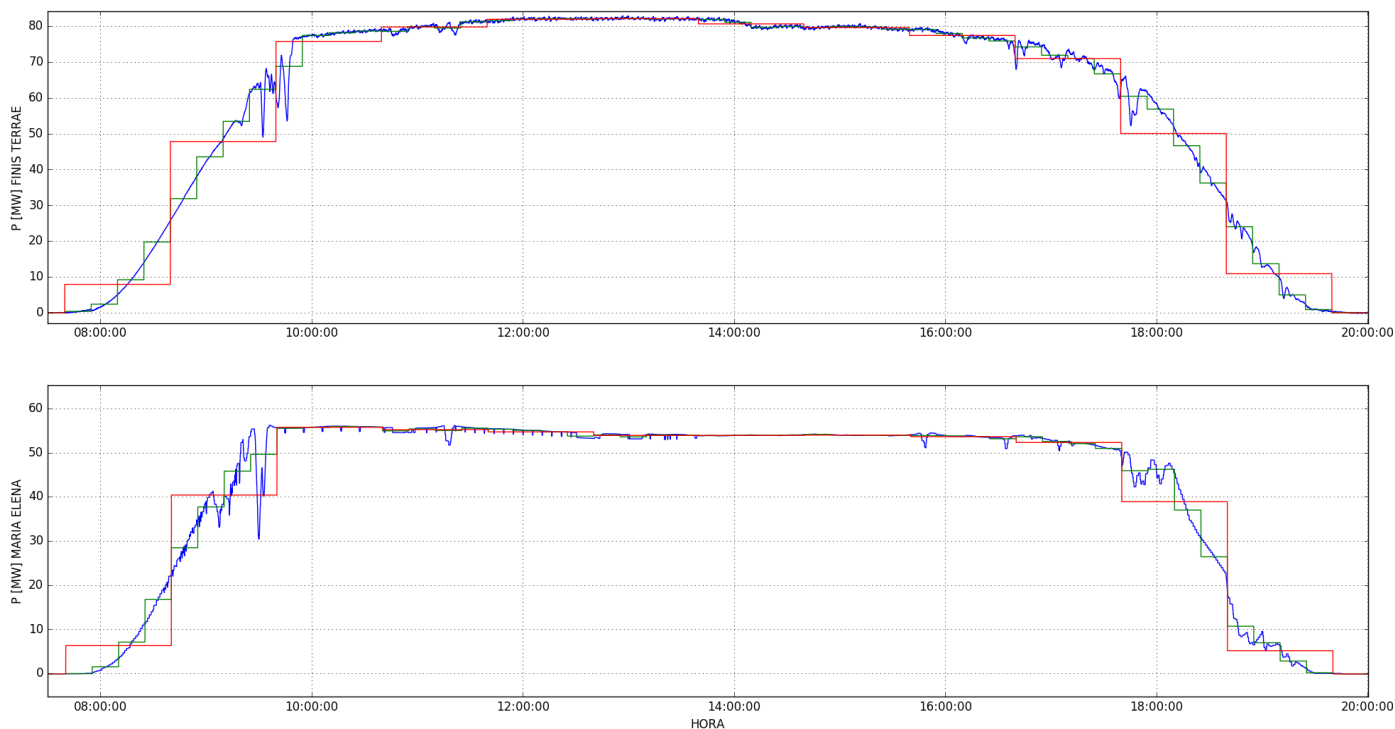


Figura 6-13 - Potencia generada PF FINIS TERRAE y PF MARIA ELENA

A partir de los resultados obtenidos sobre un grupo acotado de parques, y tomando como referencia también los resultados del estudio EE-ES-2013-066 - "ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC - INCORPORACIÓN DE PARQUES EÓLICOS Y SOLARES 2014 - 2017" puede considerarse que estas variaciones resultan no correlacionadas entre los diferentes parques instalados en el sistema. En función de esto, es posible extrapolar estas fluctuaciones para contemplar la operación de un mayor parque generador, considerando que tales parques adicionales contribuirán con similares variaciones, las cuales no estarán correlacionadas con los restantes parques. Bajo estas hipótesis es posible estimar el desvío para un monto de inyección ERNC mediante la relación: $\sigma_{CSF}(P_{ERNC}) = \sigma_{u_{CSF}} \sqrt{P_{ERNC}}$

Donde:

- P_{ERNC} : la potencia nominal renovable considerada.
- $\sigma_{u_{CSF}}$: desvío unitario ajustado en base a las fluctuaciones 15min/60min de los parques existentes (0,62MW, obtenido por interpolación de la información disponible).

La siguiente figura presenta los puntos obtenidos a partir de la información disponible y la estimación de la curva para $\sigma_u = 0,62MW \pm 10\%$. Extrapolando estos resultados se encuentra que para una inyección ERNC de 2000MW puede preverse un desvío de 31MW para el peor caso. Esta desviación equivale a una fluctuación de $\pm 60,76MW$ (P95%), la cual no se encuentra correlacionada con las variaciones de demanda.

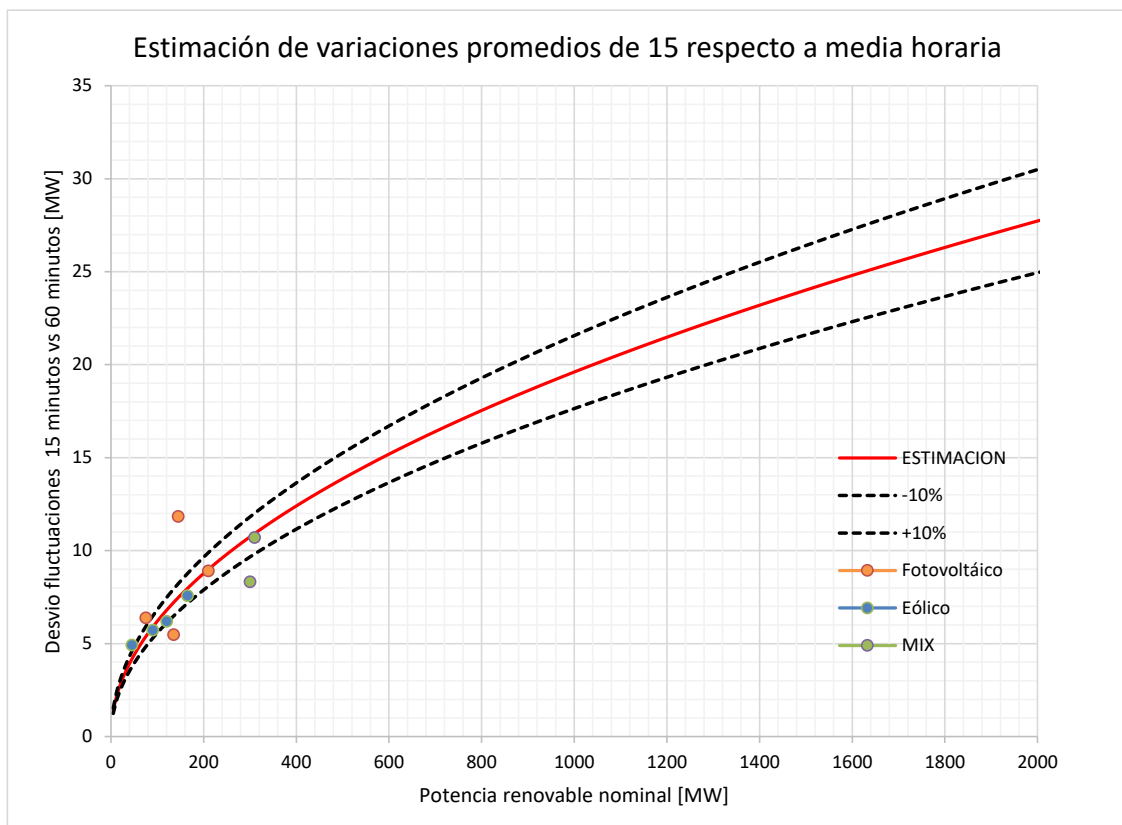


Figura 6-14 – Estimación de variaciones ERNC 15 minutos respecto a media horaria

Finalmente, para lograr un mejor ajuste de la curva, y por lo tanto una mejor extrapolación de los resultados, se recomienda registrar las variables de potencia disponible instantánea (tasa menor a 5 segundos) de los actuales parques que operan con restricciones. A medida que se disponga de mayor información, sobre todo de agrupaciones de parques de montos mayores a los analizados, se podrá revisar el ajuste de la curva y a partir de allí estimar nuevamente las desviaciones totales asociadas a las fuentes ERNC.

6.3 Variaciones instantáneas

6.3.1 Análisis inicial

Procesamiento Datos SIC

Como punto de partida del análisis y cuantificación de variaciones instantáneas, se toma como referencia el registro SIC DICIEMBRE 2015. Este registro es similar al utilizado para el análisis de fluctuaciones instantáneas en el ECFyDR 2016, sobre el cual se ha eliminado el último día por contener saltos no coherentes con variaciones aleatorias de la demanda.

Sobre este registro se valida el método de cálculo actualmente implementado sobre el SIC, se presentan los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta y se incorporan los resultados de sensibilidad contemplando distintas ventanas temporales, según lo solicitado oportunamente.

Sobre la siguiente figura se muestra un extracto del registro, donde se observan los valores instantáneos, interpolación lineal de 30 minutos (método CDEC-SIC), promedio de 15 minutos y los respectivos errores calculados.

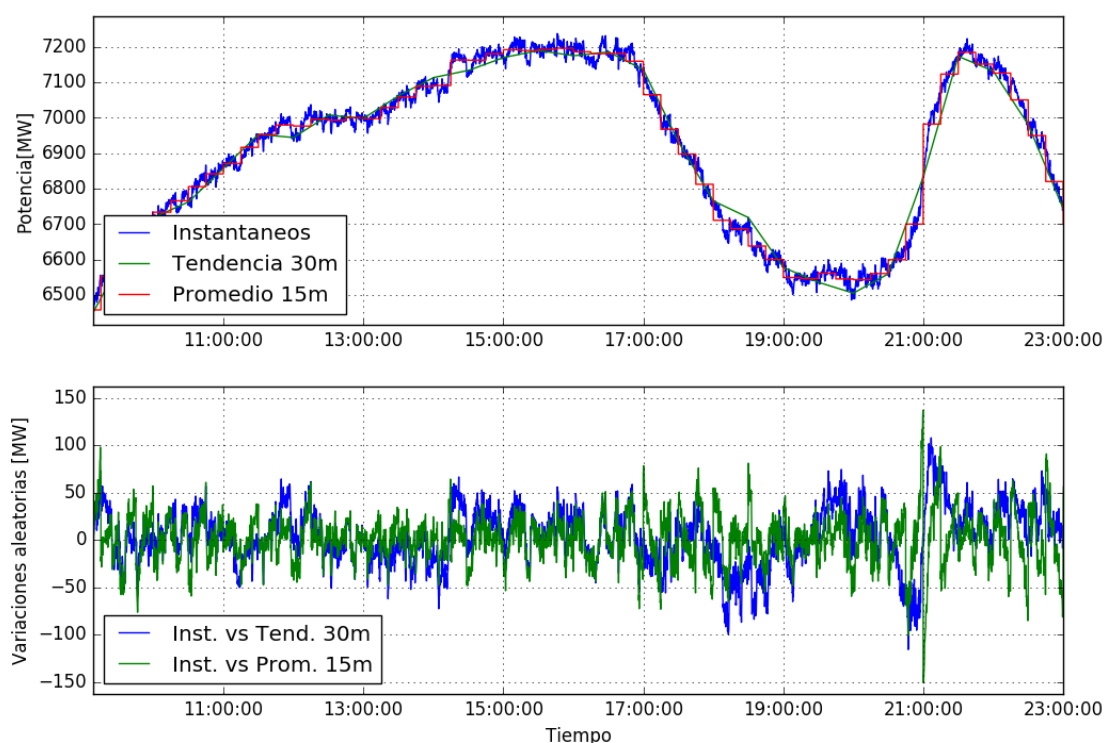


Figura 6-15 – Análisis de variaciones instantáneas SIC – Procesamiento de registros

A partir del registro indicado se obtienen los errores entre el valor instantáneo vs curva de tendencia lineal y valor instantáneo vs promedios en distintas ventanas. La siguiente tabla resume los desvíos estándares y las máximas variaciones encontradas en cada caso (percentil 2,5% y 97,5%). Como es esperado, a ventanas más reducidas menor es la desviación encontrada, siendo a la vez más acotada cuando se contempla una curva de tendencia en lugar del promedio. Así, una menor ventana derivaría en una menor reserva primaria para fluctuaciones, pero, por otra parte, se contempla un tiempo de actuación más rápido del control secundario. De igual modo, contemplar un seguimiento tipo tendencia, presupone que el control secundario sigue perfectamente a la curva de tendencia.

Sobre esta tabla se destacan los resultados obtenidos a través de la metodología actualmente utilizada CDEC SIC (gris) y los obtenidos mediante la metodología propuesta. Al respecto, se aprecia que los desvíos obtenidos mediante ambas metodologías resultan similares entre sí, al balancearse los efectos de contemplar una ventana más reducida con el hecho de usar el promedio en lugar de la tendencia.

Análisis de variaciones instantáneas Registro SIC DICIEMBRE 2015				
Método	Ventana [min]	Desvío [MW]	Min (2,5%)	Max (97,5%)
Tendencia	1	8.74	-15.31	15.38
	5	14.29	-29.66	27.89
	15	19.87	-41.00	40.28
	30	26.10	-48.28	58.37
	45	35.03	-71.64	73.72
Promedio	1	7.90	-13.79	13.85
	5	14.32	-29.29	27.00
	15	26.50	-54.65	53.09
	30	44.72	-96.84	94.95
	45	61.86	-134.46	133.92

Tabla 6-23 – SIC – Variaciones Inst. respecto a Tendencia – Métodos y Ventanas

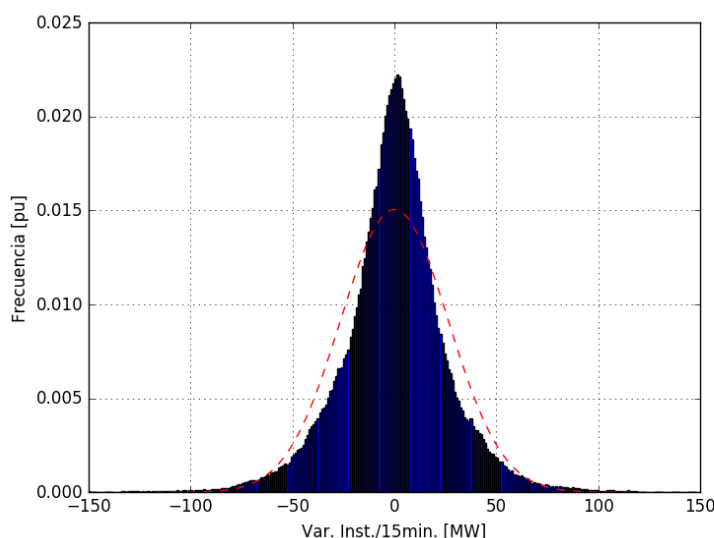


Figura 6-16 – SIC – Variaciones Inst. vs Prom. 15m

Procesamiento Datos SING

En este caso se analiza el registro disponible con tasa cada 4 seg. desde el 13 de enero al 14 de julio de 2016. Sobre el mismo se calculan los desvíos de las variaciones instantáneas respecto a las medias de 15 minutos. Respecto a estas variaciones se destaca que el estudio de CFyDR del CDEC-SING del año 2015 determina un rango de variación instantáneo de la demanda (de Mayo a Octubre 2015) de 37MW el cual resulta compatible con la banda $\pm 18\text{MW}$ resultante mediante la metodología propuesta y un intervalo de $1,96\sigma$ (P95% según aplica el CDEC-SIC).

Variaciones Inst./15min. [MW] SING Febrero - Junio 2016			
Mes	Desvío	Min (2,5%)	Max (97,5%)
Febrero	9.87	-20.63	20.62
Marzo	8.20	-16.43	16.29
Abril	8.35	-16.69	16.64
Mayo	8.95	-18.01	17.84
Junio	10.56	-21.66	21.01
TOTAL	9.21	-18.57	18.40

Tabla 6-24 – SING – Variaciones Inst. vs Prom. 15m

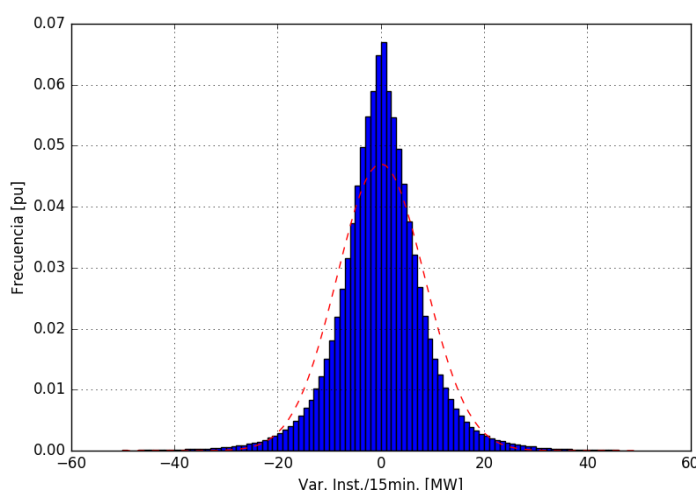


Figura 6-17 – SING – Variaciones Inst. vs Prom. 15m

6.3.2 Resultados SIC + SING

Finalmente, a través de la metodología propuesta, se calculan las variaciones mensuales para cada registro individual y el registro integrado, obteniéndose los resultados de la Tabla 6-25. Estos resultados se obtienen en base a los errores entre los valores instantáneos y los promedios de 15 minutos, habiendo eliminado los valores extremos correspondientes a 10σ del vector error original. De esta forma, y producto de la gran extensión del registro, se han eliminado variaciones rápidas no asociadas a variaciones aleatorias de la demanda (errores de registro, eventos de falla, etc.).

A modo de referencia la Figura 6-18 resume el histograma de los valores de error obtenidos para el registro integrado en el período completo de evaluación.

Variaciones Inst./15min. [MW] SIC+SING Febrero - Junio 2016									
Mes	SIC			SING			SIC+SING		
	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
Febrero	27.99	-55.60	54.19	9.87	-20.63	20.62	30.37	-59.83	59.04
Marzo	29.29	-60.08	56.38	8.20	-16.43	16.29	31.50	-64.89	60.80
Abril	31.62	-65.41	62.50	8.35	-16.69	16.64	33.46	-69.30	66.96
Mayo	29.44	-61.59	58.88	8.95	-18.01	17.84	31.39	-65.36	63.24
Junio	29.13	-60.53	59.89	10.56	-21.66	21.01	31.70	-65.60	65.18
TOTAL	29.34	-60.42	57.94	9.21	-18.57	18.40	31.62	-64.77	62.67

Tabla 6-25 – SIC+SING – Variaciones Instantáneas vs Promedio 15m

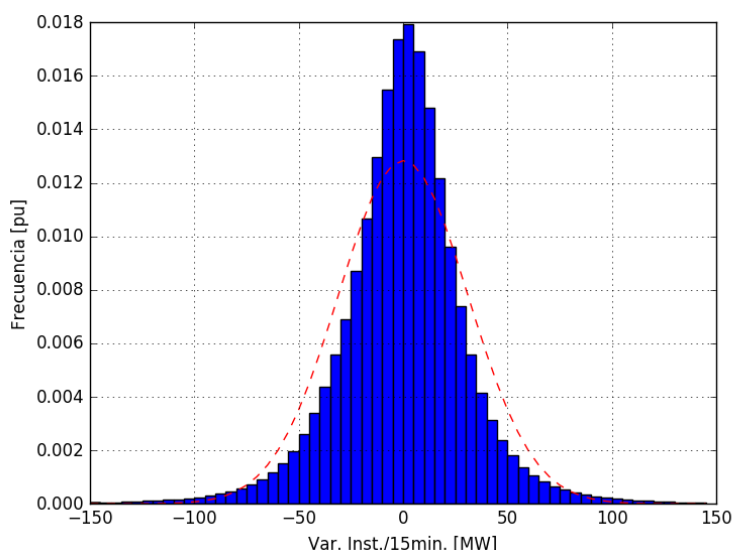


Figura 6-18 – SIC+SING – Variaciones Inst. vs Prom. 15m

Sensibilidad Método y Ventana

A modo de sensibilidad, se resumen los resultados del procesamiento de las variaciones instantáneas del registro integrado SIC+SING aplicando otras metodologías o ventanas de análisis. Como se aprecia, siguen valiendo las conclusiones arribadas con el registro SIC, donde la propuesta realizada es compatible con el método actual del CDEC-SIC a través de tendencia sobre una ventana 30 minutos.

Variaciones Inst./15min. [MW] SIC+SING Febrero - Junio 2016				
Método	Ventana [min]	Desvío	Min (P2,5%)	Max (P97,5%)
Tendencia	5	17.11	-35.90	33.53
	15	24.80	-50.78	49.04
	30	33.56	-62.60	71.50
Promedio	5	16.96	-34.89	32.92
	15	31.62	-64.77	62.67

Tabla 6-26 – SIC+SING – Variaciones Instantáneas vs Promedio y Tendencias

Detalle SIC

Complementando a los resultados calculados, se presentan los resultados desglosados por zonas del SIC, siendo de particular interés para este estudio la separación de la región del SIC NORTE (ATACAMA+COQUIMBO) y el SIC RESTO (TOTAL – NORTE).

Variaciones Inst./15min. [MW] SIC Febrero - Junio 2016			
Zona	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
ATACAMA	5.98	-11.98	11.90
COQUIMBO	4.27	-8.20	8.26
QUINTA	6.26	-10.62	10.41
METROPOLITANA	16.99	-36.21	32.44
ARAUCANIA	3.50	-4.25	4.18
MAULE	6.54	-11.42	11.46
BIOBIO	12.60	-23.60	23.39
DE LOS RIOS	2.12	4.13	4.16
DE LOS LAGOS	2.48	4.32	4.32
O HIGGINS	5.64	-8.47	8.57
NORTE	6.67	-13.30	13.33
RESTO	28.75	-59.41	57.00
TOTAL	29.34	-60.42	57.94

Tabla 6-27 – Detalle SIC – Variaciones Inst. vs Prom. 15m

6.3.3 Variaciones fuentes renovables

En línea con lo presentado en el apartado 6.2.2, la regulación primaria realizada por unidades sincrónicas deberá compensar no sólo las variaciones de demanda total sino la demanda neta obtenida como la diferencia entre la demanda total y la generación ERNC. Las variaciones de interés en este marco corresponden a las fluctuaciones aleatorias respecto a una tendencia o valor medio. Adoptando el mismo criterio que para el cálculo de las variaciones de la demanda, se calculan las desviaciones de los valores instantáneos respecto a promedios de 15 minutos.

En el caso de los parques eólicos estas fluctuaciones corresponden a variaciones turbulentas del viento. El incremento del número de aerogeneradores reduce el impacto de las turbulencias ya que las ráfagas rápidas no alcanzan a todas las unidades en el mismo momento. En el caso de los parques fotovoltaicos estas variaciones están asociadas a la nubosidad, de modo que según sea la extensión del parque respecto a las nubes previstas no afectará de forma simultánea a todos los paneles. En total correspondencia, la instalación de múltiples parques dispersos a lo largo del sistema deriva en que este tipo de variaciones no se encuentren relacionadas entre sí.

Para predecir esta componente de variación se deben calcular los desvíos estándares de la diferencia POTENCIA INSTANTÁNEA – PROMEDIO DE 15min. de la generación renovable total actual del sistema, para luego estimar un factor de crecimiento adicional asociado a los parques proyectados.

Sin embargo, tal como se menciona previamente, no se cuenta con registros que permitan hacer correctamente este cálculo (ver Figura 6-6).

Del mismo modo que lo realizado en el análisis de *Variaciones intrahorarias aleatorias (lentas)* se calculan las variaciones en base a la información disponible, para luego extrapolar estos resultados. La Tabla 6-28 y Tabla 6-29 resumen los cálculos de desvío y rango de variación sobre los parques del SIC y SING respectivamente y agrupaciones de estos. Los desvíos calculados contemplan sólo los períodos en donde el aporte del parque o conjunto resulta distinto de cero, de modo de obtener las variaciones en base a las horas operativas y no a todo el rango registrado (particularmente importante en el caso de los parques fotovoltaicos).

Analizando los resultados obtenidos, se puede apreciar que las desviaciones obtenidas a partir de agrupaciones de parques resultan sólo levemente mayores que las individuales de cada parque. En el caso del SIC se aprecia que la desviación de todos los parques resulta menor que la individual del parque Luz del Norte, lo cual se debe a que en tal registro se incluye la noche (donde el parque fotovoltaico no provoca variaciones). Se aprecia también que los desvíos obtenidos para este marco temporal (CPF) resultan menores que las calculadas para el marco 15m/60m (CSF).

Variaciones Inst./15min. [MW] SIC Septiembre - Octubre 2016 - Potencia Disponible [MW]						
PARQUE	TIPO	Pn	Pmax	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
LA CEBADA	Eólico	120	109,46	3,69	-7,13	6,94
PUNTA PALMERAS	Eólico	45	46,55	3,95	-7,71	6,96
LUZ DEL NORTE	Fotovoltaico	142	140	7,73	-18,17	17,59
L.CEBADA + P.PALMERAS	Eólico	165	154,48	4,78	-9,53	9,16
L.CEBADA + P.PALM + L.NORT	55 % Eól +45% Fotov	307	278,13	7,08	-13,73	13,49

Tabla 6-28 – Variaciones Instantáneas / Promedio 15 min. – ERNC SIC

Variaciones Inst./15min. [MW] SING Enero - Julio 2016						
PARQUE	TIPO	Pn	Pmax	Desvío	Min (P2,5%)	Max(P97,5%)
FINIS TERRAE	Fotovoltaico	138	93.2	4.01	-7.95	7.50
MARIA ELENA	Fotovoltaico	72	66.49	3.99	-8.39	7.59
VALLE DE LOS VIENTOS	Eólico	90	87.94	2.9	-5.74	5.73
F. TERRAE + M. ELENA	Fotovoltaico	210	142.68	4.93	-10.04	9.45
F. TERRAE + M. ELENA + VdIV	30% Eól + 70% Fotov	300	226.89	4.26	-8.58	8.39

Tabla 6-29 – Variaciones Instantáneas / Promedio 15 min. – ERNC SING

Las siguientes figuras presentan, a modo de ejemplo, una fracción de los registros del PF LUZ DEL NORTE y el PE VALLE DE LOS VIENTOS, de donde se muestra el registro original "instantáneo" (azul), el promedio de 15 minutos (verde) y de forma complementaria el promedio horario (rojo).

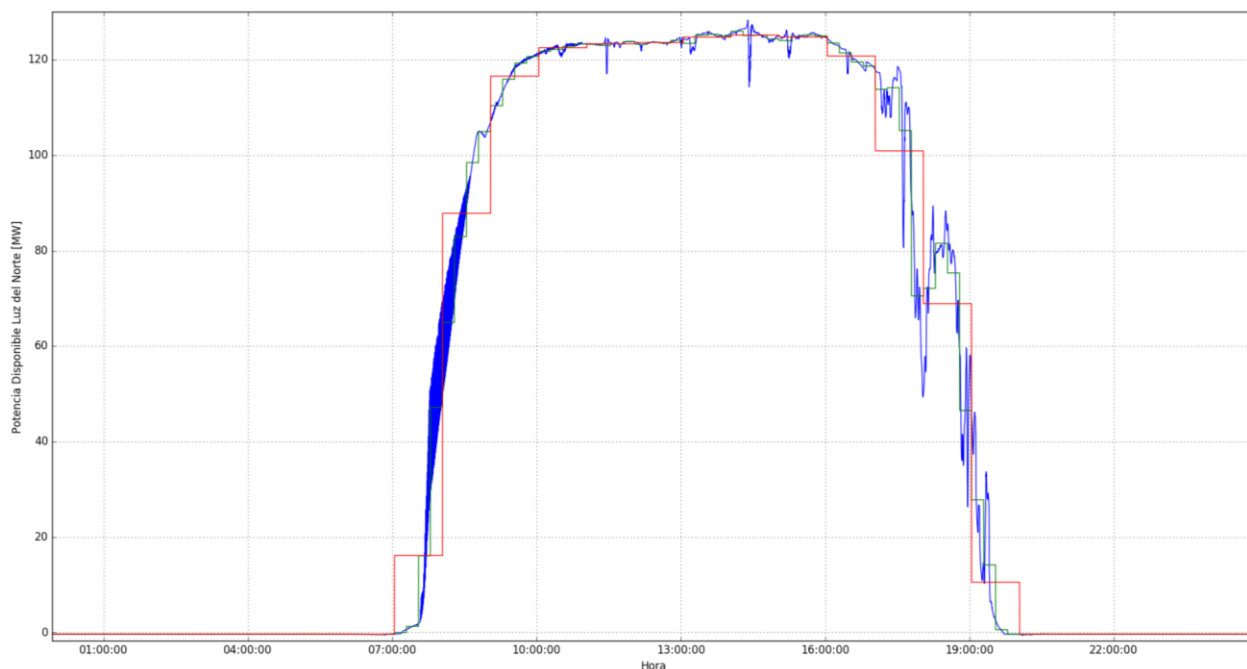


Figura 6-19 – Potencia disponible PF LUZ DEL NORTE

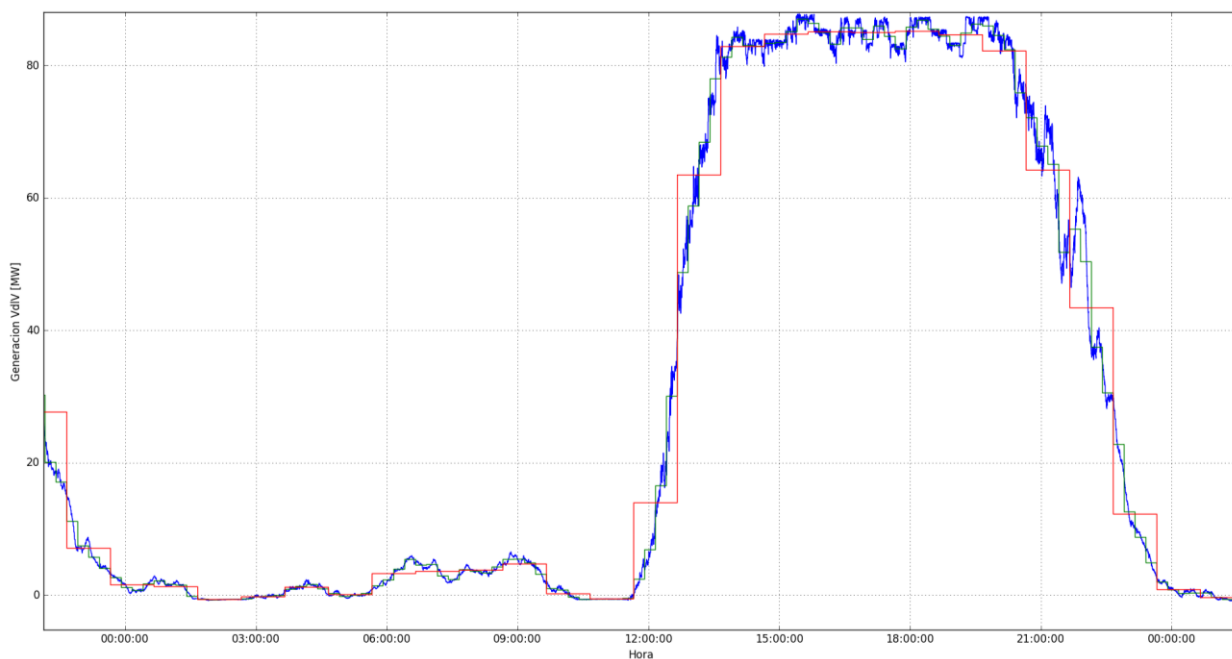


Figura 6-20 – Potencia generada PE VALLE DE LOS VIENTOS

A partir de los resultados obtenidos sobre un grupo acotado de parques, se valida la no correlación de este tipo de variaciones. En función de esto, es posible extrapolar estas fluctuaciones para contemplar la operación de un mayor parque generador, considerando que tales parques adicionales contribuirán con similares variaciones, las cuales no estarán correlacionadas con los restantes parques. Bajo estas hipótesis es posible estimar el desvío para un monto de inyección

$$ERNC \text{ mediante la relación: } \sigma_{CPF}(P_{ERNC}) = \sigma_{UCPF} \sqrt{P_{ERNC}}$$

Donde:

- P_{ERNC} : la potencia nominal renovable considerada.
- $\sigma_{u_{CPF}}$: desvío unitario ajustado en base a las fluctuaciones instantáneas / promedios de 15min. de los parques existentes (0,4MW, obtenido por interpolación de la información disponible).

La siguiente figura presenta los puntos obtenidos a partir de la información disponible y la estimación de la curva para $\sigma_u = 0,4MW \pm 10\%$. Extrapolando estos resultados se encuentra que para una inyección ERNC de 2000MW puede preverse un desvío de 20MW para el peor caso. Esta desviación equivale a una fluctuación de $\pm 39.2MW$ (P95%), la cual no se encuentra correlacionada con las variaciones de demanda.

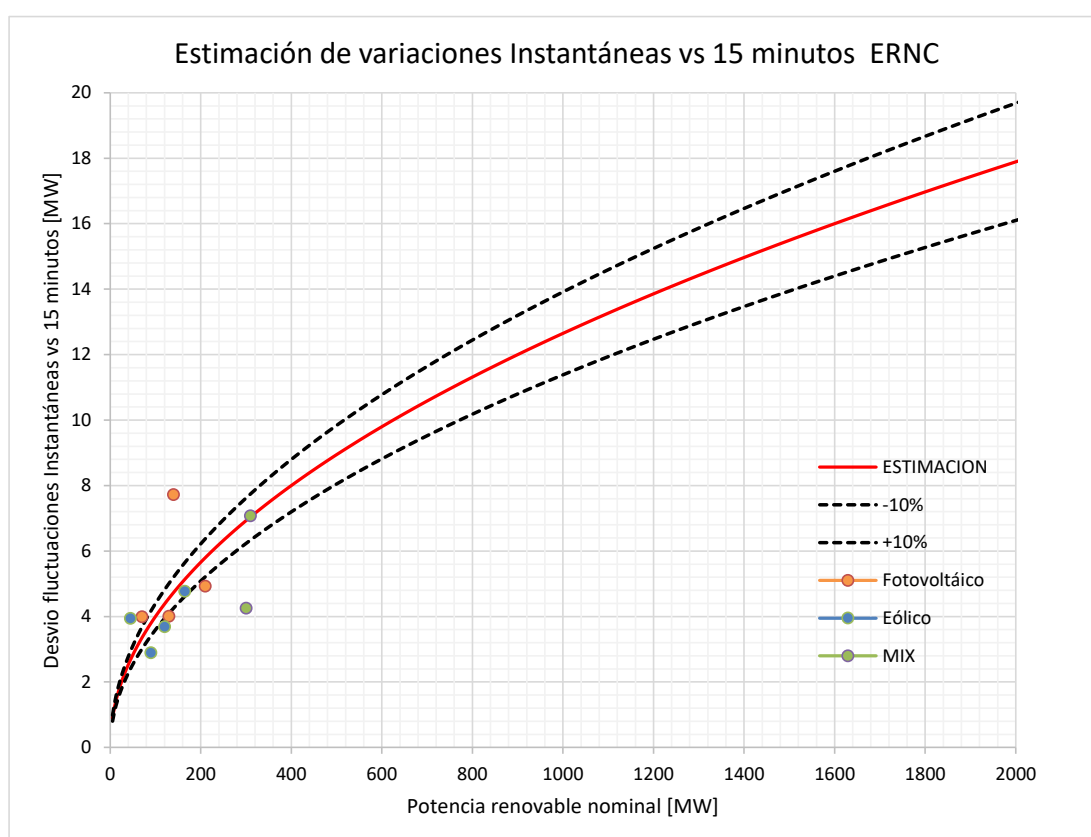


Figura 6-21 – Estimación de variaciones ERNC instantáneas vs 15 minutos

Conforme a lo previamente indicado para mejorar la extrapolación de los resultados, se recomienda registrar las variables de potencia disponible instantánea (tasa menor a 5 segundos) de los actuales parques que operan con restricciones. A medida que se disponga de mayor información, sobre todo de agrupaciones de parques de montos mayores a los analizados, se podrá revisar el ajuste de la curva y a partir de allí estimar nuevamente las desviaciones totales asociadas a las fuentes ERNC.

6.4 Principales resultados

En función de los análisis realizados en el presente capítulo se extraen las siguientes conclusiones:

Control Secundario

Errores de previsión

- Los errores de previsión de ambos sistemas son independientes, de modo que el desvío estándar de estos datos se representan adecuadamente por la relación: $\sigma_{TOTAL}^2 = \sigma_{SIC}^2 + \sigma_{SING}^2$
- Existe una diferencia significativa en los errores encontrados entre los rangos horarios denominados PUNTA y RESTO, lo cual se condice con los resultados actuales de cada sistema.
- Los desvíos determinados para el sistema completo resultan menores al 120% (84,7MW / 73,1MW⁶) de los actualmente calculados para el SIC. Asimismo, se aprecia que los errores del sistema integrado tienen un desvío del orden del 75% (84,7MW / 112,5MW) de la suma algebraica de los desvíos, de modo que en términos globales los errores de previsión del sistema integrado resultarán menores en tales proporciones.

En términos de monto de **reserva para control secundario de frecuencia por error de previsión**, tales resultados se traducen en los siguientes aspectos:

- Por los montos de potencia operados, los errores totales de previsión del sistema integrado se asemejarán a los que presenta el SIC aislado. De esta forma, resulta razonable aplicar la misma metodología que la utilizada actualmente por el CDEC-SIC para la determinación de sus errores de previsión, así como su intervalo de tolerancia para la definición del monto de reserva (95% → 1,96 σ).
- En base a la extrapolación de los registros disponibles para una condición donde ambos sistemas se encuentren operando de forma integrada, la reserva total para CSF por errores de previsión tendrá un valor referencial de ± 166 MW. Siendo que existe una clara diferencia en los requerimientos entre horas de PUNTA y de RESTO, se disgrega tal requerimiento general en distintos valores según la banda horaria:
 - Reserva_{CSF-EP} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): ± 231 MW
 - Reserva_{CSF-EP} RESTO (01:00 a 16:59 hs): ± 130 MW

⁶ Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas – Mayo 2016

Variaciones intrahorarias

- Las variaciones intrahorarias (lentas) de ambos sistemas son independientes, siendo prácticamente despreciable la componente del SING frente a la del SIC.
- La componente adicional de **reserva para control secundario de frecuencia por fluctuaciones intrahorarias de la demanda** tendrá un valor referencial de $\pm 173\text{MW}$, la cual resulta de procesos aleatorios independientes con los errores de programación. De esta forma la reserva total para CSF se relaciona mediante $R_{\text{CSF}^2} = R_{\text{Gen-Prg}}^2 + R_{\text{var}15'/60'}^2$, obteniéndose un valor referencial de $\pm 240\text{MW}$. Disgregando este requerimiento medio en los rango horarios de punta y resto se obtienen los siguientes montos totales:
 - Reserva_{CSF-(EPyFD)} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): $\pm 325\text{MW}$
 - Reserva_{CSF-(EPyFD)} RESTO (01:00 a 16:59 hs): $\pm 189\text{MW}$
- Extrapolando las fluctuaciones aleatorias de las **fuentes ERNC** para una condición de inyección de 2000MW, se prevén **variaciones adicionales de $\pm 61\text{MW}$** (P95%), las cuales no se encuentran correlacionadas con las variaciones de demanda. De esta forma, para contemplar estas variaciones la reserva total asciende a **$\pm 247\text{MW}$** . Disgregando este requerimiento medio en los rango horarios de punta y resto se obtienen los siguientes montos totales:
 - **Reserva_{CSF-(TOTAL)} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): $\pm 330\text{MW}$**
 - **Reserva_{CSF-(TOTAL)} RESTO (01:00 a 16:59 hs): $\pm 199\text{MW}$**
- Contemplando **solamente el seguimiento de la demanda**, el CSF deberá contar con rampas de **$\pm 23\text{MW}/\text{min}$** , valor cercano a requerimientos identificados en el SIC en los estudios para la definición del AGC.
- Considerando los **efectos de las fuentes renovables**, principalmente asociada a la curva de aporte de los parques fotovoltaicos, las rampas obtenidas ascienden a **$\pm 35\text{MW}/\text{min}$** . Los mayores requerimientos se encuentran alrededor de la hora 21:00, durante el verano, donde se correlaciona la reducción de aporte fotovoltaico con la subida de demanda nocturna.

La siguiente tabla resume las desviaciones obtenidas en cada etapa de cálculo y la obtención de los valores presentados.

Componentes de reserva para CSF	Rango	σ [MW]	Reserva [MW] $1,96\sigma$
Error Previsión	RESTO	66,2	130
	PUNTA	117,9	231
	TOTAL	84,7	166
Variaciones Aleatorias	RESTO	70,1	137
	PUNTA	116,4	228
	TOTAL	88,0	172
Error de Previsión y Variaciones Aleatorias (total demanda)	RESTO	96	189
	PUNTA	166	325
	TOTAL	122	239
TOTAL Demanda y ERNC	RESTO	101	199
	PUNTA	169	330
	TOTAL	126	247

Tabla 6-30 – Resumen componentes de reserva para CSF

Comentarios generales

En relación a estos resultados presenta vale destacar los siguientes puntos.

- Los montos de reserva identificados se basan los errores de pronóstico de generación total de los sistemas SIC y SING durante la operación pasada (6 meses del año 2015). Contemplando el continuo aumento de la generación renovable y la incertidumbre de inyección asociada a los mismos, la calidad de los pronósticos (principalmente de los parques eólicos) determinará si tales errores, y por lo tanto la reserva secundaria, se incrementará apreciablemente respecto a los valores obtenidos. Se recomienda la actualización continua de estos cálculos, en base a la experiencia real del sistema. Asimismo, se encuentra oportuno indicar que el estudio CDEC-SIC – “Estudio de integración ERNC al sistema interconectado nacional” aborda en profundidad el desarrollo de modelos de previsión y provee, para distintas metodologías, órdenes de magnitud de los errores encontrados en las proyecciones.
- Los rangos horarios seleccionados para discriminar la reserva se basan principalmente en las discrepancias encontradas en el cálculo del error de previsión entre las horas de punta y resto. Con la incorporación de un mayor monto de fuentes renovables, principalmente fotovoltaicas, se incrementarán los errores de previsión y variaciones durante las primeras horas del día, pudiendo recomendarse incorporar un intervalo adicional durante el amanecer.

- La adopción de un intervalo de tolerancia (95% \rightarrow 1,96 σ) para la definición del monto mínimo de reserva por errores de previsión, implica naturalmente que existen condiciones, de baja probabilidad, donde tal monto no sea suficiente para satisfacer las necesidades del sistema. En base a esto, se puede identificar una componente adicional de reserva que, junto con la propuesta, permita cubrir el 99,7% de los casos (3 σ). Por ser de baja probabilidad de ocurrencia, se prevé que esta componente "terciaria" se asocie a unidades de reserva pronta o detenida de corto plazo. Esta componente tendrá un valor referencial de 131 MW, los cuales se distribuyen de la siguiente forma según el rango horario:
 - Reserva_{DETENIDA} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): 175MW
 - Reserva_{DETENIDA} RESTO (01:00 a 16:59 hs): 105MW

En este sentido vale indicar que, como se indica previamente, el intervalo de tolerancia adoptado para la definición de la reserva secundaria (rotante) y el consecuente monto restante de reserva "terciaria" sobre unidades de arranque rápido (no sincronizadas), surge de extrapolar los márgenes utilizados actualmente en el SIC, producto que el sistema completo tiende a comportarse como éste. No obstante, vale indicar que tales conceptos de reserva podrán ser utilizados como parámetros de entrada para obtener el nivel de tolerancia óptimo (i.e. montos óptimos de reserva secundaria y terciaria). En este proceso de optimización se deberá comparar el costo de operar permanentemente con una mayor reserva secundaria rodante vs el costo de los arranques más frecuentes y por mayores montos de unidades más costosas.

- Tanto los errores de previsión como las variaciones lentas (15min.) se calculan respecto a una referencia horaria, considerando a este como intervalo de programación y despacho. La reducción de este período, principalmente basadas en pronósticos de corto plazo de las fuentes ERNC, redundará en una reducción de los montos de reserva para CSF.

Control Primario

A partir de los resultados obtenidos se determina que:

- Las fluctuaciones instantáneas de demandas de ambos sistemas resultan, naturalmente, independientes. En particular, las variaciones del SING obtenidas a través de registros cada 4 seg., se encuentran en un rango de **±18MW** (P95%). Como referencia, las variaciones de demanda del SIC NORTE (ATACAMA+COQUIMBO) se encuentran en $\pm 13\text{MW}$ (P95%).
- La reserva para **control primario de frecuencia por fluctuaciones aleatorias de demanda** del sistema integrado será prácticamente similar a la actualmente utilizada en el SIC. Específicamente se estima un requerimiento total de **±62MW** (P95%).
- Extrapolando las fluctuaciones aleatorias de las fuentes ERNC para una condición de inyección de 2000MW, se prevén variaciones adicionales de $\pm 39\text{MW}$ (P95%), las cuales no se encuentran correlacionadas con las variaciones de demanda.
- Finalmente, para realizar un adecuado seguimiento de variaciones aleatorias de demanda y de las fluctuaciones instantáneas de las fuentes ERNC, se estima un requerimiento de **reserva total para control primario de frecuencia por variaciones de ±73MW** (P95%).

7 ANÁLISIS DINÁMICO

7.1 Introducción

En el presente capítulo se realiza el análisis del desempeño dinámico previsto por el control de frecuencia del sistema integrado. Conforme a lo descrito en la metodología, en primera instancia se realiza un abordaje individual por unidad participante en la regulación de frecuencia para luego presentar el análisis dinámico sobre el sistema.

El primer análisis individual provee las herramientas necesarias para la correcta asignación y cálculo de las reservas que efectivamente serán aportadas por las unidades. A la vez, permite anticipar recomendaciones relativas al comportamiento de determinadas unidades y, cuando corresponda, recomendar adecuaciones de los controles para que los mismos se desempeñen acorde a lo establecido por la NTSyCS.

El análisis dinámico sistémico se aborda mediante tres secciones, de acuerdo a los siguientes aspectos de estudio:

- **Aspectos generales del CPF**

El análisis dinámico presentado en este apartado se encuentra enfocado puramente en lo que respecta a control de frecuencia, contemplando que el sistema de transmisión no se encuentra exigido y por lo tanto no impone restricciones adicionales por estabilidad transitoria o control de tensión.

De este apartado se analiza el efecto de la interconexión, se obtienen los montos mínimos de reserva para control primario, se proveen recomendaciones generales sobre su distribución en términos de tipo (tecnología) y cantidad de unidades, adicionándose el impacto de la reducción de la inercia sistémica producto de las fuentes ERNC y la respuesta ante un desbalance mayor a la actual falla de severidad 5 de cada sistema.

- **Restricciones por estabilidad y control de tensión**

La validez de los resultados del análisis de control de frecuencia frente a una contingencia de severidad 5 queda directamente supeditada al correcto desempeño transitorio del sistema en términos de estabilidad angular. En otros términos, para que pueda actuar el control de frecuencia, el sistema debe tener la suficiente robustez para controlar la caída inicial de la frecuencia sin que se produzca una desvinculación sincrónica de las diferentes áreas.

Por otra parte, según sea la localización de las reservas y características de aportes de las unidades, la acción del control de frecuencia podrá alterar las transferencias y tensiones post-contingencia por el sistema de transmisión, pudiendo alcanzarse condiciones que pongan en riesgo la calidad y seguridad del sistema.

En el presente apartado se estudian y determinan las condiciones límites que deben contemplarse para asegurar el correcto desempeño global del sistema ante una contingencia de severidad 5. Específicamente, se determinan las restricciones de mínima inercia y recomendaciones de distribución de las reservas para alcanzar la operación a plena carga por los principales enlaces del sistema de transmisión troncal de 500kV.

- **Fluctuaciones instantáneas**

Según lo anticipado en el proyecto EE-2015-077 – “Estudio de Operación del SIC NORTE e INTERCONEXIÓN con el SING”, una parte de las fluctuaciones instantáneas de las demandas del SING serán absorbidas por el SIC, producto de la inercia y en dependencia con el control primario de cada sistema. En este apartado se incluye un análisis respecto a este punto

7.2 Parámetros de Desempeño de Unidades Generadoras

7.2.1 Banco de Pruebas

Para realizar el estudio del comportamiento de las unidades generadoras se modela un banco de pruebas Unidad Generadora – Transformador Elevador - Barra de Potencia Infinita, para todas las unidades en evaluación, incluidos los BESS. El transformador elevador permite alejar eléctricamente el nodo de la barra común de potencia infinita, de modo que no existan interacciones de los controles de tensión (no relevantes en este análisis). En este banco de pruebas se evalúa exclusivamente el comportamiento de los controles de potencia-velocidad, tomando como variable de interés la potencia de turbina. La frecuencia de la fuente de potencia infinita es controlada mediante un bloque DSL, al cual se le ajusta la característica de interés según el estudio en cuestión.

La Figura 7-1 muestra un extracto del banco de pruebas desarrollado, el cual se entrega como anexo del presente informe.

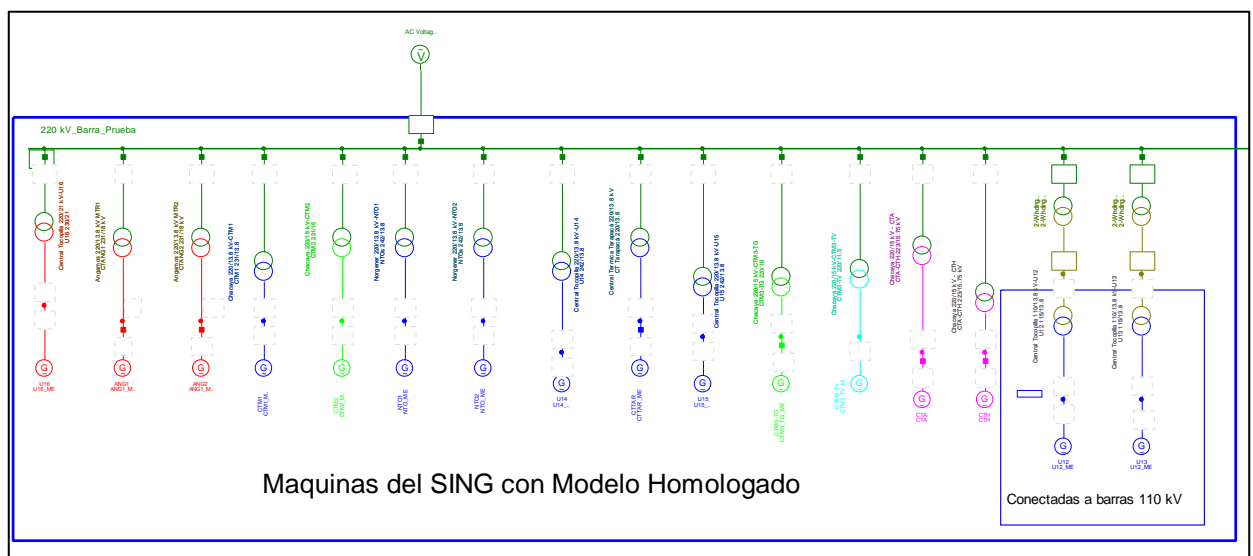


Figura 7-1 Banco de Pruebas para el Análisis de Reguladores de Velocidad

7.2.2 Banda Muerta

Para este análisis se parte de un despacho del orden del 90% de la potencia activa nominal de cada generador ($0,9 \times S_{\text{Nominal}} \times \cos\phi$). En caso que el modelo de problemas de inicialización, debido a que la potencia de turbina es menor a dicho valor, se ajusta un nivel de despacho que resulte compatible con el modelo (ver 7.2.3). Para determinar el límite de la banda muerta inferior, se aplican múltiples escalones de 5 [mHz] en la frecuencia de la fuente de tensión, bajando desde 50 [Hz] hasta el nivel requerido en la prueba (en la región de 25mHz se ajusta un paso más sensible para mejorar la precisión). Al encontrar el escalón de frecuencia que comienza la actuación del regulador de velocidad, éste es registrado como Banda Muerta Inferior.

A continuación, se muestran tres ejemplos de referencia:

1. Generador El Toro U1 – Sin Banda Muerta
2. Generador Guacolda U1 – Banda Muerta 25mHz (límite NTSyCS)
3. Generador Angamos U1 – Banda Muerta 150mHz (mayor a límite NTSyCS)

La Figura 7-2 muestra la evolución temporal de la respuesta de la potencia de cada unidad ante la aplicación de los sucesivos escalones en la frecuencia. Sobre esta gráfica se indica el tiempo en el cual se observa una modificación en la potencia de turbina. La Figura 7-3 resume estos resultados sobre un diagrama POTENCIA vs FRECUENCIA, considerando variaciones de la frecuencia en ambos sentidos. En esta figura se indican las bandas muertas encontradas. En esta segunda gráfica también se puede observar la diferencia en los estatismos de los controles.

La Tabla 7.1 resume los parámetros encontrados de donde se aprecia que existen unidades con bandas muertas (BM) no acordes a los requerimientos de la NTSyCS e incluso muy por encima de los valores requeridos. Las referencias gráficas utilizadas son las siguientes:

- "✓" - Donde la banda muerta es menor al máximo valor indicado por la NTSyCS ($BM < 25\text{mHz}$).
- "!" - Donde la banda muerta se encuentra cercana a los límites de la NTSyCS ($20\text{mHz} < BM < 50\text{mHz}$).
- "x" - Donde la banda muerta es apreciablemente superior a lo establecido por la NTSyCS ($50\text{mHz} < BM$).

En el caso de los BESS, se destaca que los mismos están previstos para aportar reserva ante variaciones de la frecuencia asociadas a grandes desbalances, asociados a contingencias simples y no a variaciones de la demanda. Sobre estas últimas son las unidades asociadas a cada BESS las que deben proveer reserva. Por este motivo no se compara la banda muerta encontrada respecto a la normativa.

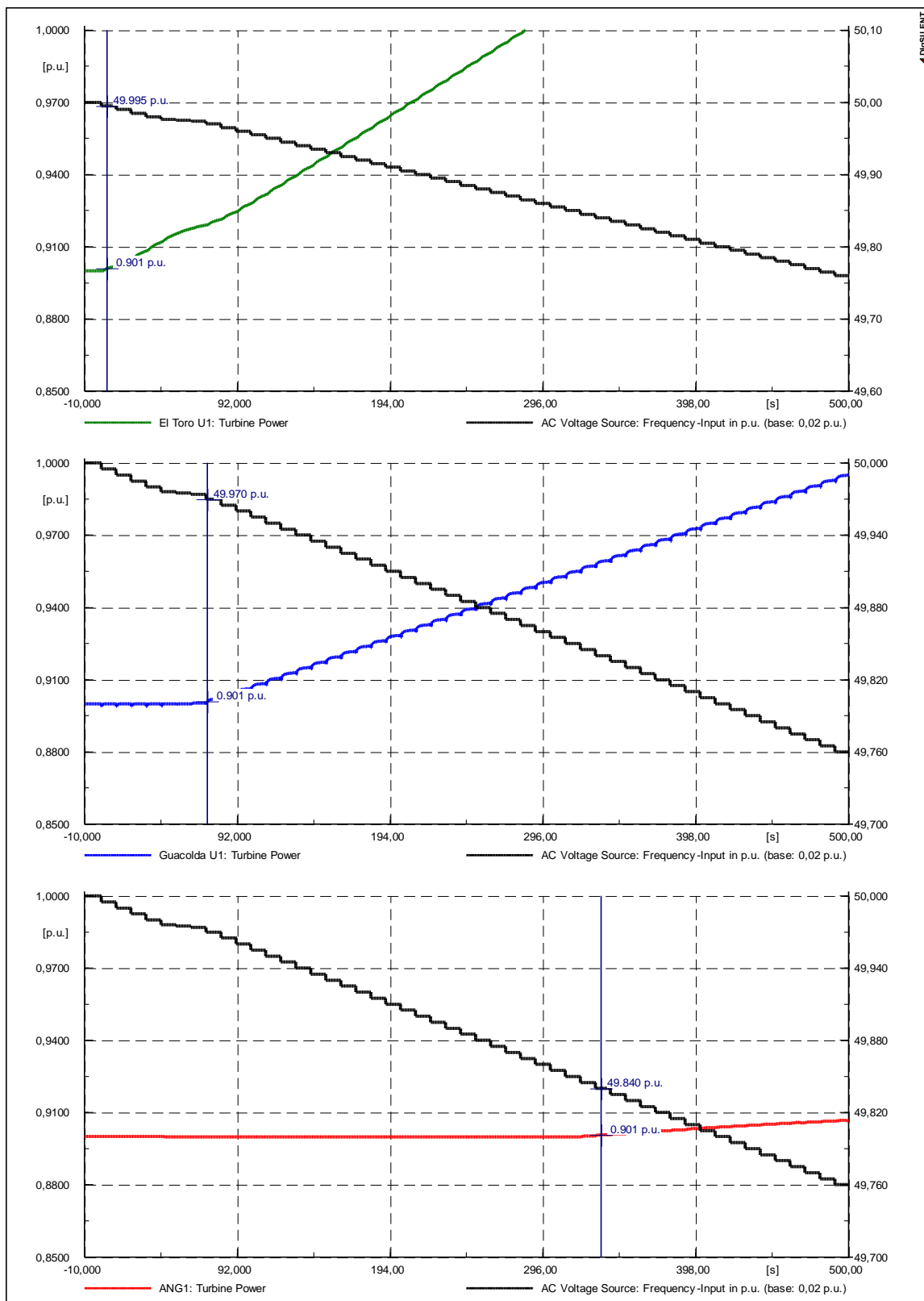


Figura 7-2 - Determinación Bandas Muertas (dominio temporal)

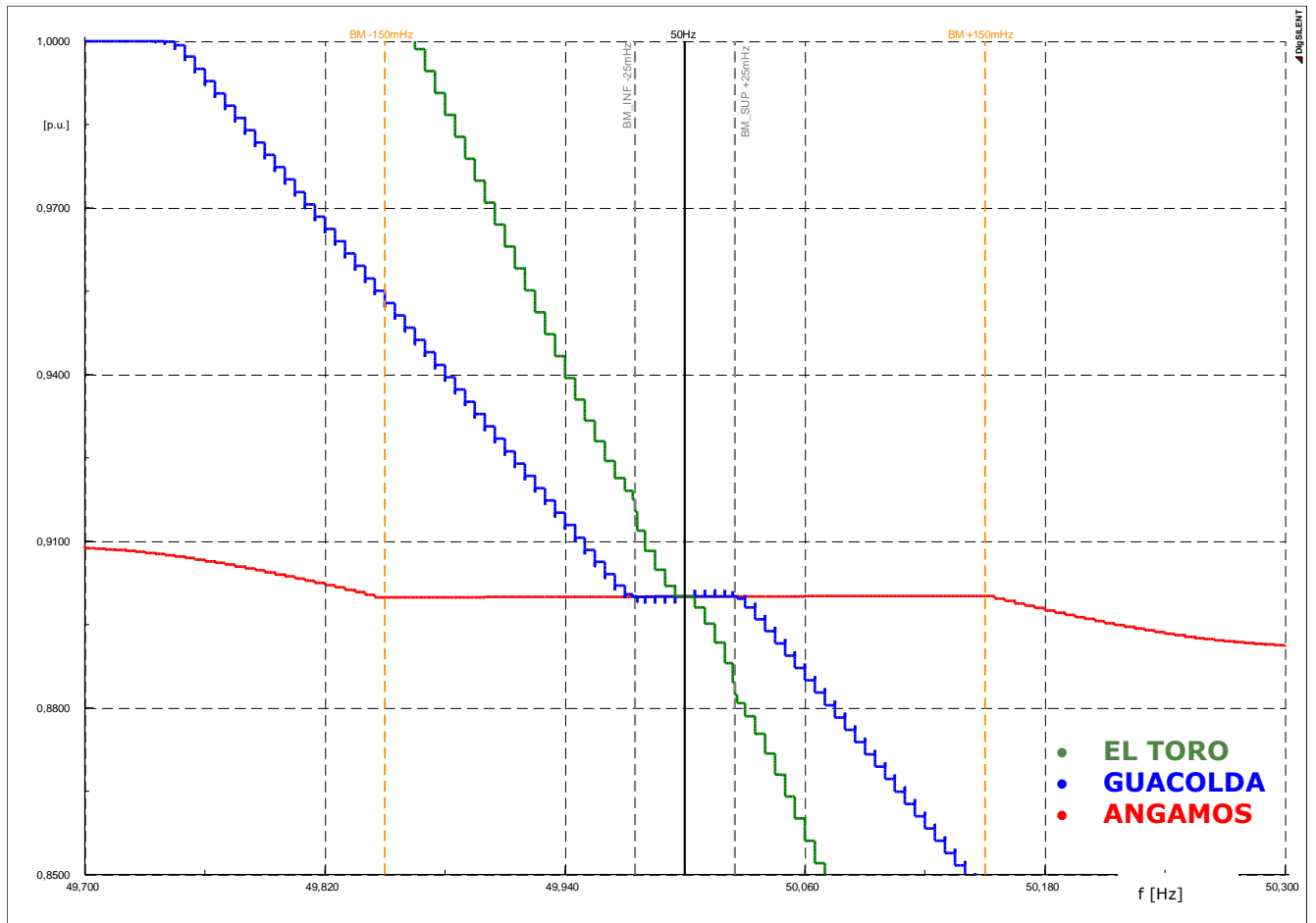


Figura 7-3 - Determinación Bandas Muertas (curvas P vs f)

Unidad	TIPO	Sn [MVA]	BM [mHz]	Unidad	TIPO	Sn [MVA]	BM [mHz]
ANG1	coal	330,0	✗150	Ralco U1	hydr	402,0	✓ 0
ANG2	coal	330,0	✗150	Ralco U2	hydr	402,0	✓ 0
Ventanas U2	coal	257,1	! 25	Pehuenche U1	hydr	290,0	✓ 0
CTA	coal	206,3	✓ 0	Pehuenche U2	hydr	290,0	✓ 0
CTH	coal	206,3	✓ 0	Colbún U1	hydr	250,0	✓ 0
CTM2	coal	197,3	✓ 0	Pangue U1	hydr	240,0	✓ 20
CTTAR	coal	186,0	! 25	Pangue U2	hydr	240,0	✓ 20
Guacolda U5	coal	181,2	✓ 0	Colbún U2	hydr	220,0	✓ 0
Guacolda U3	coal	178,8	✓ 0	Antuco U1	hydr	160,0	✓ 0
Guacolda U4	coal	178,8	✓ 0	Antuco U2	hydr	160,0	✓ 0
CTM1	coal	176,5	✓ 0	Angostura U1	hydr	150,5	! 25
Guacolda U1	coal	176,5	! 25	Angostura U2	hydr	150,5	! 25
Guacolda U2	coal	176,5	! 25	El Toro U1	hydr	105,3	✓ 0
NTO1	coal	156,5	✓ 0	El Toro U2	hydr	105,3	✓ 0
NTO2	coal	156,5	✓ 0	El Toro U3	hydr	105,3	✓ 0
U14	coal	147,0	✓ 0	El Toro U4	hydr	105,3	✓ 0
U15	coal	147,0	! 25	Alfalfal U1	hydr	95,0	✗500
Ventanas U1	coal	135,3	! 35	Alfalfal U2	hydr	95,0	✗500
U12	coal	92,0	✓ 0	Rucue U1	hydr	93,0	! 30
U13	coal	92,0	✓ 0	Rucue U2	hydr	93,0	! 30
U16	gas	500,0	✗300	Curillinque	hydr	90,0	✗250
Nehuenco U2 TG	gas	300,0	✓ 15	Rapel U1	hydr	76,0	✓ 0
San Isidro U1 TG	gas	283,6	✓ 0	Rapel U2	hydr	76,0	✓ 0
Nehuenco U1 TG	gas	273,0	✓ 0	Rapel U3	hydr	76,0	✓ 0
CTM3-TG	gas	185,0	✗150	Rapel U4	hydr	76,0	✓ 0
Quintero TG1A	gas	170,5	✓ 15	Rapel U5	hydr	76,0	✓ 0
Quintero TG1B	gas	170,5	✓ 15	Canutillar U1	hydr	70,0	✗ 55
Taltal U1	gas	165,0	! 24	Canutillar U2	hydr	70,0	✗ 55
Taltal U2	gas	165,0	! 24	Blanco (Aconcagua U1)	hydr	56,0	✓ 0
TG1A	gas	165,0	! 50	Machicura U2	hydr	53,2	✗ 55
TG1B	gas	165,0	! 50	Angostura U3	hydr	50,2	! 25
TG2A	gas	165,0	! 50	Machicura U1	hydr	50,0	! 25
TG2B	gas	165,0	! 50	Cipreses U1	hydr	31,0	✓ 0
Candelaria U1	gas	160,0	✓ 0	Cipreses U2	hydr	31,0	✓ 0
Candelaria U2	gas	160,0	✓ 0	Cipreses U3	hydr	31,0	✓ 0
Los Vientos	gas	141,3	✓ 0	BESS ANDES	storage	11,2	300
Nehuenco U3	gas	111,6	✓ 0	BESS ANGAMOS	storage	20,0	300
Antilhue U1	gas	63,5	✓ 0	BESS COCHRANE	storage	20,0	300
Antilhue U2	gas	63,5	✓ 0				
TG3	gas	45,0	! 50				
TGTAR	gas	28,0	! 50				
TG1	gas	27,9	! 50				

Tabla 7.1 – BANDAS MUERTAS UNIDADES TÉRMICAS, HIDRÁULICAS y BESS

7.2.3 Potencia máxima

A los fines del estudio se hace necesario precisar cuál es la potencia máxima que podrán entregar los generadores intervinientes en el control de frecuencia, de modo que pueda conocerse la reserva en giro total de los casos simulados y puedan ajustarse coherentemente los despachos iniciales, sin que se presenten errores de inicialización de los modelos.

Los resultados aquí obtenidos se basan en las pruebas de los modelos homologados, los cuales se consideran representativos de las unidades en cuestión. Estos valores obtenidos son útiles a los fines del análisis de las simulaciones y obtención de resultados pero no deben interpretarse como límites directos de las unidades reales. Esto último teniendo en cuenta que los modelos pueden no haber representado estrictamente la potencia máxima de la unidad o bien pueden haber sido ajustados para una condición particular encontrada durante los ensayos (tipo de combustible, temperatura ambiente, nivel de cota, etc.), la cual puede no ser la más común de las condiciones.

Otro aspecto a destacar, corresponde al comportamiento encontrado en determinadas unidades térmicas, donde la potencia máxima de inicialización no guarda relación con la máxima potencia que podrá desarrollar partiendo de una condición de despacho inferior, a lo que se le suma que en algunas unidades el aporte máximo no es sostenido.

En función de lo antes mencionado se calculan los niveles de potencia máxima mediante dos procesos.

Por un lado se determina la máxima potencia de despacho que permite una adecuada inicialización partiendo de un despacho inicialmente alto y bajándolo hasta alcanzar un arranque plano ($P_{MAX-INIT}$). Como referencia se parte de un despacho de $1,20 P_{Nominal}$, salvo casos particulares donde incluso a esa potencia se encuentra una operación estable (e.g. El Toro, Rapel, etc.). En este análisis no se contemplan los efectos de la frecuencia, es decir se contempla la operación a 50Hz.

Por otra parte, se evalúa la máxima potencia que entrega el modelo partiendo de un despacho equivalente a $0,90 P_{MAX-INIT}$ y realizando un escalón en la frecuencia de -1Hz. Para este análisis se ha decidido mostrar los resultados encontrados para diferentes intervalos de tiempo. Se muestra aquí la potencia a 120seg. ($P_{MAX 2min}$) lo cual equivale al tiempo de establecimiento más lento de la NTSyCS (correspondiente a unidades hidráulicas) y luego a 5min. y 10min. para poner en evidencia las dinámicas lentas asociadas principalmente a los modelos de caldera o controles de tracking. Es importante destacar que los modelos pueden no ser totalmente representativos para tales dinámicas lentas ya que tales comportamientos se encuentran normalmente en el límite del rango de validez de estos modelos. Tales modelos pretenden representar fenómenos del rango de los transitorios electromecánicos y no de largo plazo (long term).

En la Tabla 7.2 y Tabla 7.3 se presentan los resultados obtenidos para unidades térmicas e hidráulicas respectivamente. Junto a cada columna "P_{MAX}" se muestra el aporte de potencia realizado por esa unidad (ΔP) en base a la potencia máxima.

En el caso de las unidades térmicas se encuentra que alguna de ellas aportan el 100% de su reserva en giro (i.e. 10%), otras aportan una parte de la misma ya sea por límites de aporte o reducción en la potencia máxima debido a la operación a una menor frecuencia y finalmente un tercer grupo que aporta transitoriamente y luego reduce su aporte a niveles próximos al estado inicial.

Unidad	TIPO	S _n [MVA]	P _n [MW]	P _{MAX} [pu] INIT	P _{MAX} [pu] 0,9pu -1Hz (2min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (2min)	P _{MAX} [pu] 0,9pu -1Hz (5min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (5min)	P _{MAX} [pu] 0,9pu -1Hz (10min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (10min)
ANG1	coal	330,0	280,5	0,98	0,94	6%	0,89	2%	0,87	-1%
ANG2	coal	330,0	280,5	0,98	0,94	6%	0,89	2%	0,87	-1%
Ventanas U2	coal	257,1	222,5	1,04	1,05	11%	1,05	11%	1,05	11%
CTA	coal	206,3	165,0	1,02	0,97	5%	0,96	5%	0,96	5%
CTH	coal	206,3	165,0	1,02	0,97	5%	0,96	5%	0,96	5%
CTM2	coal	197,3	167,7	0,98	0,93	6%	0,93	6%	0,93	5%
CTAR*	coal	186,0	158,1	1,00	0,93	3%	0,90	0%	0,89	-1%
Guacolda U5	coal	181,2	154,0	1,00	1,00	10%	0,91	2%	0,90	0%
Guacolda U3	coal	178,8	152,0	1,00	0,99	9%	0,99	9%	0,99	9%
Guacolda U4	coal	178,8	152,0	1,00	0,99	9%	0,99	9%	0,99	9%
CTM1	coal	176,5	150,0	1,03	0,96	3%	0,96	3%	0,96	3%
Guacolda U1	coal	176,5	150,0	1,00	1,00	11%	1,00	11%	1,00	11%
Guacolda U2	coal	176,5	150,0	1,00	1,00	11%	1,00	11%	1,00	11%
NTO1	coal	156,5	133,0	1,04	1,06	12%	1,06	11%	1,06	11%
NTO2	coal	156,5	133,0	1,04	1,06	12%	1,06	11%	1,06	11%
U14	coal	147,0	125,0	1,04	1,02	8%	1,04	9%	1,07	12%
U15	coal	147,0	125,0	1,00	0,97	7%	0,98	9%	1,01	12%
Ventanas U1	coal	135,3	115,0	1,03	1,04	11%	1,04	11%	1,04	11%
U12	coal	92,0	78,2	1,01	0,99	8%	1,01	9%	1,03	12%
U13	coal	92,0	78,2	1,01	0,99	8%	1,01	9%	1,03	12%
U16	gas	500,0	400,0	1,05	1,01	7%	1,01	7%	1,01	7%
Nehuenco U2 TG	gas	300,0	255,0	0,91	0,92	12%	0,82	0%	0,82	0%
San Isidro U1 TG*	gas	283,6	241,1	1,00	0,92	2%	0,94	4%	0,97	7%
Nehuenco U1 TG	gas	273,0	232,1	0,99	0,91	2%	0,91	2%	0,91	2%
CTM3-TG	gas	185,0	157,3	1,00	1,01	11%	1,01	11%	1,01	11%
Quintero TG1A	gas	170,5	144,9	0,91	0,90	10%	0,90	10%	0,90	10%
Quintero TG1B	gas	170,5	144,9	0,88	0,87	10%	0,87	10%	0,87	10%
Taltal U1	gas	165,0	132,0	0,90	0,87	7%	0,87	7%	0,87	7%
Taltal U2	gas	165,0	140,3	0,84	0,79	5%	0,79	5%	0,79	5%
TG1A	gas	165,0	140,3	0,83	0,81	8%	0,81	8%	0,81	8%
TG1B	gas	165,0	140,3	0,83	0,81	8%	0,81	8%	0,81	8%
TG2A	gas	165,0	140,3	0,83	0,81	8%	0,81	8%	0,81	8%
TG2B	gas	165,0	140,3	0,83	0,81	8%	0,81	8%	0,81	8%
Candelaria U1	gas	160,0	160,0	0,76	0,73	6%	0,73	6%	0,73	6%
Candelaria U2	gas	160,0	160,0	0,76	0,73	6%	0,73	6%	0,73	6%
Los Vientos	gas	141,3	120,1	1,10	1,10	10%	1,10	10%	1,10	10%
Nehuenco U3	gas	111,6	100,5	0,95	0,92	7%	0,90	4%	0,86	0%
Antihue U1	gas	63,5	50,8	1,00	0,96	6%	0,96	6%	0,96	6%
Antihue U2	gas	63,5	50,8	1,00	0,96	6%	0,96	6%	0,96	6%
TG3	gas	45,0	38,3	0,90	0,88	7%	0,88	7%	0,88	7%
TGTAR	gas	28,0	22,4	1,00	1,00	10%	1,00	10%	1,00	10%
TG1	gas	27,9	23,7	1,00	1,00	10%	1,00	10%	1,00	10%

Tabla 7.2 - POTENCIAS MÁXIMAS UNIDADES TÉRMICAS

A los fines de los cálculos de reserva en giro para control primario se tomará como referencia el resultado obtenido para la condición $P_{MAX@2min}$, siendo importante considerar que en el caso de las turbo vapor, dependiendo de las características y modo de control de las calderas estas unidades podrán participar sólo transitoriamente. A modo de referencia, se muestran los resultados obtenidos para tres unidades, pudiendo apreciarse una respuesta inicial relativamente rápida y una posterior reducción del aporte.

En el caso de las unidades turbo gas el aporte es inicialmente rápido y sostenido en el tiempo, lo cual resulta ventajoso para el control primario de frecuencia.

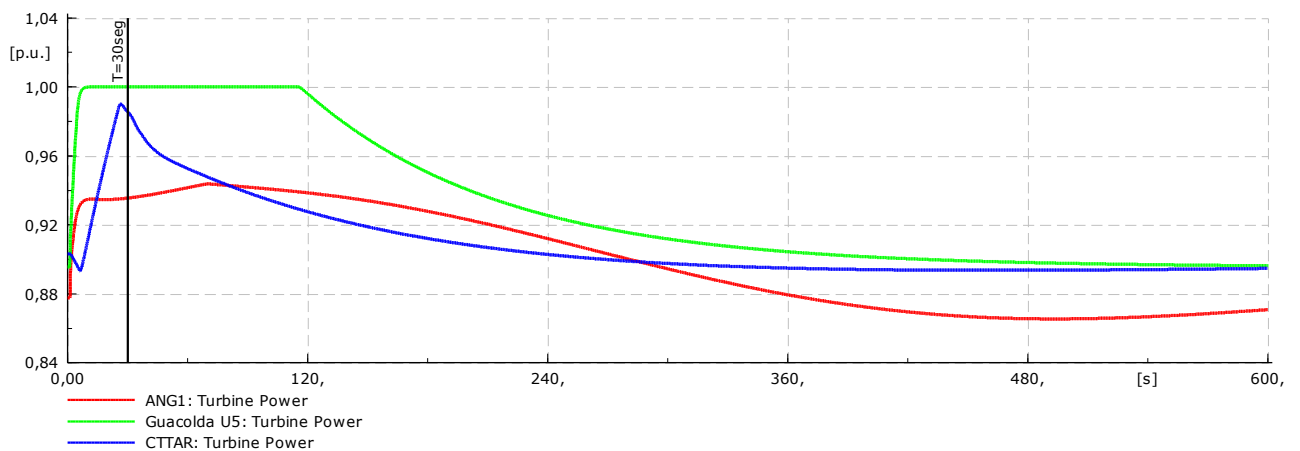


Figura 7-4 - Unidades VAPOR-CARBÓN - Aporte de para CPF.

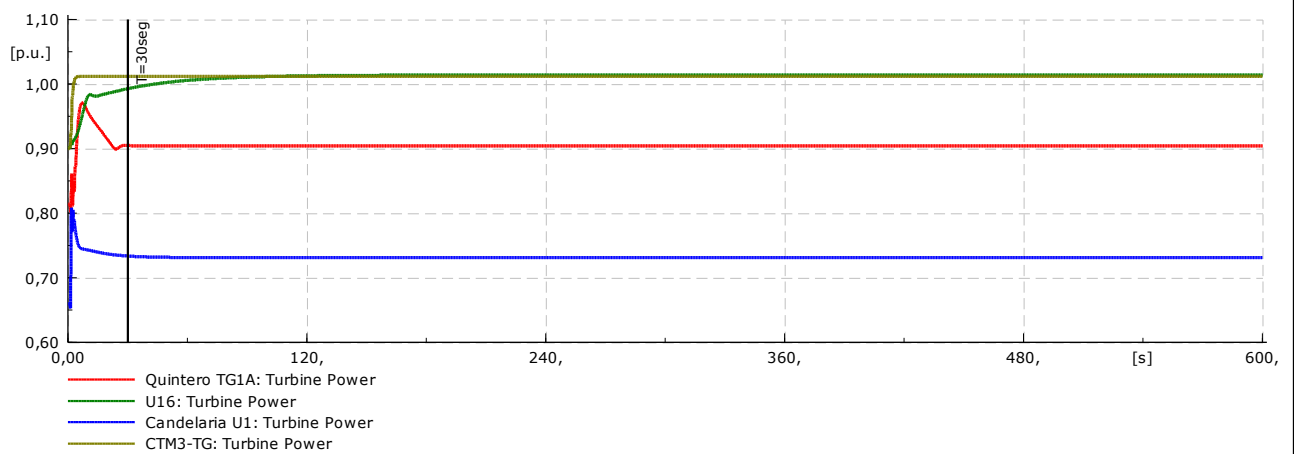


Figura 7-5 - Unidades TURBO-GAS - Aporte de para CPF.

Respecto a las unidades hidráulicas prácticamente todas las unidades aportan la reserva consignada y de modo sostenido, en algunos casos incluso levemente más de lo previsto en base a los límites de inicialización del modelo. La siguiente figura muestra las respuestas de algunas de estas unidades.

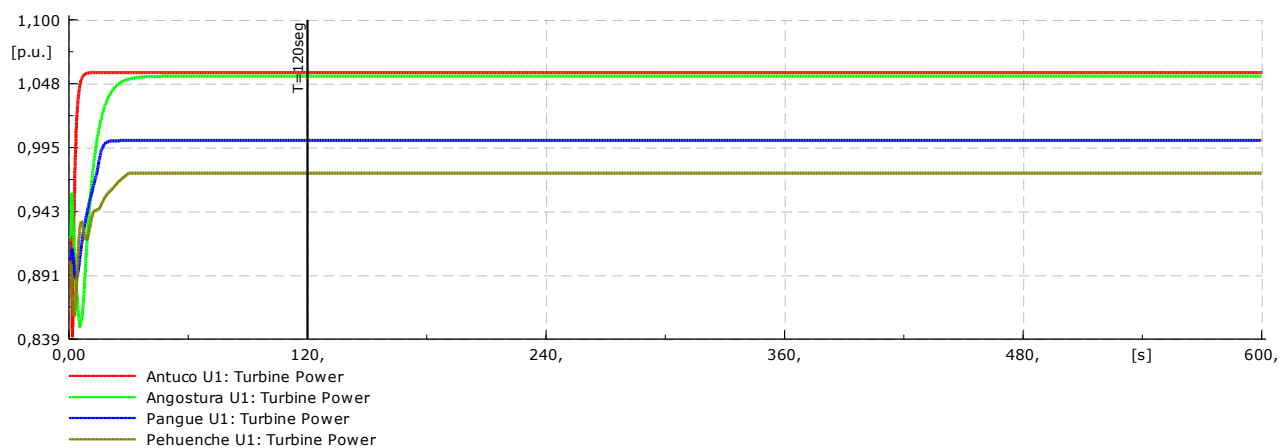


Figura 7-6 - Unidades HIDRÁULICAS - Aporte de para CPF.

En el caso los BESS, se aprecia una rápida respuesta inicial la cual se sostiene en el rango de análisis del CPF. Para un escalón de -1Hz los tres equipos BESS entregan su potencia nominal.

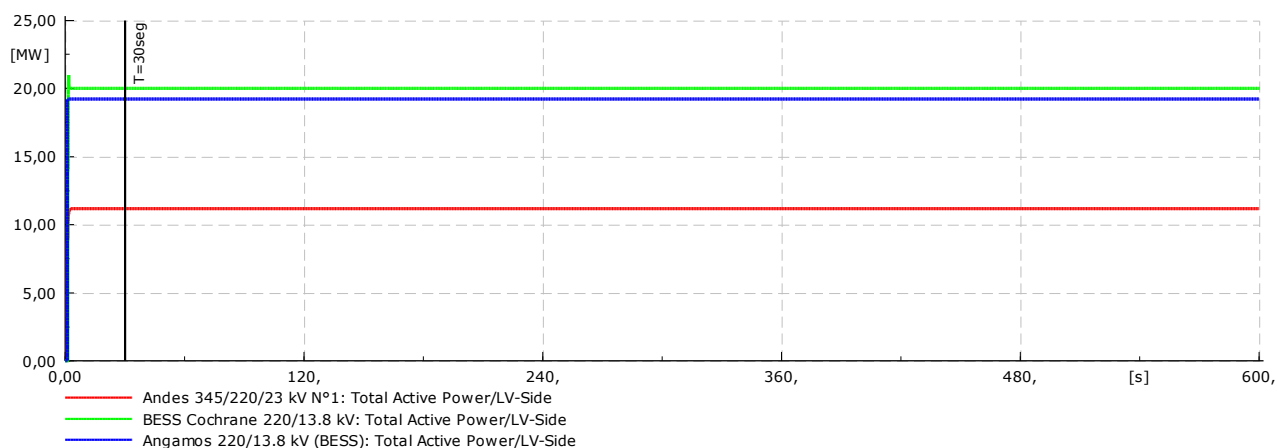


Figura 7-7 - Equipos BESS - Aporte de para CPF.

Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	PMAX [pu] INIT	PMAX [pu] 0,9pu -1Hz (2min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (2min)	PMAX [pu] 0,9pu -1Hz (5min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (5min)	PMAX [pu] 0,9pu -1Hz (10min)	ΔP [%] 0,9pu -1Hz (10min)
Ralco U1	hydr	402,0	381,9	1,00	1,02	12%	1,02	12%	1,02	12%
Ralco U2	hydr	402,0	381,9	1,00	1,02	12%	1,02	12%	1,02	12%
Pehuenche U1	hydr	290,0	275,5	1,00	0,97	7%	0,97	7%	0,97	7%
Pehuenche U2	hydr	290,0	275,5	1,00	0,98	8%	0,98	8%	0,98	8%
Colbún U1	hydr	250,0	250,0	0,95	0,95	10%	0,95	10%	0,95	10%
Pangue U1	hydr	240,0	228,0	1,00	1,00	10%	1,00	10%	1,00	10%
Pangue U2	hydr	240,0	228,0	1,04	1,05	11%	1,05	11%	1,05	11%
Colbún U2	hydr	220,0	209,0	1,06	1,07	11%	1,07	11%	1,07	11%
Antuco U1	hydr	160,0	152,0	1,03	1,06	13%	1,06	13%	1,06	13%
Antuco U2	hydr	160,0	152,0	1,00	1,02	12%	1,02	12%	1,02	12%
Angostura U1	hydr	150,5	135,5	1,02	1,05	13%	1,05	13%	1,05	13%
Angostura U2	hydr	150,5	135,5	1,02	1,04	12%	1,04	12%	1,04	12%
El Toro U1	hydr	105,3	100,0	1,23	1,23	10%	1,23	10%	1,23	10%
El Toro U2	hydr	105,3	100,0	1,23	1,23	10%	1,23	10%	1,23	10%
El Toro U3	hydr	105,3	100,0	1,23	1,23	10%	1,23	10%	1,23	10%
El Toro U4	hydr	105,3	100,0	1,23	1,23	10%	1,23	10%	1,23	10%
Alfalfal U1	hydr	95,0	80,8	1,00	1,00	11%	1,00	11%	1,00	11%
Alfalfal U2	hydr	95,0	80,8	1,06	1,06	10%	1,06	10%	1,06	10%
Rucue U1	hydr	93,0	83,7	1,01	1,02	10%	1,02	10%	1,02	10%
Rucue U2	hydr	93,0	83,7	1,01	1,01	10%	1,01	10%	1,01	10%
Curillínque	hydr	90,0	85,5	1,00	1,01	10%	1,01	10%	1,01	10%
Rapel U1	hydr	76,0	72,2	1,26	1,26	10%	1,26	10%	1,26	10%
Rapel U2	hydr	76,0	72,2	1,26	1,26	10%	1,26	10%	1,26	10%
Rapel U3	hydr	76,0	72,2	1,26	1,26	10%	1,26	10%	1,26	10%
Rapel U4	hydr	76,0	72,2	1,26	1,26	10%	1,26	10%	1,26	10%
Rapel U5	hydr	76,0	72,2	1,26	1,26	10%	1,26	10%	1,26	10%
Canutillar U1	hydr	70,0	66,5	1,30	1,31	11%	1,31	11%	1,31	11%
Canutillar U2	hydr	70,0	66,5	1,30	1,31	11%	1,31	11%	1,31	11%
Blanco (Aconcagua U1)	hydr	56,0	50,4	1,22	1,23	11%	1,23	11%	1,23	11%
Machicura U2	hydr	53,2	53,2	0,94	0,94	10%	0,94	10%	0,94	10%
Angostura U3	hydr	50,2	45,2	1,06	1,09	12%	1,09	12%	1,09	12%
Machicura U1	hydr	50,0	47,5	0,96	0,99	13%	0,99	13%	0,99	13%
Cipreses U1	hydr	31,0	29,5	1,14	1,09	5%	1,09	5%	1,09	5%
Cipreses U2	hydr	31,0	29,5	1,14	1,08	4%	1,08	4%	1,08	4%
Cipreses U3	hydr	31,0	29,5	1,14	1,09	5%	1,09	5%	1,09	5%

Tabla 7.3 - POTENCIAS MÁXIMAS UNIDADES HIDRÁULICAS

7.2.4 Reserva Efectiva – Aporte de potencia

Ante la pérdida de un monto apreciable de generación, sólo una parte de la reserva en giro ($P_{\text{maxima}} - P_{\text{despacho}}$) será entregada antes que la frecuencia alcance su valor mínimo. El aporte transitorio individual de cada unidad depende del tipo de fuente primaria, ajustes de control, magnitud de la variación y del punto operativo de la unidad.

Por este motivo se realiza un análisis detallado del aporte de las unidades de generación para identificar el aporte efectivo de potencia de las unidades de generación ante diferentes puntos operativos y establecer puntos comunes entre las diferentes plantas de generación.

La reserva efectiva se obtiene como el aporte que realiza el generador en un tiempo $T=10,0$ seg. ante un escalón en la frecuencia del sistema igual a $-1,00\text{Hz}$ (-2%). Las razones que fundamentan la elección de tales puntos de comparación son:

- $f=-1\text{Hz}$ (i.e. 49Hz) equivale a la frecuencia mínima (límite) antes de la actuación del primer escalón de EDACxBF.
- $T=10,0$ seg. es el tiempo esperado para alcanzar una condición de mínima frecuencia sin operación del EDACxBF. Un aporte posterior a este intervalo mejorará la recuperación de la frecuencia pero no tendrá efectos directos sobre la frecuencia mínima.

Para respaldar el punto previamente indicado, la siguiente figura presenta la excursión de la frecuencia ante la desconexión en $T=1,0$ seg. de $\sim 350\text{MW}$ para un caso de baja inercia (ESC2_DB_HS_CERNC) y otro de alta inercia (ESC4_DA_HS_SERNC), contándose en ambos casos con una reserva efectiva del mismo orden que el monto desconectado. Como se puede apreciar, si bien existe diferencia en la respuesta encontrada, la frecuencia mínima se presentará en ambas condiciones para un retardo del orden de los 10 segundos desde el momento donde se produce el desbalance de potencia.

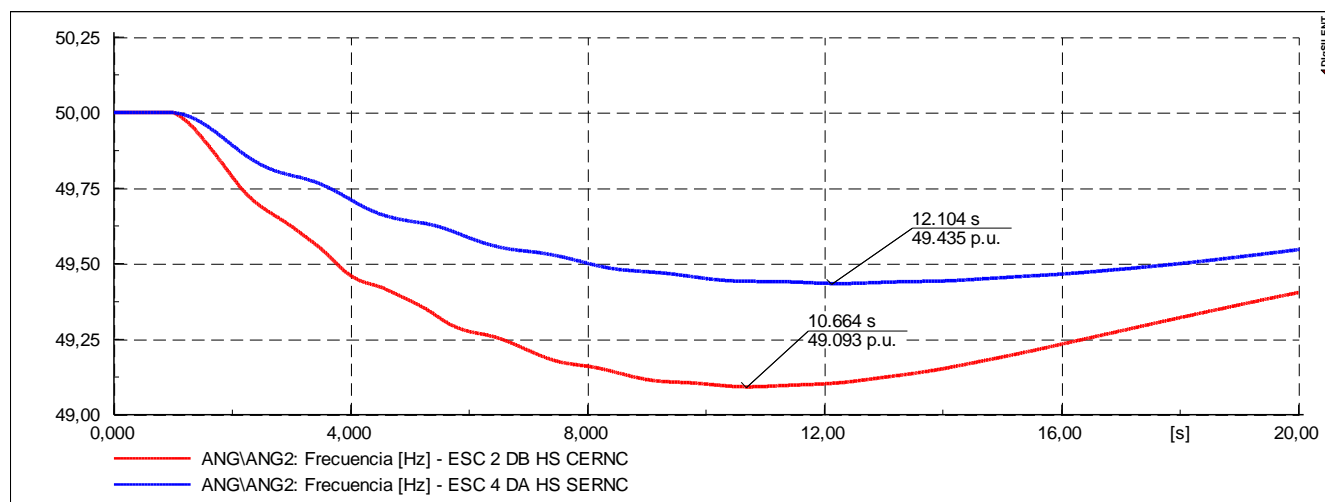


Figura 7-8 - Excursión de frecuencia ante desconexión de 350MW - Retardo hasta alcanzar la frecuencia mínima.

Con el objetivo de barrer múltiples puntos operativos de las unidades generadoras, se realiza un análisis contemplando despachos desde 50% hasta el 100% de la $P_{MAX@2min}$, determinada en el apartado 7.2.3. Se destaca que en el rango 90% \rightarrow 100% se realiza un análisis de mayor precisión, contemplando que, por razones económicas, esta sea la zona de operación más común, al menos para las unidades térmicas.

Sobre cada uno de estos despachos se simula el escalón indicado y se almacena la diferencia entre el despacho y la potencia desarrollada luego de 10 segundos (i.e. la reserva efectiva). Las siguientes tablas resumen los resultados obtenidos, indicándose para cada despacho la reserva efectiva.

Generador				Despacho [% respecto a Pmax@2min]								
Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	50,0%	60,0%	70,0%	80,0%	90,0%	92,5%	95,0%	97,5%	100,0%
ANG1	coal	330,0	280,5	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08	0,06	0,05	0,04	0,02
ANG2	coal	330,0	280,5	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08	0,06	0,05	0,04	0,02
Ventanas U2	coal	257,1	222,5	0,40	0,35	0,27	0,18	0,09	0,07	0,05	0,02	0,00
CTA	coal	206,3	165,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CTH	coal	206,3	165,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CTM2	coal	197,3	167,7	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
CTTAR	coal	186,0	158,1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Guacolda U5	coal	181,2	154,0	0,11	0,14	0,16	0,18	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Guacolda U3	coal	178,8	152,0	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
Guacolda U4	coal	178,8	152,0	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
CTM1	coal	176,5	150,0	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guacolda U1	coal	176,5	150,0	0,34	0,32	0,26	0,18	0,09	0,06	0,04	0,02	0,00
Guacolda U2	coal	176,5	150,0	0,26	0,25	0,24	0,17	0,09	0,06	0,04	0,02	0,00
NTO1	coal	156,5	133,0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,03	0,00
NTO2	coal	156,5	133,0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,03	0,00
U14	coal	147,0	125,0	0,14	0,15	0,15	0,18	0,10	0,08	0,06	0,04	0,03
U15	coal	147,0	125,0	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,06	0,04	0,02
Ventanas U1	coal	135,3	115,0	0,19	0,19	0,14	0,05	0,09	0,07	0,05	0,02	0,00
U12	coal	92,0	78,2	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,04	0,02
U13	coal	92,0	78,2	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,04	0,02
U16	gas	500,0	400,0	0,10	0,10	0,10	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00
Nehuenco U2 TG	gas	300,0	255,0	0,10	0,09	0,05	0,05	0,05	0,03	0,01	0,00	-0,01
San Isidro U1 TG	gas	283,6	241,1	0,13	0,12	0,09	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Nehuenco U1 TG	gas	273,0	232,1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03
CTM3-TG	gas	185,0	157,3	0,32	0,32	0,30	0,20	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Quintero TG1A	gas	170,5	144,9	0,32	0,32	0,30	0,25	0,14	0,10	0,07	0,03	-0,01
Quintero TG1B	gas	170,5	144,9	0,33	0,32	0,29	0,23	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Taltal U1	gas	165,0	132,0	0,10	0,12	0,13	0,09	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02
Taltal U2	gas	165,0	140,3	0,08	0,08	0,09	0,07	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02
TG1A	gas	165,0	140,3	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,05	0,04	0,00
TG1B	gas	165,0	140,3	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,05	0,04	0,00
TG2A	gas	165,0	140,3	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,05	0,04	0,00
TG2B	gas	165,0	140,3	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,05	0,04	0,00
Candelaria U1	gas	160,0	160,0	0,22	0,22	0,22	0,16	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00
Candelaria U2	gas	160,0	160,0	0,22	0,22	0,22	0,16	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00
Los Vientos	gas	141,3	120,1	0,47	0,46	0,36	0,24	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00
Nehuenco U3	gas	111,6	100,5	0,36	0,34	0,31	0,24	0,11	0,08	0,06	0,03	0,00
Antihue U1	gas	63,5	50,8	0,21	0,20	0,18	0,16	0,11	0,09	0,07	0,04	0,00
Antihue U2	gas	63,5	50,8	0,21	0,20	0,18	0,16	0,11	0,09	0,07	0,04	0,01
TG3	gas	45,0	38,3	0,22	0,21	0,21	0,21	0,09	0,08	0,06	0,04	0,01
TGTAR	gas	28,0	22,4	0,28	0,27	0,27	0,20	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
TG1	gas	27,9	23,7	0,26	0,26	0,25	0,20	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00

Tabla 7.4 - APORTE @ 10seg. - Escalón: -1Hz - UNIDADES TÉRMICAS

Generador				Despacho [% respecto a Pmax@2min]								
Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	50,0%	60,0%	70,0%	80,0%	90,0%	92,5%	95,0%	97,5%	100,0%
Ralco U1	hydr	402,0	381,9	0,09	0,08	0,05	0,05	0,06	0,06	0,05	0,02	0,00
Ralco U2	hydr	402,0	381,9	0,09	0,07	0,05	0,05	0,06	0,06	0,05	0,02	0,00
Pehuenche U1	hydr	290,0	275,5	0,14	0,10	0,09	0,10	0,05	0,03	0,02	0,01	0,00
Pehuenche U2	hydr	290,0	275,5	0,09	0,08	0,10	0,08	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00
Colbún U1	hydr	250,0	250,0	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,02	0,00
Pangue U1	hydr	240,0	228,0	0,07	0,06	0,07	0,07	0,05	0,06	0,05	0,02	0,00
Pangue U2	hydr	240,0	228,0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,05	0,03	0,00
Colbún U2	hydr	220,0	209,0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,03	0,00
Antuco U1	hydr	160,0	152,0	0,31	0,30	0,30	0,21	0,11	0,08	0,05	0,03	0,00
Antuco U2	hydr	160,0	152,0	0,33	0,31	0,30	0,20	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Angostura U1	hydr	150,5	135,5	0,07	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,00
Angostura U2	hydr	150,5	135,5	0,11	0,07	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,00
El Toro U1	hydr	105,3	100,0	0,38	0,34	0,30	0,24	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00
El Toro U2	hydr	105,3	100,0	0,38	0,34	0,30	0,24	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00
El Toro U3	hydr	105,3	100,0	0,35	0,32	0,27	0,22	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00
El Toro U4	hydr	105,3	100,0	0,25	0,22	0,19	0,16	0,11	0,09	0,06	0,03	0,00
Alfalfal U1	hydr	95,0	80,8	0,17	0,07	0,19	0,19	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Alfalfal U2	hydr	95,0	80,8	0,16	0,08	0,17	0,15	0,11	0,08	0,05	0,03	0,00
Rucue U1	hydr	93,0	83,7	0,30	0,29	0,25	0,18	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Rucue U2	hydr	93,0	83,7	0,29	0,29	0,26	0,19	0,10	0,08	0,05	0,03	0,00
Curillinque	hydr	90,0	85,5	0,12	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,05	0,03	0,00
Rapel U1	hydr	76,0	72,2	0,35	0,31	0,28	0,25	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Rapel U2	hydr	76,0	72,2	0,35	0,31	0,28	0,25	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Rapel U3	hydr	76,0	72,2	0,35	0,31	0,28	0,25	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Rapel U4	hydr	76,0	72,2	0,35	0,31	0,28	0,25	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Rapel U5	hydr	76,0	72,2	0,35	0,31	0,28	0,25	0,13	0,09	0,06	0,03	0,00
Canutillar U1	hydr	70,0	66,5	0,23	0,23	0,24	0,22	0,13	0,10	0,07	0,03	0,00
Canutillar U2	hydr	70,0	66,5	0,23	0,23	0,24	0,22	0,13	0,10	0,07	0,03	0,00
Blanco (Aconcagua U1)	hydr	56,0	50,4	0,17	0,15	0,14	0,10	0,07	0,06	0,06	0,03	0,00
Machicura U2	hydr	53,2	53,2	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,06	0,04	0,02	0,00
Angostura U3	hydr	50,2	45,2	0,13	0,08	0,09	0,08	0,06	0,06	0,04	0,02	0,00
Machicura U1	hydr	50,0	47,5	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,07	0,05	0,02	0,00
Cipreses U1	hydr	31,0	29,5	0,15	0,11	0,10	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06
Cipreses U2	hydr	31,0	29,5	0,06	0,06	0,04	0,04	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04
Cipreses U3	hydr	31,0	29,5	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

Tabla 7.5 – APORTE @ 10seg. – Escalón: -1Hz - UNIDADES HIDRÁULICAS

Del análisis de los resultados obtenidos se propone caracterizar la reserva efectiva (10seg.) que aportará un generador mediante los siguientes tramos:

- Despacho menor al 50% → Aporte similar al aporte determinado al 50%.
- Despacho entre 50% y 90% → Aporte obtenido como la interpolación lineal entre el 50% y 90% (valores indicados en negrita en la tabla).
- Despacho entre 90% y 100% → Aporte obtenido como la interpolación lineal entre el 90% y 100%. Se aprecia que son casos excepcionales donde la Pmax@2min sea diferente de la obtenida a 10seg, por lo que no se considera necesario agregar otra variable para el cálculo de reservas.
- Despacho mayor al 100% → Aporte nulo. Este rango sólo sirve para algún análisis particular o para advertir un ajuste inadecuado, entendiendo que los modelos dinámicos pueden presentar errores de inicialización.

A continuación se presentan algunos casos ejemplo del método de cuantificación de la reserva por unidad y un caso donde todas las unidades listadas se encuentran participando. De estas figuras se aprecia que en el rango entre 90% y 100% las características son similares. Vale resaltar que, en el caso donde se contemplan todas las unidades, existe una diferencia en el punto de $P_{max@2min}$ debido a que hay unidades, en mayor parte del tipo vapor-carbón, que aportan transitoriamente una mínima fracción incluso cuando se encuentran despachadas en el límite calculado en el apartado 7.2.3.

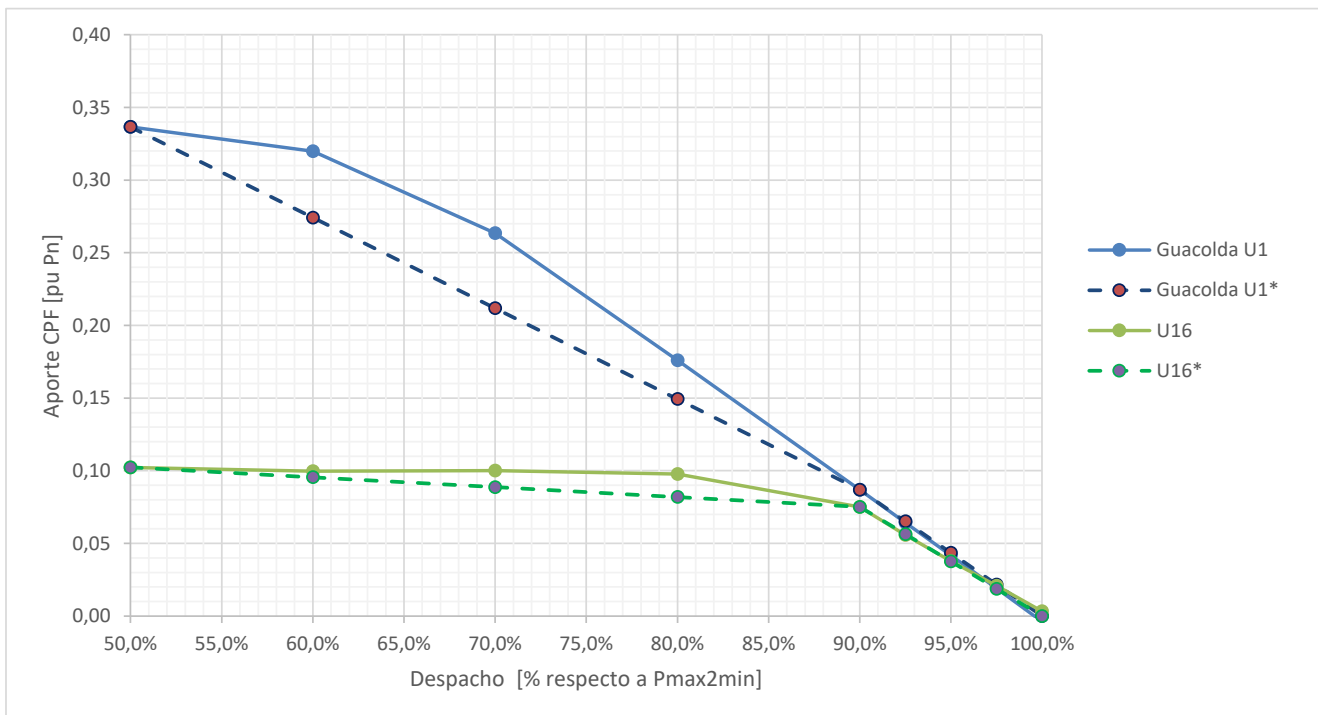


Figura 7-9 - APORTE @ 10seg. - EJEMPLO: UNIDADES TÉRMICAS

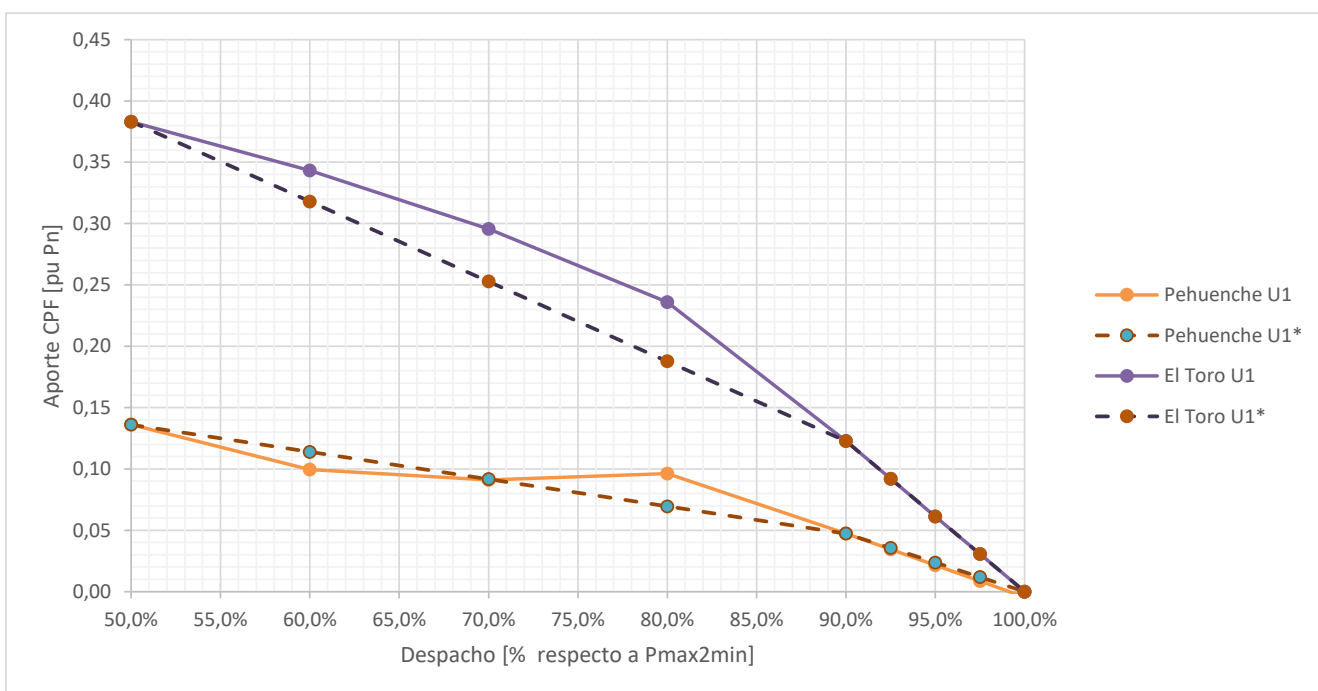


Figura 7-10 - APORTE @ 10seg. - EJEMPLO: UNIDADES HIDRÁULICAS

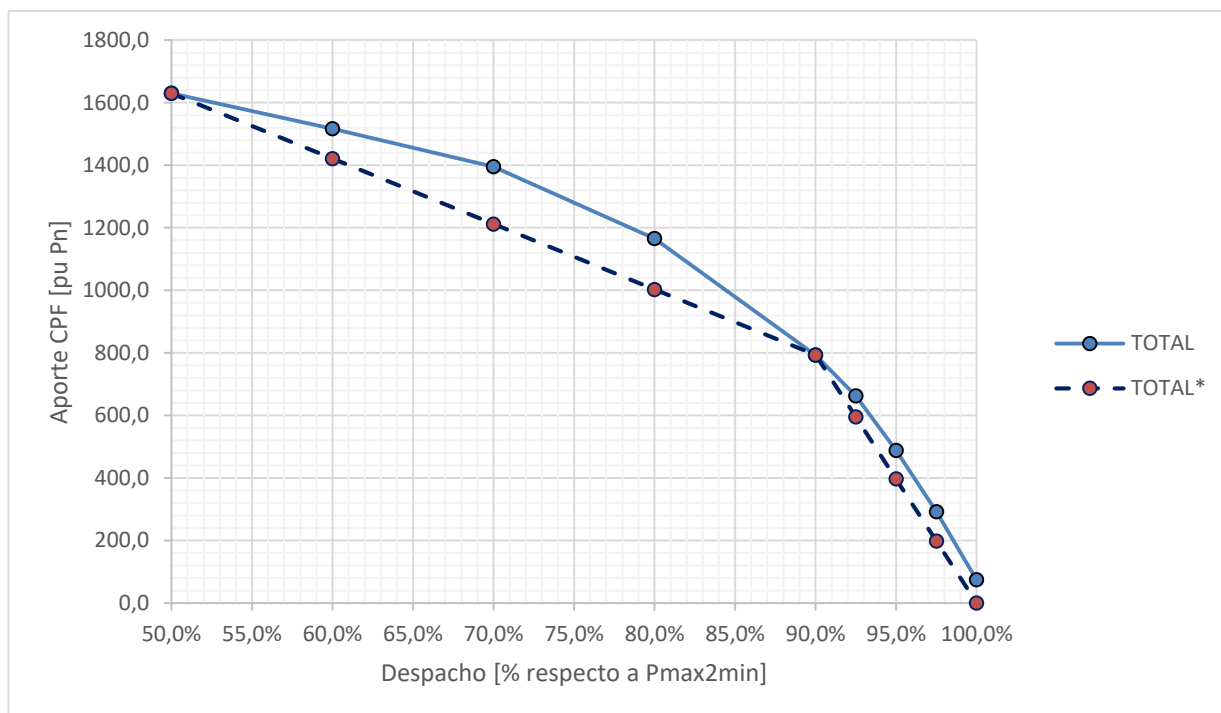


Figura 7-11 - APORTE @ 10seg. - TODAS LAS UNIDADES (Escalón: -1Hz)

Nota: Las curvas sólidas representan los resultados detallados mientras que las de trazo (indicadas con "") representan los resultados aproximados del método.*

Complemento – Escalón 200mHz

A modo de complemento, se incorporan los aportes de las unidades generadoras @10seg. considerando una variación de 200mHz, correspondiente al límite NTSyCS de variación de la frecuencia en condiciones normales (Art 5-30).

De estos resultados, junto con las bandas muertas obtenidas previamente, es posible identificar aquellas unidades que podrán realizar un adecuado seguimiento de las variaciones aleatorias rápidas de la demanda y por lo tanto proponerlas como principales candidatas para realizar esta función.

Las siguientes tablas resumen los aportes de potencia de cada unidad, operando a distintos despachos. En este caso, debido a que los montos son menores, los aportes se presentan porcentualmente (en lugar de por unidad).

Se hace notar que en este caso donde el error de la frecuencia no es tan grande como en la prueba anterior, la banda muerta y el estatismo que tenga ajustado cada unidad serán las variables más relevantes en los montos que finalmente aporten.

Generador				Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$ - Despacho [% respecto a $P_{\text{max}}@2\text{min}$]								
Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	50,0%	60,0%	70,0%	80,0%	90,0%	92,5%	95,0%	97,5%	100,0%
ANG1	coal	330	281	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
ANG2	coal	330	281	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
Ventanas U2	coal	257	223	7,4%	8,1%	9,2%	8,6%	6,8%	6,8%	4,6%	2,3%	0,0%
CTA	coal	206	165	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
CTH	coal	206	165	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
CTM2	coal	197	168	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%
CTTAR	coal	186	158	2,5%	2,4%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Guacolda U5	coal	181	154	2,3%	2,7%	3,2%	3,6%	4,1%	4,2%	4,3%	2,9%	0,4%
Guacolda U3	coal	179	152	3,8%	4,6%	5,4%	6,2%	6,9%	7,1%	7,3%	7,5%	7,7%
Guacolda U4	coal	179	152	3,8%	4,6%	5,4%	6,2%	6,9%	7,1%	7,3%	7,5%	7,7%
CTM1	coal	177	150	3,0%	2,8%	2,5%	2,3%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%
Guacolda U1	coal	177	150	6,8%	6,7%	6,6%	6,5%	6,3%	5,9%	4,4%	2,1%	-0,2%
Guacolda U2	coal	177	150	5,1%	4,9%	4,9%	4,8%	4,7%	4,6%	4,2%	2,1%	-0,2%
NT01	coal	157	133	1,5%	1,6%	1,8%	1,9%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	0,5%
NT02	coal	157	133	1,5%	1,6%	1,8%	1,9%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	0,5%
U14	coal	147	125	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	2,5%
U15	coal	147	125	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%
Ventanas U1	coal	135	115	4,7%	3,4%	5,7%	1,8%	3,1%	3,1%	3,1%	2,3%	0,0%
U12	coal	92	78	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%
U13	coal	92	78	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%
U16	gas	500	400	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Nehuenco U2 TG	gas	300	255	5,6%	5,6%	5,6%	5,4%	4,9%	4,5%	3,9%	1,8%	0,8%
San Isidro U1 TG	gas	284	241	11,4%	11,3%	8,5%	4,9%	0,9%	0,8%	0,6%	0,5%	0,5%
Nehuenco U1 TG	gas	273	232	1,2%	1,2%	1,6%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,5%	1,8%
CTM3-TG	gas	185	157	1,4%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	-0,9%
Quintero TG1A	gas	170	145	6,0%	6,1%	6,1%	6,3%	5,9%	6,0%	5,1%	2,4%	0,3%
Quintero TG1B	gas	170	145	5,9%	6,0%	6,3%	6,3%	6,2%	6,1%	4,5%	2,3%	0,1%
TG1A	gas	165	140	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
TG1B	gas	165	140	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
TG2A	gas	165	140	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
TG2B	gas	165	140	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Taltal U1	gas	165	132	4,9%	4,9%	4,3%	5,0%	5,4%	5,1%	4,4%	4,4%	3,9%
Taltal U2	gas	165	140	4,6%	4,6%	4,3%	4,6%	4,6%	4,5%	3,9%	3,0%	3,0%
Candelaria U1	gas	160	160	4,7%	4,6%	4,6%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	3,0%
Candelaria U2	gas	160	160	4,7%	4,6%	4,6%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	3,0%
Los Vientos	gas	141	120	9,5%	9,3%	9,4%	9,4%	9,5%	9,4%	6,9%	3,9%	0,9%
Nehuenco U3	gas	112	100	7,5%	7,4%	7,2%	5,8%	5,8%	5,5%	5,1%	4,7%	3,7%
Antilhue U1	gas	64	51	3,5%	4,7%	4,2%	3,8%	3,7%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%
Antilhue U2	gas	64	51	3,5%	4,7%	4,2%	3,8%	3,7%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%
TG3	gas	45	38	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	2,5%
TGTAR	gas	28	22	4,5%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	2,5%	0,0%
TG1	gas	28	24	4,2%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	2,5%	0,0%

Tabla 7.6 - APORTE @ 10seg. - Escalón: -200mHz - UNIDADES TÉRMICAS

Generador				Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$ - Despacho [% respecto a Pmax@2min]								
Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	50,0%	60,0%	70,0%	80,0%	90,0%	92,5%	95,0%	97,5%	100,0%
Ralco U1	hydr	402	382	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,2%	2,0%	1,6%	0,9%	-1,6%
Ralco U2	hydr	402	382	2,2%	2,2%	2,4%	2,3%	2,1%	1,9%	1,6%	0,9%	-1,6%
Pehuenche U1	hydr	290	276	3,1%	2,9%	1,8%	2,4%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	0,9%
Pehuenche U2	hydr	290	276	1,9%	2,0%	1,7%	2,2%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%
Colbún U1	hydr	250	250	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,0%
Pangue U1	hydr	240	228	1,0%	0,8%	1,1%	1,1%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%	0,0%
Pangue U2	hydr	240	228	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,4%	0,0%
Colbún U2	hydr	220	209	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,0%
Antuco U1	hydr	160	152	6,3%	6,2%	6,0%	6,0%	5,9%	5,8%	3,4%	0,8%	-1,9%
Antuco U2	hydr	160	152	7,4%	7,2%	6,0%	5,7%	5,6%	5,5%	3,2%	0,6%	-1,9%
Angostura U1	hydr	151	135	1,2%	1,0%	0,8%	0,0%	-1,3%	-0,4%	-0,2%	0,0%	-0,5%
Angostura U2	hydr	151	135	1,7%	1,9%	1,0%	0,2%	-0,4%	-0,4%	-0,8%	0,6%	-0,5%
El Toro U1	hydr	105	100	9,3%	8,6%	7,7%	6,6%	5,0%	4,5%	3,9%	3,1%	0,0%
El Toro U2	hydr	105	100	9,3%	8,6%	7,7%	6,6%	5,0%	4,5%	3,9%	3,1%	0,0%
El Toro U3	hydr	105	100	8,5%	7,8%	7,0%	5,9%	4,5%	4,1%	3,5%	2,9%	0,0%
El Toro U4	hydr	105	100	5,5%	5,0%	4,4%	3,7%	2,8%	2,5%	2,2%	1,8%	0,0%
Alfalfal U1	hydr	95	81	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Alfalfal U2	hydr	95	81	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%
Rucue U1	hydr	93	84	5,9%	6,5%	6,2%	5,9%	4,1%	3,3%	2,7%	2,2%	0,0%
Rucue U2	hydr	93	84	6,7%	7,0%	7,2%	7,2%	5,1%	4,6%	3,1%	2,1%	0,0%
Curillinque	hydr	90	86	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Rapel U1	hydr	76	72	8,5%	8,5%	5,7%	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	3,2%	0,0%
Rapel U2	hydr	76	72	8,5%	8,5%	5,7%	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	3,2%	0,0%
Rapel U3	hydr	76	72	8,5%	8,5%	5,7%	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	3,2%	0,0%
Rapel U4	hydr	76	72	8,5%	8,5%	5,7%	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	3,2%	0,0%
Rapel U5	hydr	76	72	8,5%	8,5%	5,7%	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	3,2%	0,0%
Canutillar U1	hydr	70	67	3,0%	2,9%	2,8%	3,0%	2,6%	2,3%	2,2%	1,6%	-1,3%
Canutillar U2	hydr	70	67	3,0%	2,9%	2,8%	3,0%	2,6%	2,3%	2,2%	1,6%	-1,3%
Blanco (Aconcagua U1)	hydr	56	50	17,0%	15,0%	13,6%	10,4%	6,7%	5,8%	5,6%	3,1%	0,0%
Machicura U2	hydr	53	53	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%
Angostura U3	hydr	50	45	2,2%	2,5%	1,6%	1,6%	1,3%	1,3%	0,6%	0,9%	-1,0%
Machicura U1	hydr	50	48	1,4%	1,5%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,7%	0,2%
Cipreses U1	hydr	31	29	2,9%	2,9%	1,9%	2,1%	1,5%	1,5%	1,3%	1,2%	1,2%
Cipreses U2	hydr	31	29	1,2%	1,2%	0,9%	0,9%	1,1%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%
Cipreses U3	hydr	31	29	1,8%	1,7%	1,7%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%

Tabla 7.7 – APORTE @ 10seg. – Escalón: -200mHz - UNIDADES HIDRÁULICAS

De modo análogo a lo presentado para el caso de un escalón de -1Hz, se presenta a continuación el aporte efectivo (@10seg.) para un escalón de -200mHz en función del despacho, considerando hipotéticamente la operación de todas las unidades analizadas. Naturalmente el aporte total resultará menor destacándose que, para tal escalón, los estatismos y bandas muertas tienen un impacto más significativo que las limitaciones del control o el despacho de partida.

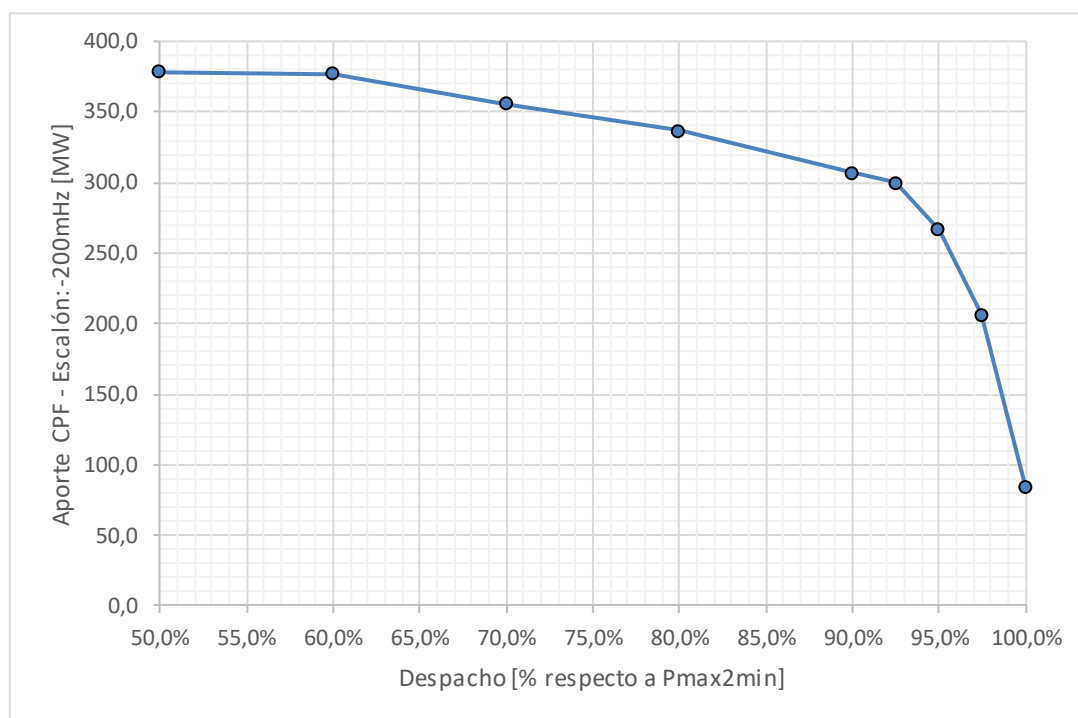


Figura 7-12 - APORTE @ 10seg. - TODAS LAS UNIDADES (Escalón: -200mHz)

7.2.5 Validación

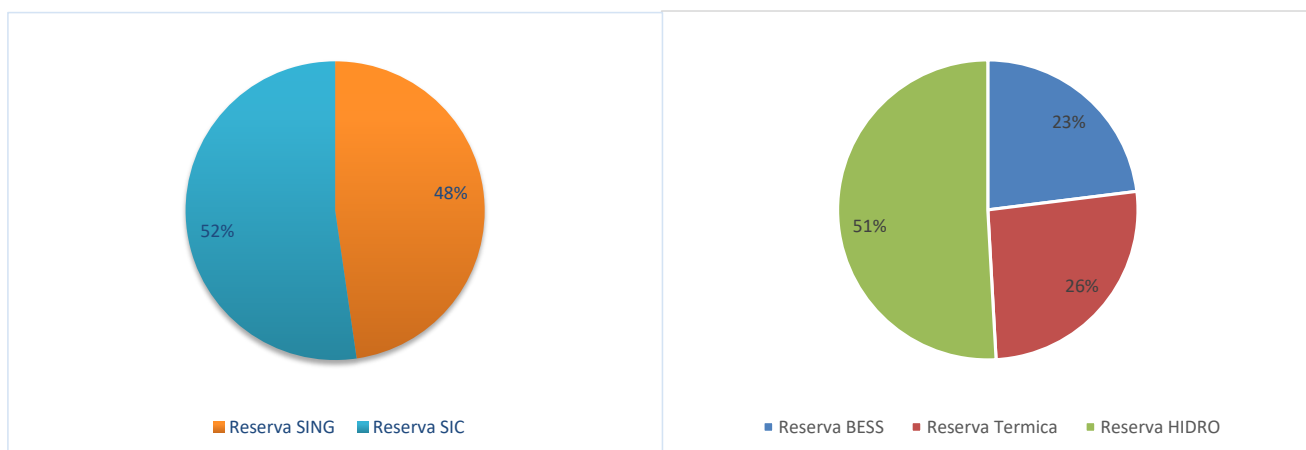
A partir de la metodología de cálculo y determinación de reservas previamente presentada se realiza un análisis sobre dos escenarios para validar los resultados de interés. Como puede apreciarse en ambos casos la reserva efectiva, entregada cuando la frecuencia alcanza el mínimo resulta acorde a lo previsto. Se hace notar que estas simulaciones se presentan para validar la metodología, siendo los resultados de mayor relevancia, presentados en los apartados posteriores.

Escenario: F3 - ESC2_DB_HS_CERNC_MIN_H_(REALISTA)⁷

Reservas

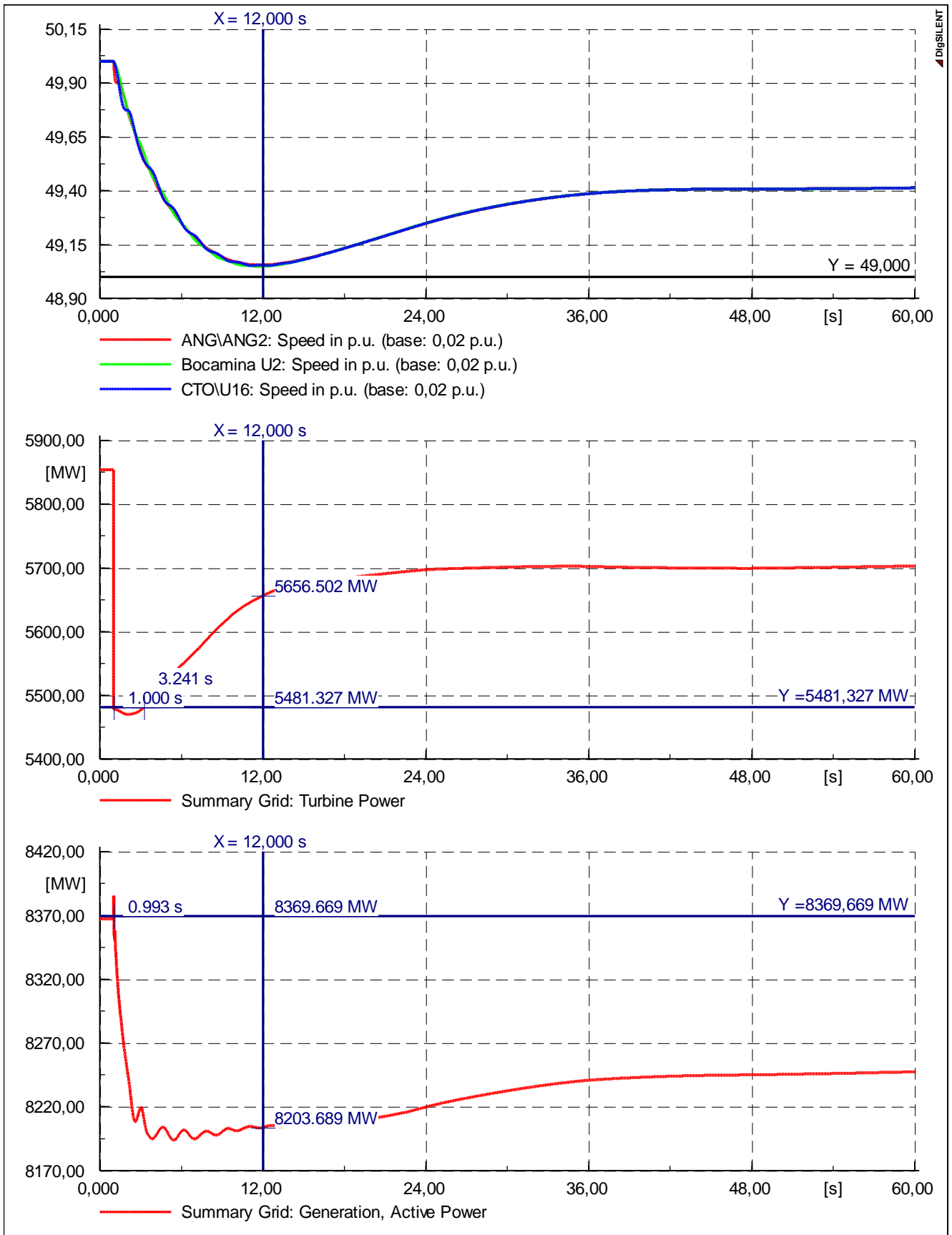
Generador	Pn	Tipo	Zona	P50	P90	Pmax	Pd	CTRL	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva
U16	400,0	Gas	00-SING	0,1	0,1	1,0	360,0	1	30,78	45,35	8%
ANG2	280,5	Coal	00-SING	0,1	0,1	0,9	260,0	1	2,48	3,27	1%
CCH2	280,5	Coal	00-SING	0,1	0,1	0,9	260,0	1	2,48	3,27	1%
Pehuenche U1	275,5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	0,1	0,0	1,0	250,0	1	8,75	18,49	3%
CTA	168,0	Coal	00-SING	0,0	0,0	1,0	163,0	1	0,00	-0,04	0%
CTH	168,0	Coal	00-SING	0,0	0,0	1,0	158,0	1	0,10	4,96	0%
CTM2	167,7	Coal	00-SING	0,0	0,0	0,9	154,0	1	0,55	2,21	0%
CTTAR	158,1	Coal	00-SING	0,0	0,0	0,9	140,0	1	1,10	6,65	1%
CTM3-TG	157,3	Gas	12-SIC-SING	0,3	0,1	1,0	156,0	1	3,16	3,12	2%
CTM1	150,0	Coal	00-SING	0,0	0,0	1,0	145,0	1	0,00	-0,64	0%
Antuco U1	152,0	Hydro	08-Charrúa	0,3	0,1	1,1	130,0	1	24,29	30,65	15%
NTO1	133,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,1	134,5	1	4,93	6,66	3%
NTO2	133,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,1	131,9	1	6,85	9,26	5%
U14	125,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,0	122,0	1	5,60	5,61	4%
El Toro U1	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,29	12,64	12%
El Toro U2	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,29	12,64	12%
El Toro U3	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,26	12,64	12%
El Toro U4	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,2	0,1	1,2	110,0	1	13,82	12,64	11%
Canutillar U1	66,5	Hydro	10-Araucanía	0,2	0,1	1,3	40,0	1	20,45	47,33	23%
PWM BESS ANG	20,0	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	20,00	20,00	100%
BESS Andes	11,2	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	11,20	11,20	100%
BESS Cochrane	20,0	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	20,00	20,00	100%

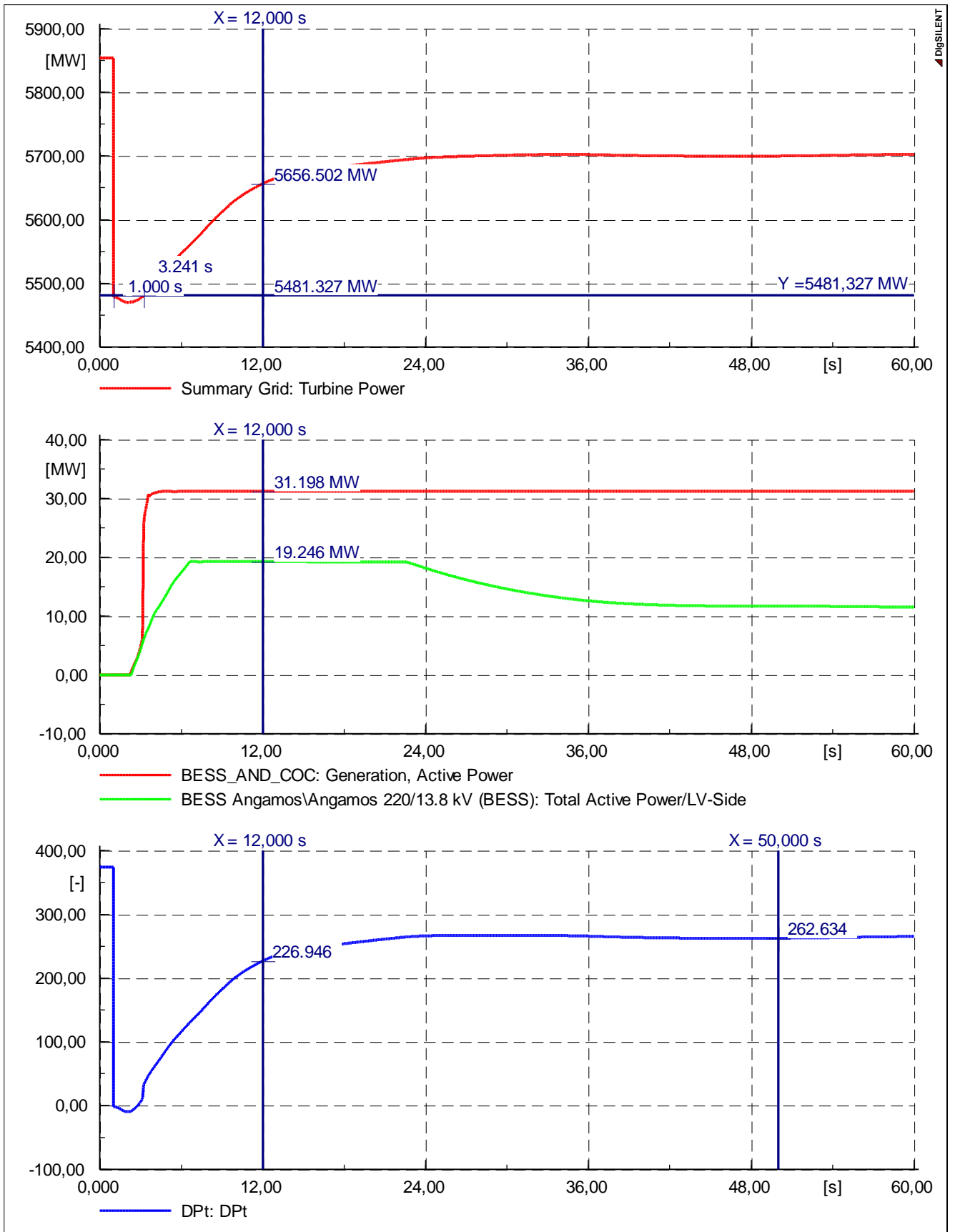
[MW]	Efectiva	Rodante
Reserva Total	222	288
Reserva SING	106	138
Reserva SIC	116	150
Reserva BESS	51	51
Reserva Termica	58	90
Reserva HIDRO	113	147



⁷ Demanda Baja, Hidrología Seca, Con ERNC → Mínima inercia

Desconexión 375MW



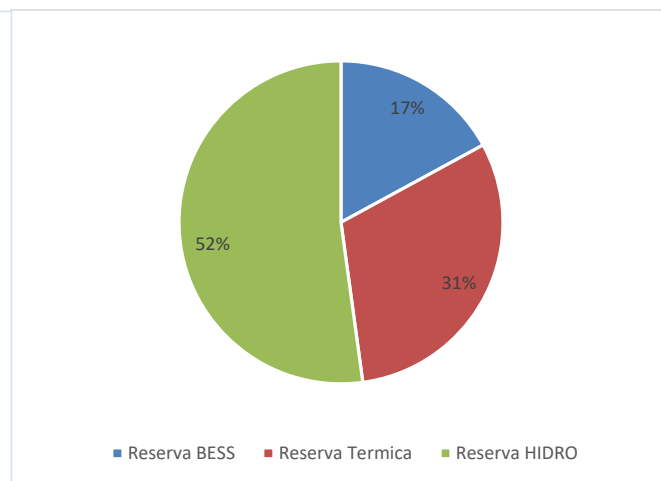
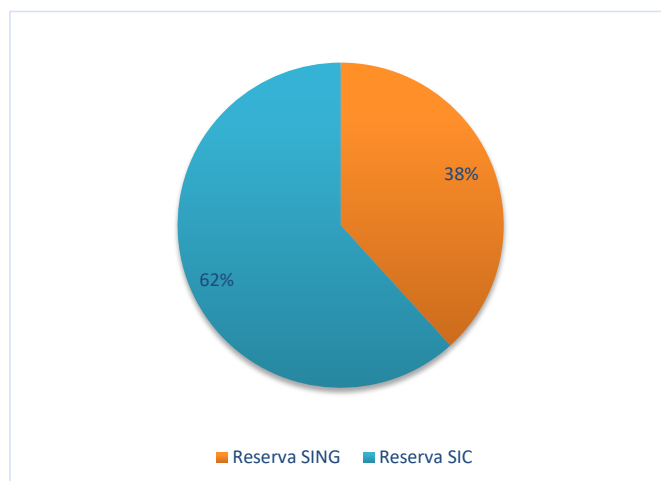


Escenario: F3-E12_SR_DMB_HS⁸

Reservas

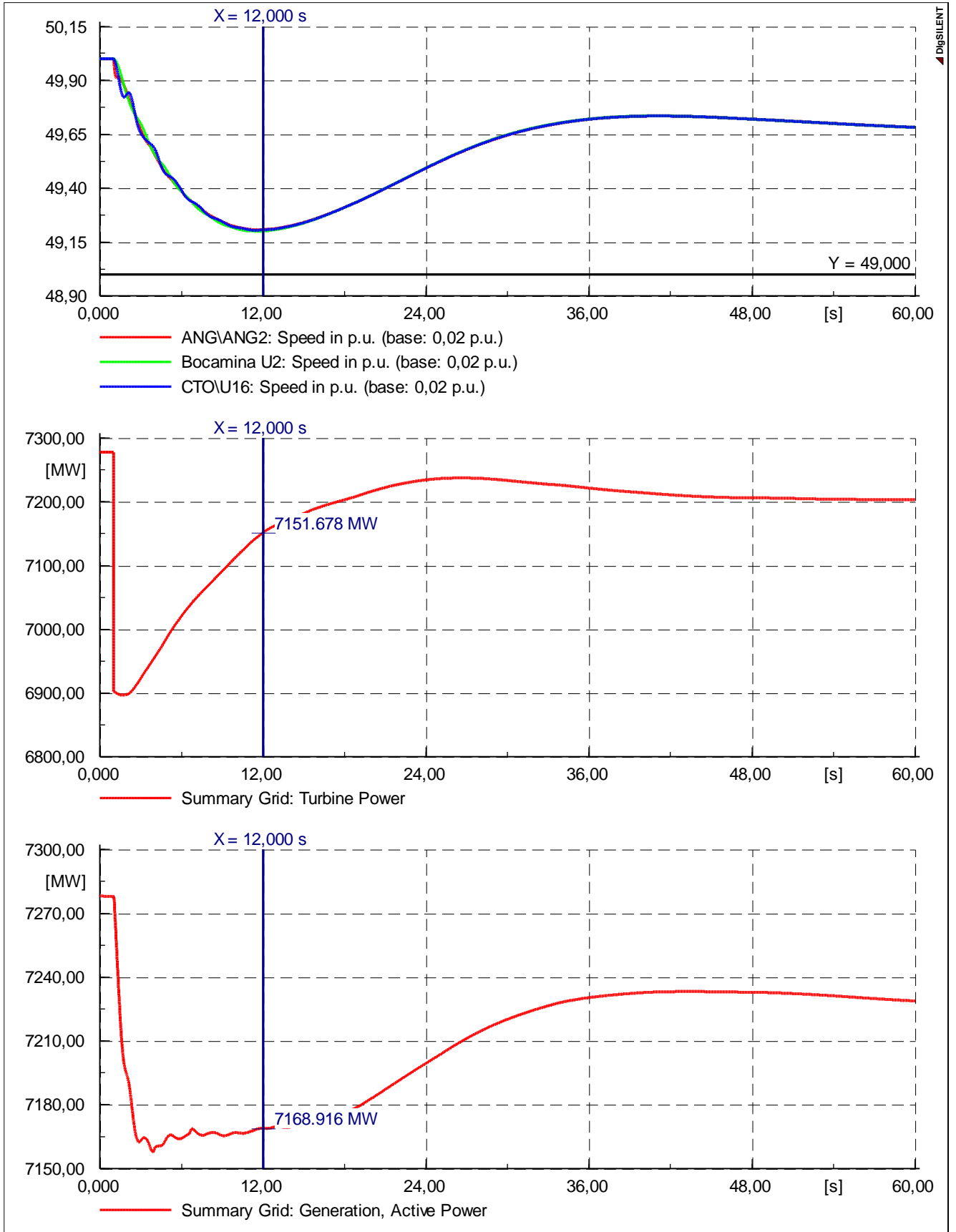
Generador	Pn	Tipo	Zona	P50	P90	Pmax	Pd	CTRL	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva %
U16	400,0	Gas	00-SING	0,1	0,1	1,0	238,2	1	39,06	167,20	10%
ANG2	280,5	Coal	00-SING	0,1	0,1	0,9	260,0	1	2,48	3,27	1%
ANG1	280,5	Coal	00-SING	0,1	0,1	0,9	260,0	1	2,48	3,27	1%
CCH2	280,5	Coal	00-SING	0,1	0,1	0,9	263,0	1	0,20	0,27	0%
Pehuenche U1	275,5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	0,1	0,0	1,0	250,0	1	8,75	18,49	3%
Panguo U1	228,0	Hydro	08-Charrúa	0,1	0,1	1,0	150,0	1	14,10	78,26	6%
CTA	168,0	Coal	00-SING	0,0	0,0	1,0	160,0	1	0,06	2,96	0%
CTH	168,0	Coal	00-SING	0,0	0,0	1,0	158,0	1	0,10	4,96	0%
CTM2	167,7	Coal	00-SING	0,0	0,0	0,9	154,0	1	0,55	2,21	0%
CTAR	158,1	Coal	00-SING	0,0	0,0	0,9	140,0	1	1,10	6,65	1%
CTM3-TG	157,3	Gas	12-SIC-SING	0,3	0,1	1,0	156,0	1	3,16	3,12	2%
Guacolda U3	152,0	Coal	01-Atacama	0,0	0,1	1,0	145,0	1	4,19	4,72	3%
Guacolda U4	152,0	Coal	01-Atacama	0,0	0,1	1,0	145,0	1	4,19	4,72	3%
Guacolda U1	150,0	Coal	01-Atacama	0,3	0,1	1,0	140,0	1	8,71	10,03	6%
Guacolda U2	150,0	Coal	01-Atacama	0,3	0,1	1,0	140,0	1	8,55	10,03	6%
Antuco U1	152,0	Hydro	08-Charrúa	0,3	0,1	1,1	140,0	1	19,27	20,65	12%
Antuco U2	152,0	Hydro	08-Charrúa	0,3	0,1	1,0	140,0	1	15,97	15,64	10%
NT01	133,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,1	135,0	1	4,56	6,16	3%
NT02	133,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,1	131,0	1	7,52	10,16	5%
Angostura U2	135,4	Hydro	10-Araucanía	0,1	0,0	1,0	110,0	1	8,02	31,24	6%
U14	125,0	Coal	00-SING	0,1	0,1	1,0	122,0	1	5,60	5,61	4%
El Toro U1	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,29	12,64	12%
El Toro U2	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,29	12,64	12%
El Toro U3	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,4	0,1	1,2	110,0	1	15,26	12,64	12%
El Toro U4	100,0	Hydro	08-Charrúa	0,2	0,1	1,2	100,0	1	17,21	22,64	14%
Canutillar U1	66,5	Hydro	10-Araucanía	0,2	0,1	1,3	70,0	1	13,76	17,33	16%
Canutillar U2	66,5	Hydro	10-Araucanía	0,2	0,1	1,3	70,0	1	13,75	17,33	16%
PWM BESS ANG	20,0	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	20,00	20,00	100%
BESS Andes	11,2	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	11,20	11,20	100%
BESS Cochrane	20,0	BESS	00-SING	1,0	1,0	1,0	0,0	1	20,00	20,00	100%

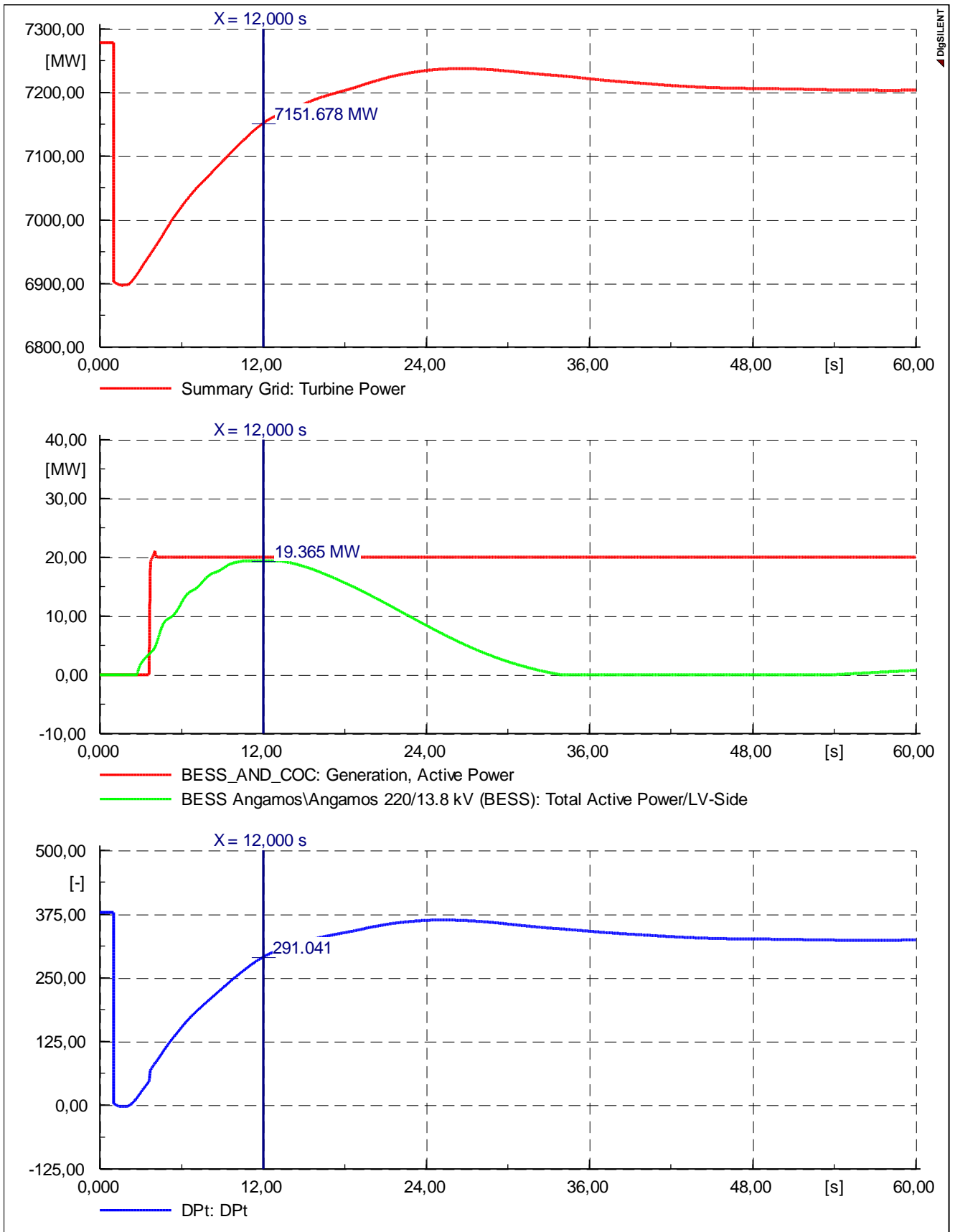
[MW]	Efectiva	Rodante
Reserva Total	289	545
Reserva SING	104	264
Reserva SIC	185	292
Reserva BESS	40	40
Reserva Termica	93	245
Reserva HIDRO	157	260



⁸ Demanda Muy Baja, Hidrología Seca, Sin ERNC

Desconexión 375MW





7.3 Cont. Simple – Severidad 5 – Aspectos generales del CPF

7.3.1 Efecto de la interconexión

Como punto de partida del análisis del control de frecuencia sistémico, se analiza el comportamiento de los sistemas SIC y SING aislados e interconectados contemplando una condición donde las reservas para CPF por contingencia se mantienen acordes a los últimos resultados de los estudios de los respectivos CDECs. El procedimiento abordado en el presente apartado es análogo a lo presentado en el PR: EE-2015-077 IT: EE-ES-2015-0972 “Estudio_de_operacion_SIC_NORTE_e_interconexion_SING”, valiendo destacar que se contemplan aquí los modelos recientemente homologados (principalmente en el SING) y que los montos de reservas asignados a cada unidad se corresponden con los calculados en el análisis individual por unidad, presentado en el apartado anterior.

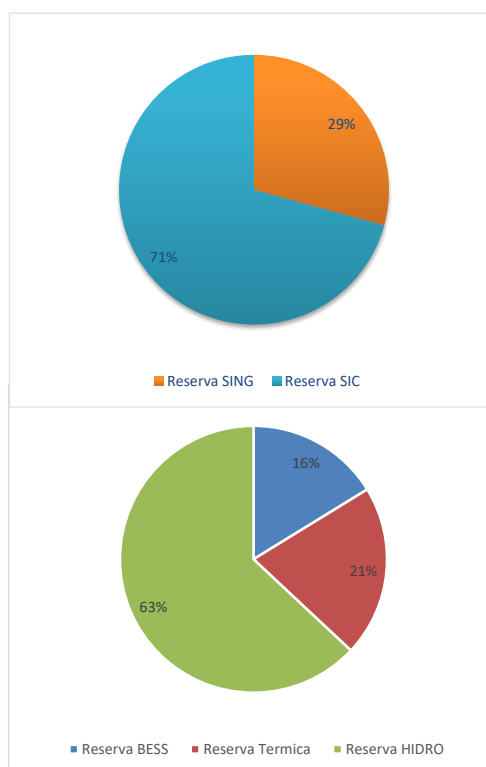
El escenario de partida corresponde a un caso de demanda baja e hidrología húmeda (~7000MW Totales) donde la transferencia SIC-SING es nula y no se contempla, inicialmente, aporte renovable. A continuación, se resumen las reservas rodantes y efectivas (aporte @10seg.) disponibles en cada unidad y el resumen general del sistema. Respecto a la reserva contemplada se recuerda que para este análisis sólo se utiliza la reserva asociada a contingencias simples, de modo que:

- Se considera agotada la reserva primaria para variaciones aleatorias de la demanda.
- Se considera agotada la reserva secundaria.

Conforme a lo resumido a continuación, se aprecia que la reserva asignada acorde a los estudios de CFyDR también se condice con la proporción de reserva acorde a las demandas de cada sistema.

Reserva [MW]	Efectiva	Rodante
Total	315	587
SING	92	125
SIC	223	462
BESS	51	51
TÉRMICA	65	101
HIDRO	199	435
<hr/>		
Gen. SING [MW]	2217	31%
Gen SIC [MW]	5036	69%
Total [MW]	7253	
<hr/>		
H SING [MVAs]	18658	43%
H SIC [MVAs]	24656	57%
H Total [MVAs]	43314	
ROCOF SING [Hz/s]	0.53	
ROCOF SIC [Hz/s]	0.40	
ROCOF SING+SIC [Hz/s]	0.23	

ROCOF: Rate Of Change Of Frequency



$$ROCOF = \frac{P_d}{2H} \cdot f_0$$

Dónde: Pd=393MW, f0=50Hz y H la inercia del sistema individual o completo según corresponda.

Pérdida U16: 393MW

En línea con lo definido en la etapa de metodología, en el SING se contempla la pérdida de la TOCOPILLA U16 con una generación total de 400MW y SSAA por 7MW.

En la Figura 7-13 se presenta la comparación de las respuestas para ambos casos (**SING aislado**, **SING-SIC vinculados**). De esta figura se observa que la diferencia en la respuesta obtenida es notable, tanto en la pendiente inicial (inercia) como en la máxima excursión, obteniéndose en ambos casos una frecuencia de recuperación mayor a 49,3Hz.

Para el estado SING aislado, la frecuencia mínima es de 48,52MHz, activándose cortes de carga en los primeros cinco escalones del EDACxBF por un monto de ~400MW (similar a lo desconectado). Por otra parte, considerando la condición interconectada y una asignación de las reservas tal como se realiza actualmente, la pérdida de la U16 no provocaría cortes de cargas por baja frecuencia, incluso para un escenario de baja demanda coincidente en ambos sistemas. En esta condición la frecuencia mínima resulta 49,13 Hz.

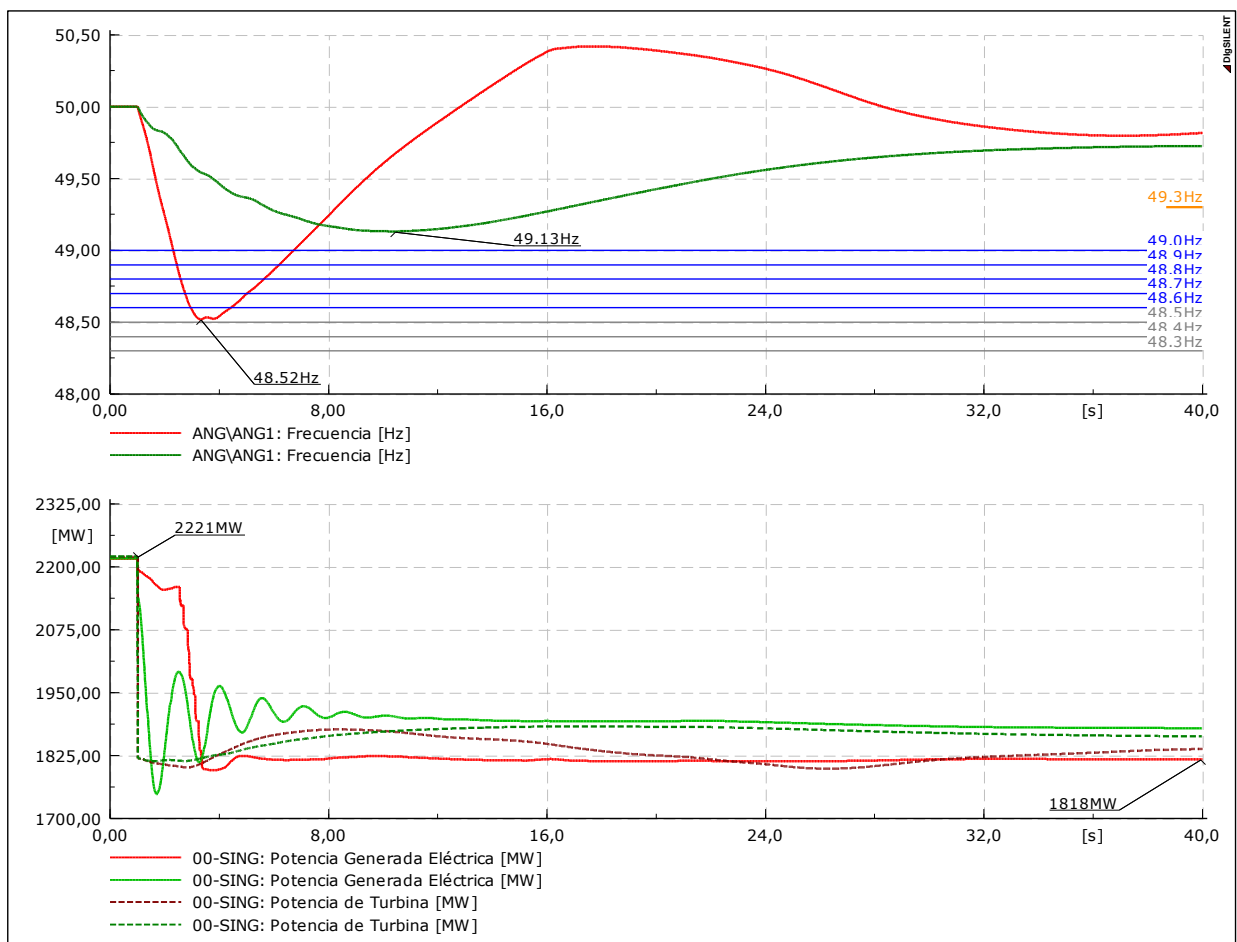


Figura 7-13 – Comparación respuestas CF – Pérdida U16 - **SING aislado** vs **SING-SIC vinculados**

Pérdida CC San Isidro: 393MW

De forma análoga se realiza el análisis en el SIC, planteando la pérdida completa del Ciclo Combinado SAN ISIDRO 1 operando a plena potencia.

En correspondencia con los estudios de CF realizados por el CDEC-SIC se observa que operando el SIC aislado se presentaría la actuación del primer escalón absoluto del EDAC (48,9 Hz → 143MW). Por otra parte, estando ambos sistemas conectados (con la misma reserva que la actual) la frecuencia mínima resulta 49,13Hz y la frecuencia post-contingencia es mayor a 49,3Hz.

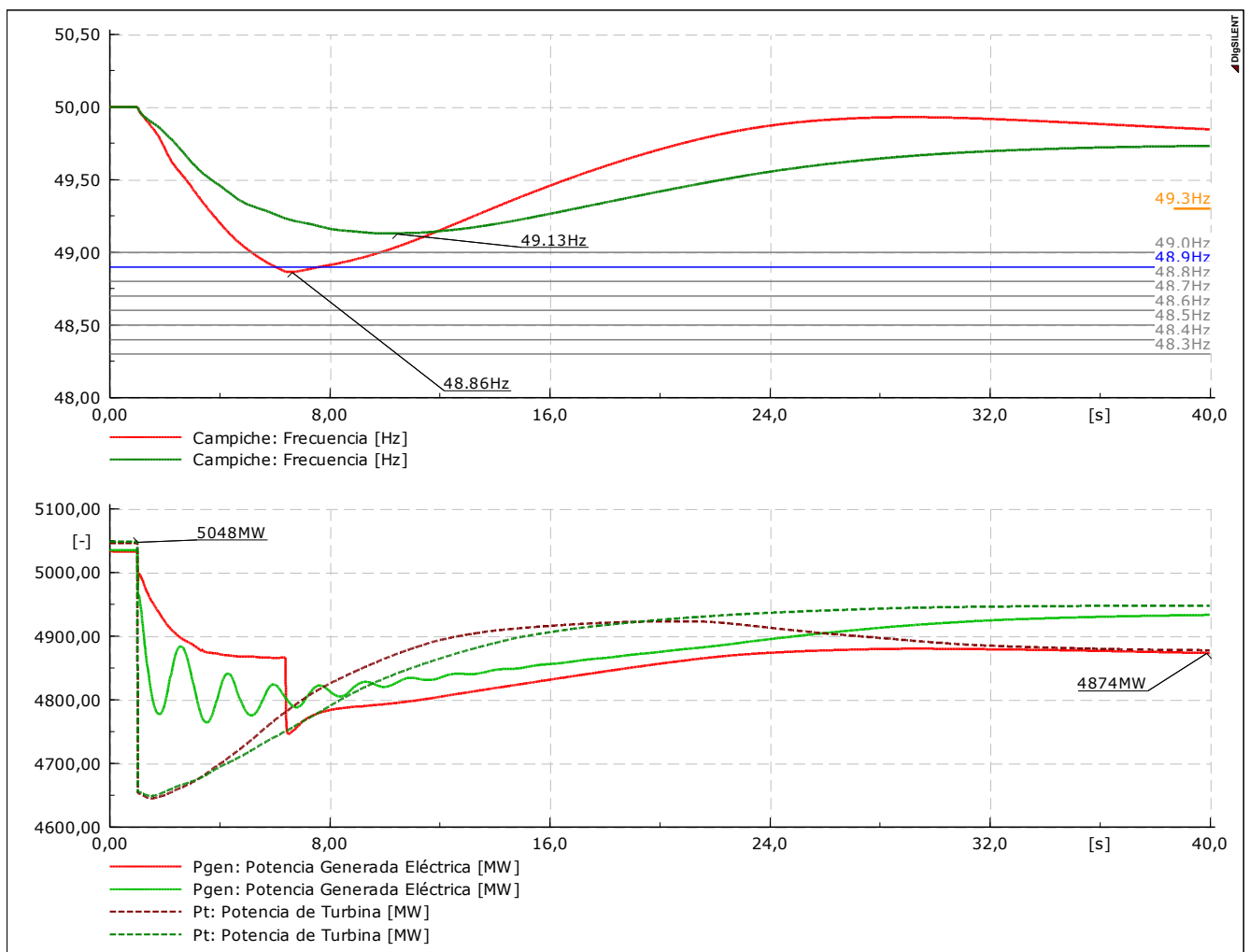


Figura 7-14 – Comparación respuestas CF – Pérdida CC SAN ISIDRO 1 - **SIC aislado** vs **SING-SIC vinculados**

De este primer análisis se validan los resultados determinados en instancias previas, poniéndose en evidencia que **la vinculación de ambos sistemas, con sus actuales niveles de reserva, deriva en mejoramiento en la calidad de servicio al no producirse desconexión por baja frecuencia para una falla de severidad 5.**

7.3.2 Montos de reserva

Conforme a lo esperado, la interconexión redunda en un incremento de la inercia global y por lo tanto en una reducción de las tasas de caída de frecuencia. Asimismo, se encuentra que para un

nivel de reserva total equivalente a la suma de la mínima requerida por cada sistema, se logra incrementar el nivel de seguridad del sistema al no alcanzarse, para una contingencia de severidad 5, niveles de frecuencia que activen escalones de corte de carga por baja frecuencia. En función de este resultado se plantea el objetivo de determinar un nuevo nivel mínimo de reserva sistémica donde se verifique el adecuado desempeño del control de frecuencia para una contingencia de severidad 5. Específicamente se contempla aquí la pérdida del CC San Isidro II con 393MW de despacho, valiendo análogos resultados ante la pérdida de otra unidad con similares desbalances.

Sobre el mismo escenario de mínima demanda utilizado en el apartado anterior se reduce la reserva sistémica total incrementando el despacho a todas las unidades participantes inicialmente (en función de su reserva disponible) y reduciendo el despacho sobre unidades que no cuentan con regulador de velocidad activo. De esta forma, se analiza aquí el efecto de reducción de reserva manteniendo inalterada la inercia sistémica total. La siguiente figura presenta la respuesta de la frecuencia para distintos niveles de reserva, partiendo del caso equivalente a la suma de las reservas actuales (315MW) hasta una condición donde la recuperación de la frecuencia no satisface la condición de frecuencia de restablecimiento $F_{SS} > 49,3\text{Hz}$. Mayores detalles de cada caso se presentan en la Tabla 7-8.

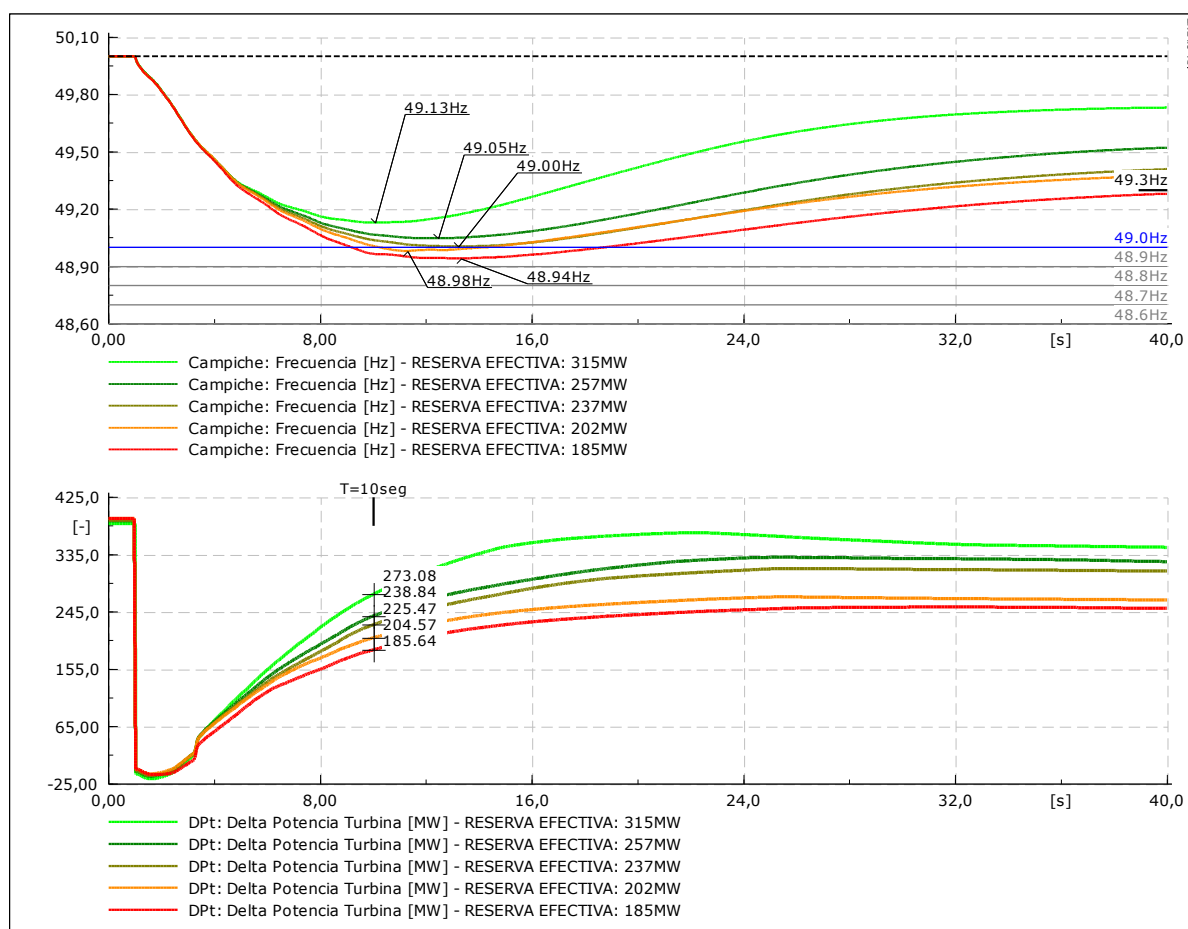


Figura 7-15 – Comparación respuestas CF SIC+SING – Montos de Reserva 185MW → 315 MW

Caso:	INICIAL		-59MW (-19%)		-79MW (-25%)		-114MW (-36%)		-131MW (-42%)	
Reserva [MW]	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante
Total	315	587	256	365	237	326	202	263	185	241
SING	92	125	92	120	83	108	73	96	73	96
SIC	223	462	165	245	154	218	128	167	111	145
BESS	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Térmica	65	101	65	96	58	87	47	73	33	56
Hidro	199	435	140	218	128	188	103	139	101	134
EDAC [MW]	-		-		-		43.15		43.15	
Fmin [Hz]	49.13		49.05		49.00		48.98		48.94	
Fss [Hz]	49.73		49.52		49.41		49.38		49.28	

Tabla 7-8 – Comparación respuestas CF SIC+SING – Montos de Reserva 185MW → 315MW

De este análisis se encuentra que con una reserva mínima de 200 MW se obtiene una respuesta satisfactoria (límite), alcanzándose cortes de carga por 43.15 MW (1º escalón SING 49,00Hz) y lográndose una recuperación de la frecuencia por encima de 49,30Hz. Contemplando una reserva efectiva levemente superior (+35MW) la frecuencia resulta asintótica a 49,00Hz, no se activan cortes de carga y la respuesta sigue siendo satisfactoria (límite). Por otra parte, con una reserva levemente menor (-17MW), la frecuencia no logra recuperarse por encima de 49,30Hz.

Sobre estos resultados es importante destacar los efectos de reducción demanda a partir de su sensibilidad con la frecuencia y, parcialmente, con la tensión. En el caso del SING la demanda modelada no presenta parámetros de dependencia con la frecuencia, mientras que en el SIC sí se modela la dependencia con estas variables. En particular, para las contingencias analizadas se observa que la demanda se reduce más de 100MW cuando la frecuencia alcanza ~49,00Hz.

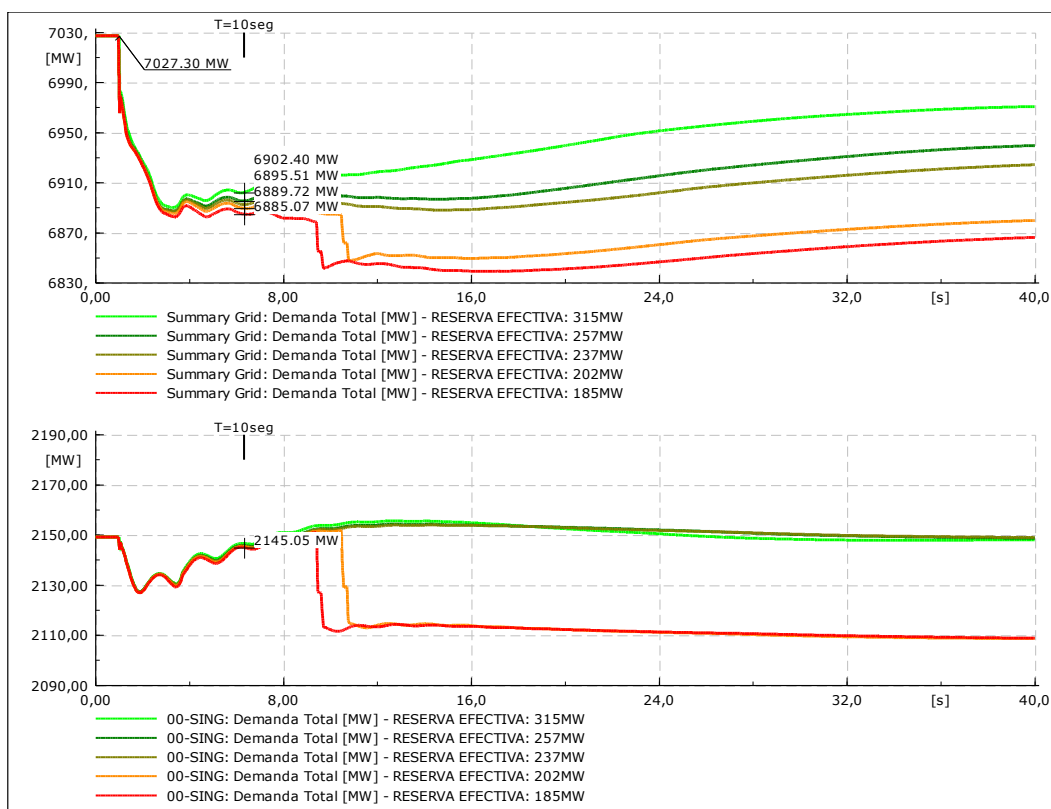


Figura 7-16 – Comparación Variación de la demanda total y SING – Montos de Reserva

Conforme a lo presentado previamente, el mínimo monto de reserva efectiva deberá ser superior a 200MW para asegurar el correcto desempeño luego de la interconexión. Por otra parte, resulta de interés presentar los resultados ante condiciones de reserva aún menores a tal monto. En estas condiciones, una menor reserva deriva en la activación adicional del 1^{er} escalón de EDAC del SIC y el 2^{do} del SING (48,90Hz), por lo que se obtiene una correcta recuperación de la frecuencia del sistema, aunque con mayores cortes de demanda. Esto muestra en la siguiente figura, donde se presenta la respuesta del control de frecuencia para diversas condiciones de reserva menores al mínimo determinado previamente, incluso si se contempla que toda la reserva se encuentra agotada (gobernadores fuera de servicio)

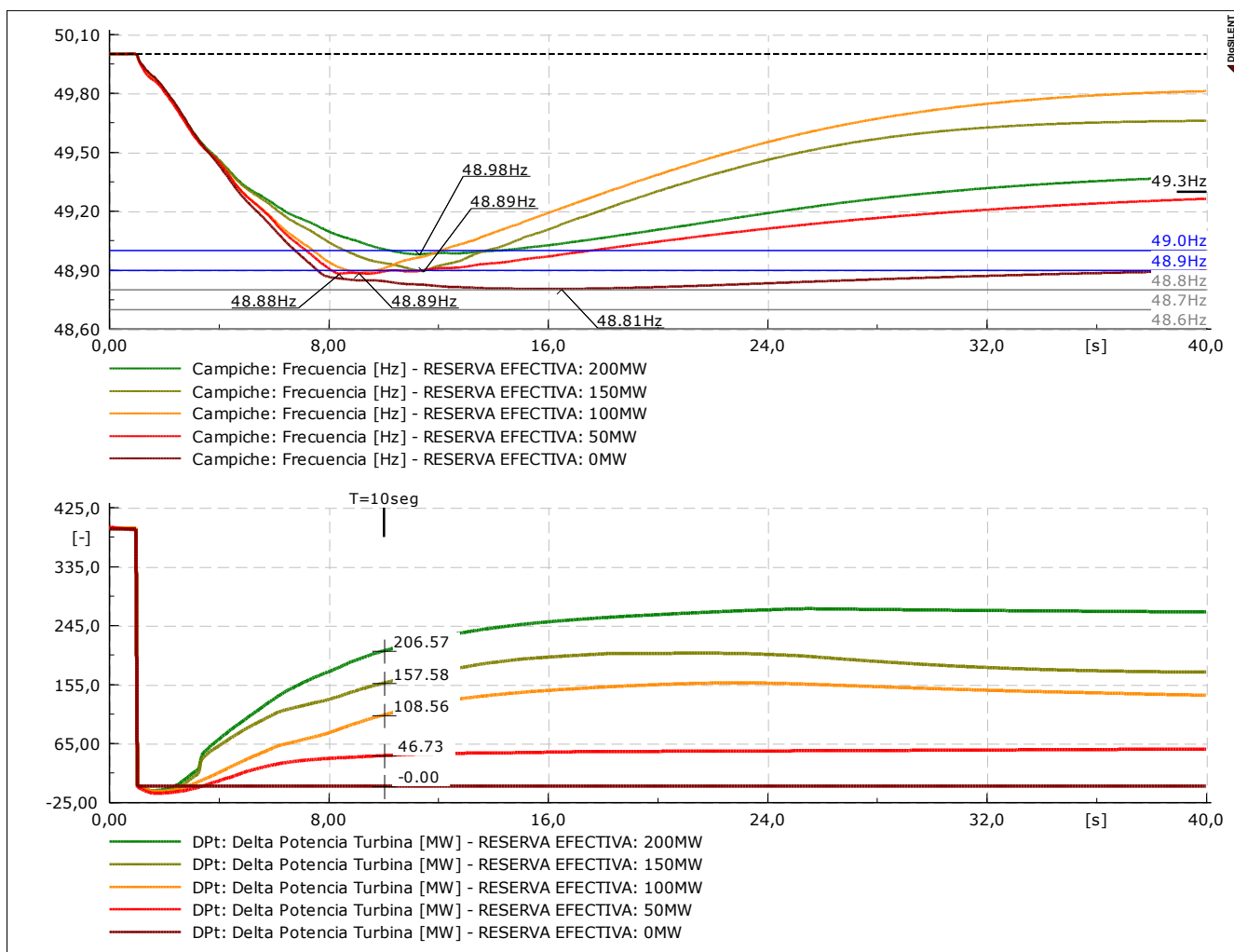


Figura 7-17 - Comparación respuestas CF SIC+SING - Montos de Reserva 0MW → 200MW

Caso:	Reserva MIN		-55MW (-27%)		-106MW (-53%)		-168MW (-83%)		-202MW (-100%)	
Reserva [MW]	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante
Total	202	263	146	202	95	151	33	48	0	0
SING	73	96	73	94	22	43	6	14	0	0
SIC	128	167	73	108	73	108	27	34	0	0
BESS	51	51	51	51	0	0	0	0	0	0
Térmica	47	73	32	53	32	53	11	19	0	0
Hidro	103	139	63	97	63	97	23	29	0	0
EDAC [MW]	43.15		179.82		241,08		241,08		241,08	
Fmin [Hz]	48,98		48.89		48.89		48.88		48.81	
Fss [Hz]	49.38		49.66		49.81		49.26		48.89	

Tabla 7-9 – Comparación respuestas CF SIC+SING – Montos de Reserva 0MW → 200MW

En base a estos últimos resultados, se encuentra que el monto mínimo de reserva para contingencia deberá ser re-determinado una vez que se realice una armonización de los EDACxBF de los sistemas.

Sensibilidad EDACxBF

A modo sensibilidad se simula el caso de RESERVA = 200MW considerando la adecuación del EDACxBF del SING según la propuesta del Estudio 2 - Evaluación de Automatismos, donde se propone "dejar fuera de servicio (inactivo) los escalones de EDACxBF del SING activados por frecuencia absoluta de magnitud "par", es decir, los activados por 49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz y 48,4Hz, dejando operativos sólo los escalones activados por frecuencia absoluta de 48,9Hz, 48,7Hz, 48,5Hz y 48,3Hz que son comunes a los escalones del SIC".

La siguiente figura presenta la comparación entre el caso previamente mostrado y la adecuación del EDAC, observándose que la frecuencia desciende hasta 48,93 Hz, no activando cortes de carga y se recupera en 49,2 Hz, por debajo del límite NTSyCS de la frecuencia de restitución (49,3Hz). De esta forma, el monto mínimo previamente calculado representa una condición mínima extrema que deberá recalcularse si se prevé deshabilitar el primer escalón de EDACxBF

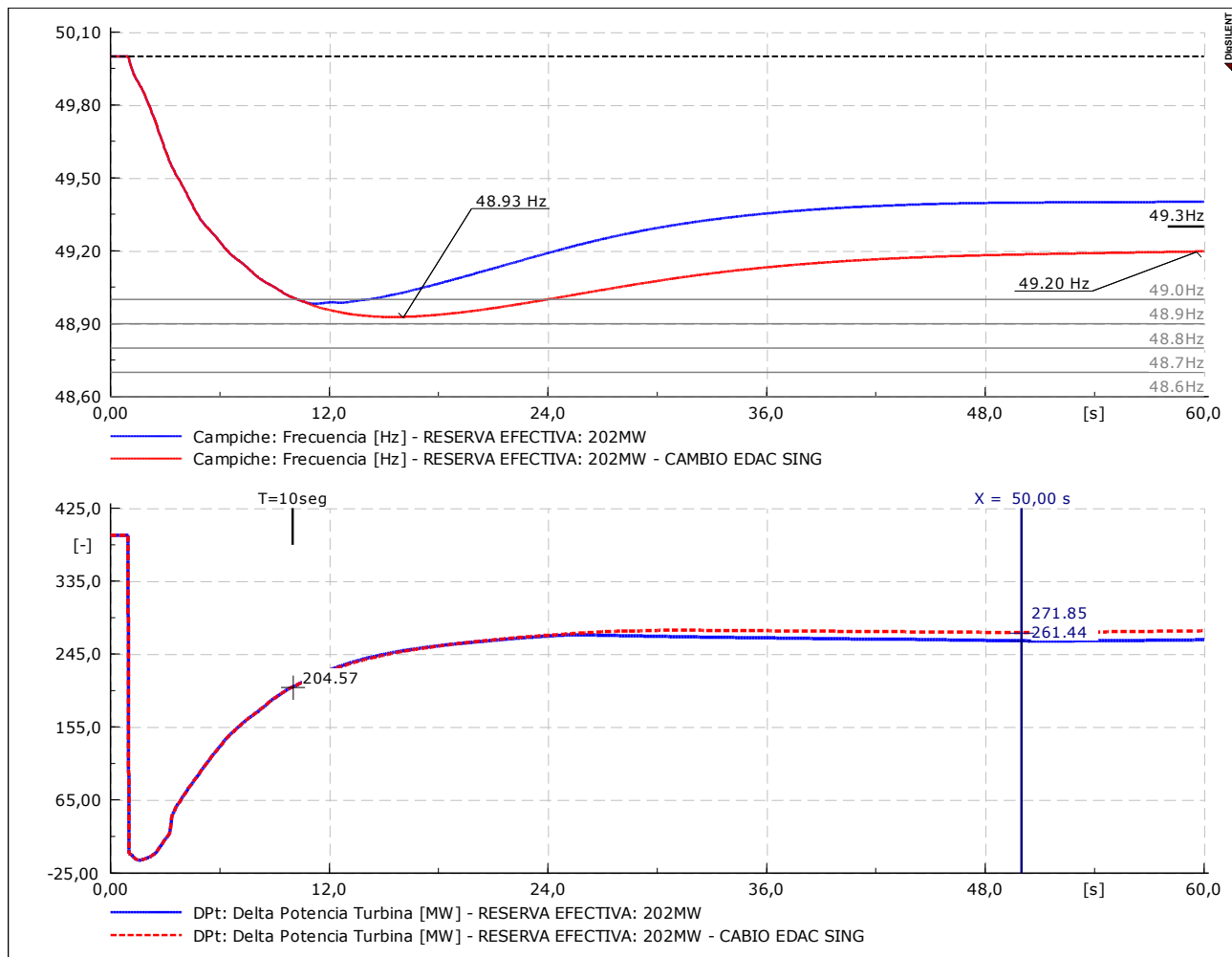


Figura 7-18 – Sensibilidad cambio EDAC x BF en el SING

En función de estos análisis, el monto mínimo de referencia para admitir una falla de Severidad 5 en condiciones de mínima demanda resulta 200 MW, admitiendo EDACxBF y sin modificar el esquema actual del SING. Por otra parte, para alcanzar una respuesta satisfactoria sin actuación de EDACxBF, la reserva deberá ser mayor a 250MW.

A continuación, se analiza la sensibilidad de tal valor a diversas condiciones de operación, asignación de reservas, etc.

7.3.3 Impacto ERNC – Reducción de Inercia sistémica

Conforme a lo analizado en el capítulo 5 ESCENARIOS DE ESTUDIO existen condiciones donde coexisten demandas bajas y niveles elevados de inyección ERNC. Por la naturaleza de conversión, las fuentes renovables no participan de forma natural en la inercia del sistema y, salvo que sea específicamente requerido por la DO, tampoco proveen reserva ante sub-frecuencia. Por esta razón, resulta relevante evaluar la sensibilidad del monto mínimo identificado en el apartado previo respecto a los efectos del aporte renovable.

Respecto a estos escenarios, de los resultados PCP, se encuentra que durante las horas de alto aporte renovable, las unidades sincrónicas (principalmente térmicas vapor-carbón) reducen su despacho pero no se desconectan del sistema. En función de esto, se evalúan aquí diferentes sub-casos para un nivel de inyección renovable del 22%, partiendo de una condición donde no se altera la generación sincrónica conectada (sólo el despacho) hasta la condición donde se reemplaza completamente la generación sincrónica por tal monto de generación ERNC. Para mantener constantes los niveles de reserva, en algunos casos se deshabilitan reguladores de velocidad de unidades térmicas.

La Figura 7-19 y Tabla 7-10 presentan los resultados para las condiciones extremas y un caso intermedio de inercia, contemplando siempre la desconexión del CC San Isidro con 393MW.

De aquí puede apreciarse que el monto mínimo determinado previamente es compatible en condiciones de inercia sistémica mínimas. Se aprecia que para el caso donde se reemplazan los 1600MW (22%) de generación renovable, sacando de servicio unidades sincrónicas (100%), se alcanzan frecuencias menores a 48.90 Hz, activándose así el 1^{er} escalón de EDAC del SING y del SIC. Siendo que la excursión de la frecuencia está al límite de 48.90 Hz, no opera el 2^{do} escalón de EDAC del SING.

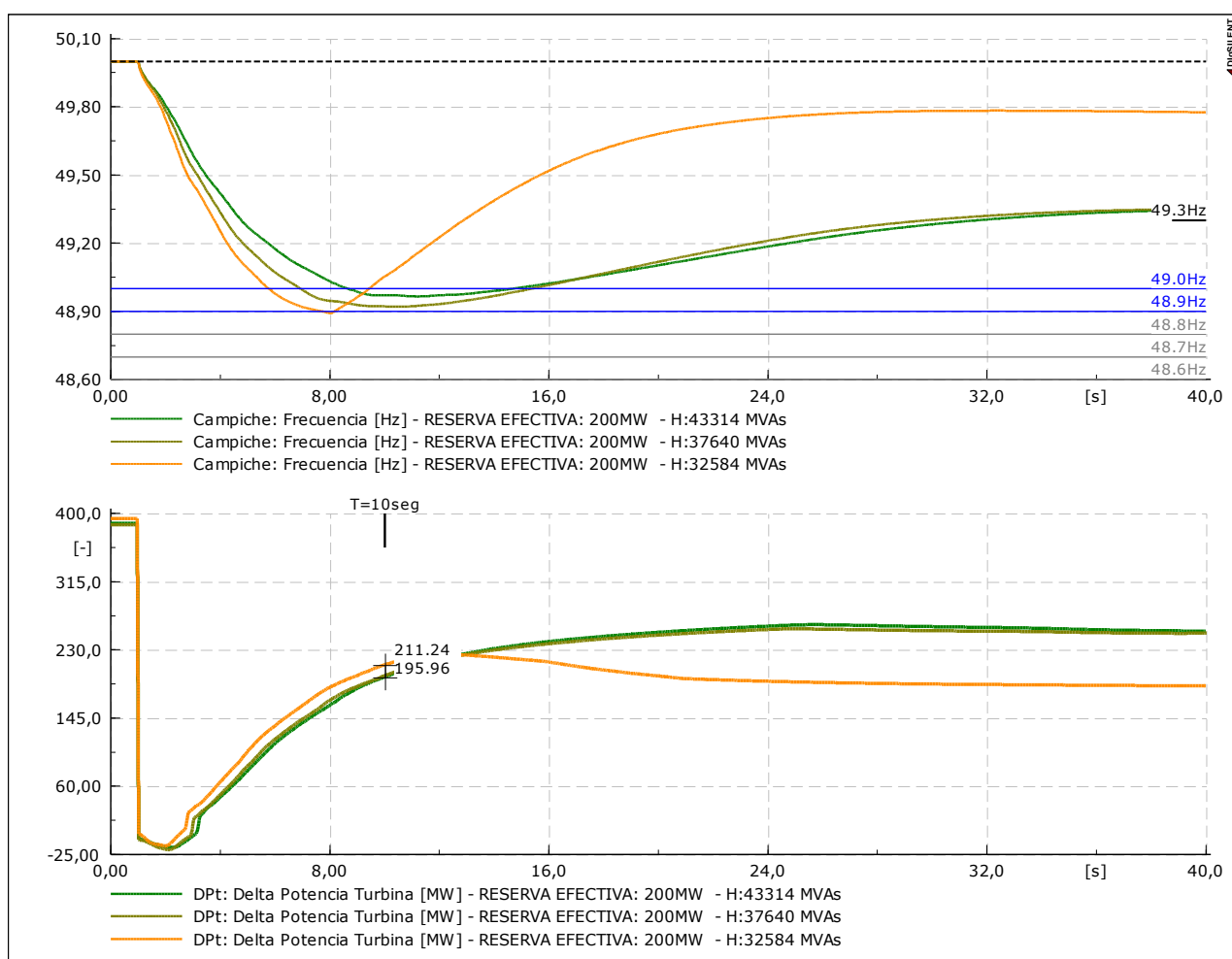


Figura 7-19 - Comparación respuestas CF SIC+SING - Reducción de inercia por ERNC 0% → 100%

Caso:	Reserva MÍNIMA SINCRÓNICO		Reemplazo ERNC 50%		Reemplazo ERNC 100%	
	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante
Reserva [MW]						
Total	202	263	204	530	202	319
SING	73	96	95	369	88	152
SIC	128	167	109	161	115	167
BESS	51	51	51	51	51	51
Térmica	47	73	44	318	42	107
Hidro	103	139	109	161	109	161
Inercia [MVAs]	43314		37640		32584	
ROCOF [Hz/s]	0.23		0.26		0.30	
ERNC [MW]	1618		1618		1618	
SINCR [MW]	5609		5609		5615	
EDAC [MW]	43.15		43.15		186.15	
Fmin [Hz]	48.98		48.92		48.90	
Fss [Hz]	49.38		49.38		49.78	

Tabla 7-10 – Comparación respuestas CF SIC+SING – Reducción de inercia por ERNC 0% → 100%

7.3.4 Sensibilidad – Desconexión CC Kelar 517MW netos

Según indica el CDEC-SING hasta el momento no se ha demostrado la independencia operativa de las unidades del Ciclo Combinado Kelar. De esta forma, con el ingreso de esta central la falla de severidad 5 pasaría a ser la desconexión de hasta 517 MW netos (Gen: 538MW y 21MW SSAA).

A continuación, se presenta la simulación de la pérdida de este CC sobre un sub-caso generado a partir del caso de mínima reserva recomendada (Reserva Efectiva: 200 MW) en el cual se ha reemplazado la U16 y CTM1 por esta central. Como referencia, para la comparación, se mantiene en la figura la respuesta ante la pérdida del CC SAN ISIDRO sobre el caso de partida.

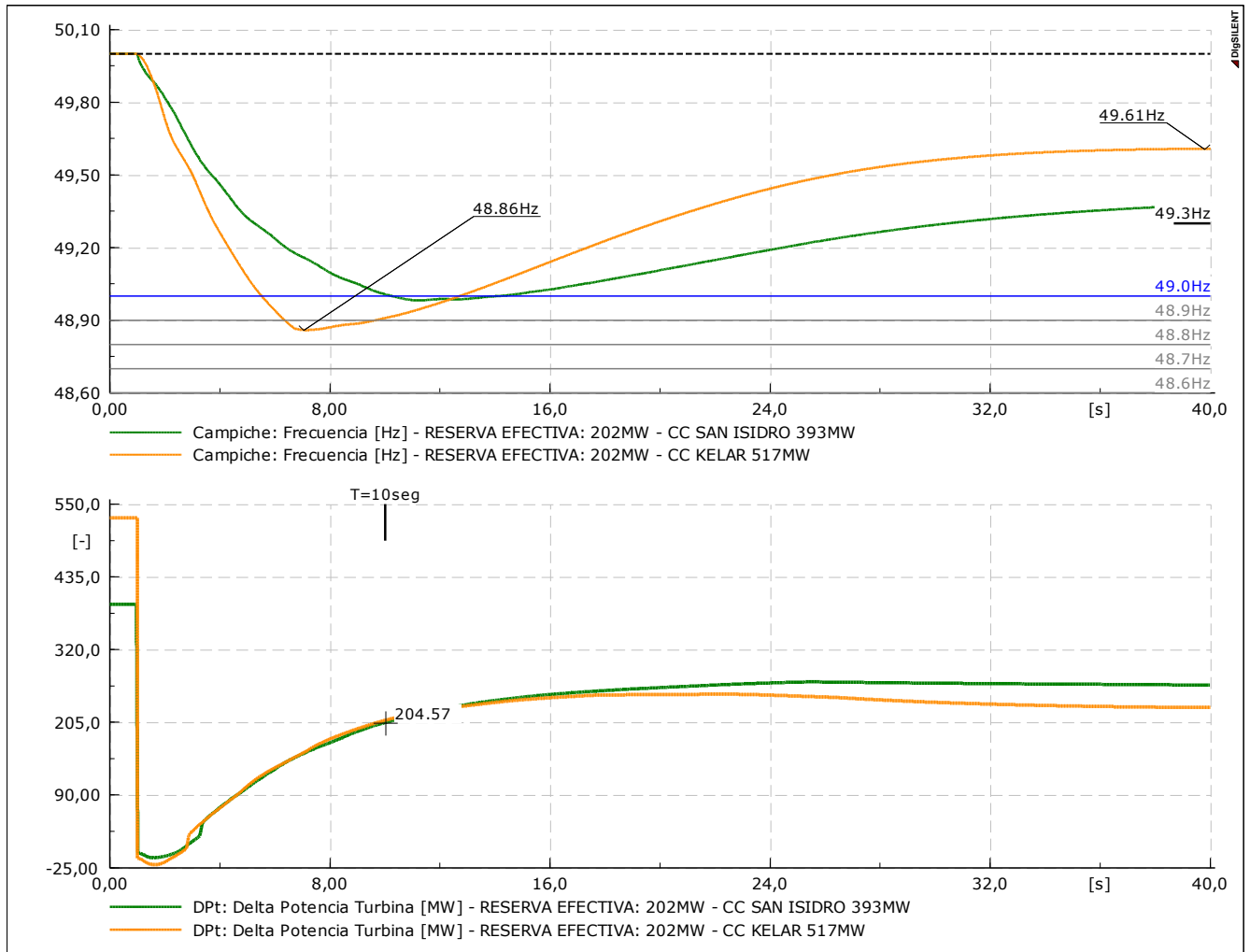


Figura 7-20 – Comparación respuestas CF SIC+SING – Sensibilidad desconexión Kelar 517MW netos.

Como se aprecia, la frecuencia desciende a 48,86 Hz y luego se recupera por encima de 49,30Hz (49,61Hz). De esta forma, **contemplando la mínima reserva determinada para la pérdida de un CC con 393MW (~200MW) sigue siendo válida si se contempla la pérdida de 517MW producto de la desconexión de 241MW a través del EDACxBF de cada sistema (SING → 49,0 y 49,8Hz: 98MW y SIC → 49,8Hz: 143MW)**

7.3.5 Sensibilidad - Distribución de CPF

Los apartados anteriores analizan y determinan montos mínimos de reserva para asegurar una adecuada recuperación de la frecuencia luego de presentarse una contingencia de severidad 5. En tales análisis la distribución de esta reserva es construida partiendo desde una condición inicial de operación aislada de ambos sistemas, contando con un CPF mixto (térmico e hidráulico) y con una distribución en proporciones con la demanda de cada sistema. En tales condiciones la reserva presenta una distribución geográfica próxima a la distribución de la demanda (30% SING y 70% SIC) y, con la integración, se obtiene una distribución mixta en términos de tecnología (63% HIDRO, 21% TÉRMICO y 16% BESS).

El presente apartado se enfoca a determinar la sensibilidad de tales resultados a la distribución de la reserva, de modo de establecer recomendaciones para un adecuado desempeño global del control primario de frecuencia.

Para poder enfocar el análisis sobre los aspectos de interés y que no se presenten interferencias con otros aspectos, se toma como punto de partida el escenario previo con ~256MW de reserva efectiva, donde la frecuencia no desciende a niveles cercanos a la activación de EDACxBF. Asimismo, para este análisis se desactivan los EDACxBF, indicándose cuando la frecuencia alcance niveles de operación de los mismos.

Partiendo del caso indicado, y sin alterar las unidades despachadas para no modificar la inercia del sistema, se generan variaciones en cuanto a la localización y, naturalmente, con el tipo de control.

Escenarios donde la reserva se localice sobre el SIC, contarán con un control de frecuencia mayoritariamente hidráulico, mientras que la localización sobre el SING será térmica, con colaboración de los BESS asociados a unidades de tal tecnología. Respecto a las unidades térmicas participantes del SIC (ver Tabla 4-4), se aprecia que sólo la CT Guacolda colaboraría de forma permanente, siendo que las restantes unidades no son habitualmente despachadas por mérito económico. De esta forma, se desarrollan los casos extremos resumidos en la Tabla 7-11, la cual también presenta resultados de la respuesta dinámica. Las unidades y reservas individuales contempladas en cada caso se resumen en las tablas posteriores.

Respecto a los equipos BESS se ha decidido considerar a los mismos como parte de las reservas del tipo térmicas, entendiendo que los mismos corresponden a unidades térmicas que reemplazan su aporte mediante estos equipos.

Caso:	INICIAL (MIXTO)		SIC (HIDRO)		SING + SIC NORTE (TERM)	
Reserva [MW]	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante
Total	256	365	252	565	254	378
SING	36%	33%	0%	0%	67%	64%
SIC	64%	67%	100%	100%	33%	36%
BESS	20%	14%	0%	0%	20%	14%
Térmica	25%	26%	0%	0%	80%	86%
Hidro	55%	60%	100%	100%	0%	0%
Fmin [Hz]	49.05		48.86*		49.09	
Fss [Hz]	49.52		49.86		49.27	

*Sin contemplar EDACxBF

Tabla 7-11 - Análisis de distribución del CPF

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
ANG1	280.5	Coal	00-SING	243.0	15.42	20.27	6%	8%
CCH2	280.5	Coal	00-SING	263.0	0.20	0.27	0%	0%
Pehuenche U1	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	11.12	23.49	4%	9%
Pehuenche U2	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	13.07	25.49	5%	9%
Colbún U1	250.0	Hydro	05-Colbún	205.0	11.58	31.34	5%	13%
Pangue U1	228.0	Hydro	08-Charrúa	200.0	11.93	28.26	5%	12%
Colbún U2	209.0	Hydro	05-Colbún	205.0	10.37	19.52	5%	9%
CTA	168.0	Coal	00-SING	160.0	0.06	2.96	0%	2%
CTH	168.0	Coal	00-SING	158.0	0.10	4.96	0%	3%
CTM2	167.7	Coal	00-SING	154.0	0.55	2.21	0%	1%
CTTAR	158.1	Coal	00-SING	135.0	1.93	11.65	1%	8%
Guacolda U5	154.0	Coal	01-Atacama	147.0	6.61	6.38	4%	4%
Guacolda U3	152.0	Coal	01-Atacama	150.0	12.55	14.16	8%	9%
Guacolda U1	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.63	3.03	2%	2%
Guacolda U2	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.58	3.03	2%	2%
Antuco U1	152.0	Hydro	08-Charrúa	125.0	26.80	35.65	17%	22%
NTO1	133.0	Coal	00-SING	135.0	4.56	6.16	3%	4%
NTO2	133.0	Coal	00-SING	131.0	7.52	10.16	5%	7%
Angostura U2	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.16	6.24	2%	4%
Angostura U1	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.56	7.75	2%	5%
U14	125.0	Coal	00-SING	122.0	5.60	5.61	4%	4%
U15	125.0	Coal	00-SING	116.0	4.66	4.99	4%	4%
El Toro U1	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
El Toro U2	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
El Toro U3	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
Canutillar U1	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
Canutillar U2	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
PWM BESS ANG	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%
BESS Andes	11.2	BESS	00-SING	0.0	11.20	11.20	100%	100%
BESS Cochrane	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%

Tabla 7-12 - Unidades Participantes - INICIAL (MIXTO)

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
Pehuenche U1	275.5	Hydro	06-Troncal_Qui-Cha	200.0	21.95	68.49	8%	26%
Pehuenche U2	275.5	Hydro	06-Troncal_Qui-Cha	200.0	18.49	70.49	7%	26%
Colbún U1	250.0	Hydro	05-Colbún	190.0	11.87	46.34	5%	20%
Pangue U1	228.0	Hydro	08-Charrúa	190.0	12.36	38.26	5%	17%
Colbún U2	209.0	Hydro	05-Colbún	190.0	12.25	34.52	5%	15%
Antuco U1	152.0	Hydro	08-Charrúa	90.0	44.38	70.65	28%	44%
Angostura U2	135.4	Hydro	10-Araucanía	90.0	11.67	51.24	8%	36%
Angostura U1	135.4	Hydro	10-Araucanía	90.0	8.37	52.75	6%	37%
El Toro U1	100.0	Hydro	08-Charrúa	90.0	28.30	32.64	23%	27%
El Toro U2	100.0	Hydro	08-Charrúa	90.0	28.30	32.64	23%	27%
El Toro U3	100.0	Hydro	08-Charrúa	90.0	26.86	32.64	22%	27%
Canutillar U1	66.5	Hydro	10-Araucanía	70.0	13.76	17.33	16%	20%
Canutillar U2	66.5	Hydro	10-Araucanía	70.0	13.75	17.33	16%	20%

Tabla 7-13 – Unidades Participantes – SIC (HIDRÁULICO)

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
U16	400.0	Gas	00-SING	360.0	30.78	45.35	8%	11%
ANG1	280.5	Coal	00-SING	235.0	20.16	28.27	8%	11%
CCH2	280.5	Coal	00-SING	235.0	20.16	28.27	8%	11%
CTA	168.0	Coal	00-SING	160.0	0.06	2.96	0%	2%
CTH	168.0	Coal	00-SING	158.0	0.10	4.96	0%	3%
CTM2	167.7	Coal	00-SING	154.0	0.55	2.21	0%	1%
CTTAR	158.1	Coal	00-SING	130.0	2.43	16.65	2%	11%
Guacolda U5	154.0	Coal	01-Atacama	135.0	15.97	18.38	10%	12%
Guacolda U3	152.0	Coal	01-Atacama	135.0	13.30	29.16	8%	18%
Guacolda U4	152.0	Coal	01-Atacama	135.0	13.30	29.16	8%	18%
Guacolda U1	150.0	Coal	01-Atacama	120.0	22.42	30.03	15%	20%
Guacolda U2	150.0	Coal	01-Atacama	120.0	19.20	30.03	13%	20%
NTO1	133.0	Coal	00-SING	125.0	10.42	16.16	7%	11%
NTO2	133.0	Coal	00-SING	125.0	10.42	16.16	7%	11%
U14	125.0	Coal	00-SING	110.0	13.28	17.61	10%	14%
U15	125.0	Coal	00-SING	110.0	10.27	10.99	8%	9%
PWM BESS ANG	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%
BESS Andes	11.2	BESS	00-SING	0.0	11.20	11.20	100%	100%
BESS Cochrane	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%

Tabla 7-14 – Unidades Participantes – SING+SIC NORTE (TÉRMICO)

Como puede apreciarse en la Figura 7-21, un control primario térmico permite limitar la caída inicial de la frecuencia gracias a la rápida actuación respecto a uno hidráulico. A la vez, sobre este último, inicialmente se presenta una respuesta inicial inversa que no sólo retrasa la recuperación, sino que también acelera la caída. Por otra parte, el control térmico agota toda su reserva inicialmente no pudiendo contribuir significativamente, luego de la caída inicial. Incluso, como se mencionó en el apartado 7.2, algunas unidades térmicas reducirán su aporte luego de su aporte transitorio inicial.

Estos aspectos también se ponen en evidencia en términos de reserva efectiva y rodante. Al respecto, para generar un caso con un determinado monto de reserva efectiva, se requiere un mayor monto de reserva rodante hidráulica que térmica. Por otra parte, de acuerdo a lo analizado en 7.2.4, las unidades térmicas en general, podrán aportar reserva efectiva hasta un despacho del

orden del 90% de su potencia máxima. De esta forma, no tiene sentido reducir los despachos en menos de tal valor para asignar mayor reserva, sino que tendrá que asignarse a otra unidad.

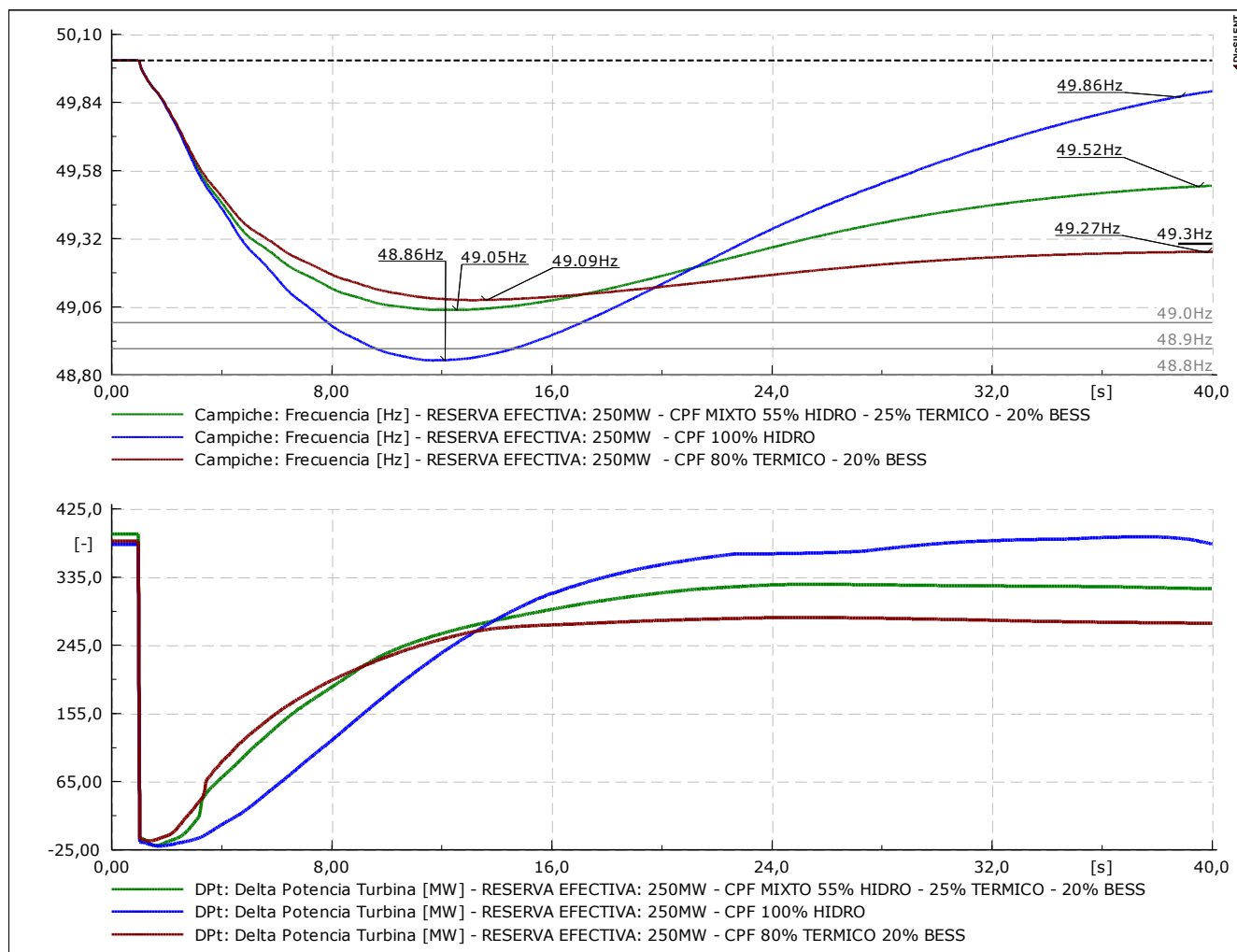


Figura 7-21 – Respuesta CPF según tecnologías

Se puede apreciar en la figura que la reserva efectiva desarrollada es similar en los tres casos (punto de cruce de las curvas), sin embargo existen claras diferencias entre el comportamiento anterior y posterior a este punto. Notar que en el caso hidráulico se alcanzan condiciones de actuación del EDACxBF (no simulado) mientras que en caso con control térmico la frecuencia no alcanzaría los niveles de recuperación (i.e. $F_{ss} > 49,30\text{Hz}$).

En síntesis, se observa la clara ventaja de operar con un control para CPF mixto que permite aprovechar las ventajas de cada una de las tecnologías.

7.3.6 Sensibilidad - Cantidad de unidades participantes en el CPF

Tal como se puso en evidencia en el apartado anterior, la operación con un CPF mixto permite obtener una respuesta dinámica global tanto en términos de excursión transitoria inicial, como de recuperación posterior. Otro aspecto que tiene impacto sobre la respuesta para CPF corresponde a la cantidad de unidades participantes en el mismo.

En el presente apartado se parte del mismo caso inicial de 250MW de reserva y se realiza un análisis de la respuesta del control de frecuencia contemplando distintas cantidades de máquinas participando en el mismo. Para no afectar los resultados no se altera la inercia y se trata de mantener la proporción de generación térmica e hidráulica participante. Para esto, se redistribuye la reserva activando o desactivando reguladores de velocidad. Para aumentar la cantidad de unidades participantes se contempla la puesta en servicio de los reguladores de velocidad de las unidades del SIC que actualmente se encuentran homologadas pero no son consideradas actualmente como colaboradoras en el CF. De igual modo que en el caso anterior se deshabilitan los EDACxBF para no distorsionar los resultados que se pretenden mostrar. No se modifican los estatismos ni cualquier otro parámetro sobre los sistemas de control.

La siguiente tabla resume las reservas contempladas en cada caso y los resultados obtenidos. Posteriormente se presentan las tablas resumen de los despachos y reservas considerados en cada caso. Resulta de interés indicar que para lograr un mismo nivel de reserva efectiva, con menos unidades (i.e. caso REDUCCIÓN), la reserva rodante ($P_{MAXIMA} - P_{DESPACHO}$) se ve incrementada. Esto se debe a que en tales condiciones, para lograr un monto equivalente de reserva efectiva, se requiere reducir en mayor proporción el despacho de las unidades reguladoras, lo cual se deduce de las curvas presentadas en 7.2.4.

Caso:	INICIAL		REDUCCIÓN UNIDADES		AUMENTO UNIDADES	
	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante	Efectiva	Rodante
Reserva [MW]						
Total	256	365	256	403	255	339
SING	92	120	91	124	85	116
SIC	165	245	165	279	170	223
BESS	51	51	51	51	51	51
Térmica	65	96	62	102	69	104
Hidro	140	218	143	249	134	184
Fmin [Hz]	49.05		48.98*		49.11	
Fss [Hz]	49.52		49.49		49.55	

*Sin contemplar EDACxBF

Tabla 7-15 – Análisis número de unidades participantes

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
ANG1	280.5	Coal	00-SING	243.0	15.42	20.27	6%	8%
CCH2	280.5	Coal	00-SING	263.0	0.20	0.27	0%	0%
Pehuenche U1	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	11.12	23.49	4%	9%
Pehuenche U2	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	13.07	25.49	5%	9%
Colbún U1	250.0	Hydro	05-Colbún	205.0	11.58	31.34	5%	13%
Pangue U1	228.0	Hydro	08-Charrúa	200.0	11.93	28.26	5%	12%
Colbún U2	209.0	Hydro	05-Colbún	205.0	10.37	19.52	5%	9%
CTA	168.0	Coal	00-SING	160.0	0.06	2.96	0%	2%
CTH	168.0	Coal	00-SING	158.0	0.10	4.96	0%	3%
CTM2	167.7	Coal	00-SING	154.0	0.55	2.21	0%	1%
CTTAR	158.1	Coal	00-SING	135.0	1.93	11.65	1%	8%
Guacolda U5	154.0	Coal	01-Atacama	147.0	6.61	6.38	4%	4%
Guacolda U3	152.0	Coal	01-Atacama	150.0	12.55	14.16	8%	9%
Guacolda U1	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.63	3.03	2%	2%
Guacolda U2	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.58	3.03	2%	2%
Antuco U1	152.0	Hydro	08-Charrúa	125.0	26.80	35.65	17%	22%
NTO1	133.0	Coal	00-SING	135.0	4.56	6.16	3%	4%
NTO2	133.0	Coal	00-SING	131.0	7.52	10.16	5%	7%
Angostura U2	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.16	6.24	2%	4%
Angostura U1	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.56	7.75	2%	5%
U14	125.0	Coal	00-SING	122.0	5.60	5.61	4%	4%
U15	125.0	Coal	00-SING	116.0	4.66	4.99	4%	4%
El Toro U1	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
El Toro U2	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
El Toro U3	100.0	Hydro	08-Charrúa	112.0	13.05	10.64	11%	9%
Canutillar U1	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
Canutillar U2	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
PWM BESS ANG	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%
BESS Andes	11.2	BESS	00-SING	0.0	11.20	11.20	100%	100%
BESS Cochrane	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%

Tabla 7-16 – Unidades Participantes – INICIAL

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
ANG1	280.5	Coal	00-SING	220.0	21.19	43.27	8%	16%
Pehuenche U1	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	11.12	23.49	4%	9%
Colbún U1	250.0	Hydro	05-Colbún	195.0	11.77	41.34	5%	17%
Pangue U1	228.0	Hydro	08-Charrúa	190.0	12.36	38.26	5%	17%
CTH	168.0	Coal	00-SING	158.0	0.10	4.96	0%	3%
CTM2	167.7	Coal	00-SING	154.0	0.55	2.21	0%	1%
Guacolda U1	150.0	Coal	01-Atacama	120.0	22.42	30.03	15%	20%
Antuco U1	152.0	Hydro	08-Charrúa	90.0	44.38	70.65	28%	44%
NTO1	133.0	Coal	00-SING	135.0	4.56	6.16	3%	4%
NTO2	133.0	Coal	00-SING	131.0	7.52	10.16	5%	7%
U14	125.0	Coal	00-SING	122.0	5.60	5.61	4%	4%
El Toro U1	100.0	Hydro	08-Charrúa	85.0	31.56	37.64	26%	31%
El Toro U2	100.0	Hydro	08-Charrúa	85.0	31.56	37.64	26%	31%
PWM BESS ANG	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%
BESS Andes	11.2	BESS	00-SING	0.0	11.20	11.20	100%	100%
BESS Cochrane	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%

Tabla 7-17 – Unidades Participantes – REDUCCIÓN DE UNIDADES

Generador	Pn	Tipo	Zona	Pd	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	Reserva Efectiva	Reserva Rodante
U16	400.0	Gas	00-SING	392.0	10.03	13.35	2%	3%
ANG1	280.5	Coal	00-SING	260.0	2.48	3.27	1%	1%
CCH2	280.5	Coal	00-SING	260.0	2.48	3.27	1%	1%
Pehuenche U1	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	11.12	23.49	4%	9%
Pehuenche U2	275.5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	245.0	13.07	25.49	5%	9%
Ventanas U2	222.5	Coal	03-Chilquinta-Aconcagua	232.0	2.43	2.63	1%	1%
Colbún U1	250.0	Hydro	05-Colbún	215.0	10.32	21.34	4%	9%
Pangue U1	228.0	Hydro	08-Charrúa	210.0	9.36	18.26	4%	8%
Colbún U2	209.0	Hydro	05-Colbún	215.0	5.06	9.52	2%	4%
CTA	168.0	Coal	00-SING	160.0	0.06	2.96	0%	2%
CTH	168.0	Coal	00-SING	158.0	0.10	4.96	0%	3%
CTM2	167.7	Coal	00-SING	154.0	0.55	2.21	0%	1%
CTTAR	158.1	Coal	00-SING	135.0	1.93	11.65	1%	8%
Guacolda U5	154.0	Coal	01-Atacama	150.0	3.50	3.38	2%	2%
Guacolda U3	152.0	Coal	01-Atacama	152.0	10.78	12.16	7%	7%
Guacolda U4	152.0	Coal	01-Atacama	152.0	10.78	12.16	7%	7%
Guacolda U1	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.63	3.03	2%	2%
Guacolda U2	150.0	Coal	01-Atacama	147.0	2.58	3.03	2%	2%
CTM1	150.0	Coal	00-SING	140.0	0.00	4.36	0%	3%
Antuco U1	152.0	Hydro	08-Charrúa	145.0	16.53	15.65	10%	10%
NTO1	133.0	Coal	00-SING	137.0	3.08	4.16	2%	3%
NTO2	133.0	Coal	00-SING	137.0	3.08	4.16	2%	3%
Angostura U2	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.16	6.24	2%	4%
Angostura U1	135.4	Hydro	10-Araucanía	135.0	2.56	7.75	2%	5%
U14	125.0	Coal	00-SING	122.0	5.60	5.61	4%	4%
U15	125.0	Coal	00-SING	116.0	4.66	4.99	4%	4%
Ventanas U1	115.0	Coal	03-Chilquinta-Aconcagua	117.0	2.76	3.00	2%	3%
El Toro U1	100.0	Hydro	08-Charrúa	115.0	9.37	7.64	8%	6%
El Toro U2	100.0	Hydro	08-Charrúa	115.0	9.37	7.64	8%	6%
El Toro U3	100.0	Hydro	08-Charrúa	115.0	9.37	7.64	8%	6%
Alfalfal U1	80.8	Hydro	04-Chilectra	75.0	5.75	5.75	7%	7%
Alfalfal U2	80.8	Hydro	04-Chilectra	78.0	8.23	7.79	10%	9%
Rucue U1	83.7	Hydro	08-Charrúa	80.0	5.03	4.96	6%	6%
Curillinque	85.5	Hydro	7-Sistema154 - 66 kV (Centro	80.0	5.32	6.00	6%	7%
Canutillar U1	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
Canutillar U2	66.5	Hydro	10-Araucanía	83.0	5.74	4.33	7%	5%
PWM BESS ANG	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%
BESS Andes	11.2	BESS	00-SING	0.0	11.20	11.20	100%	100%
BESS Cochrane	20.0	BESS	00-SING	0.0	20.00	20.00	100%	100%

Tabla 7-18 - Unidades Participantes - AUMENTO DE UNIDADES

La Figura 7-22 presenta la respuesta dinámica ante la pérdida del CC SAN ISIDRO a plena carga sobre cada uno de los casos. Conforme a lo esperado, la disminución en la cantidad de unidades participantes se traduce en una menor rampa de toma de carga equivalente del sistema y por lo tanto la frecuencia desciende transitoriamente más abruptamente. En el caso mostrado esto derivaría en la activación del 1^{er} EDAC del SING (no simulado). A la vez, se observa que para un mismo despliegue de reserva se produce un mayor error en la frecuencia, debido a que el estatismo global resulta mayor al disminuir la cantidad de unidades participantes.

En función de esto se pone en evidencia que la distribución de un mismo monto reserva sobre un mayor número de unidades redundante en una mayor rampa efectiva de todo el sistema y por lo tanto en un mejor control de frecuencia.

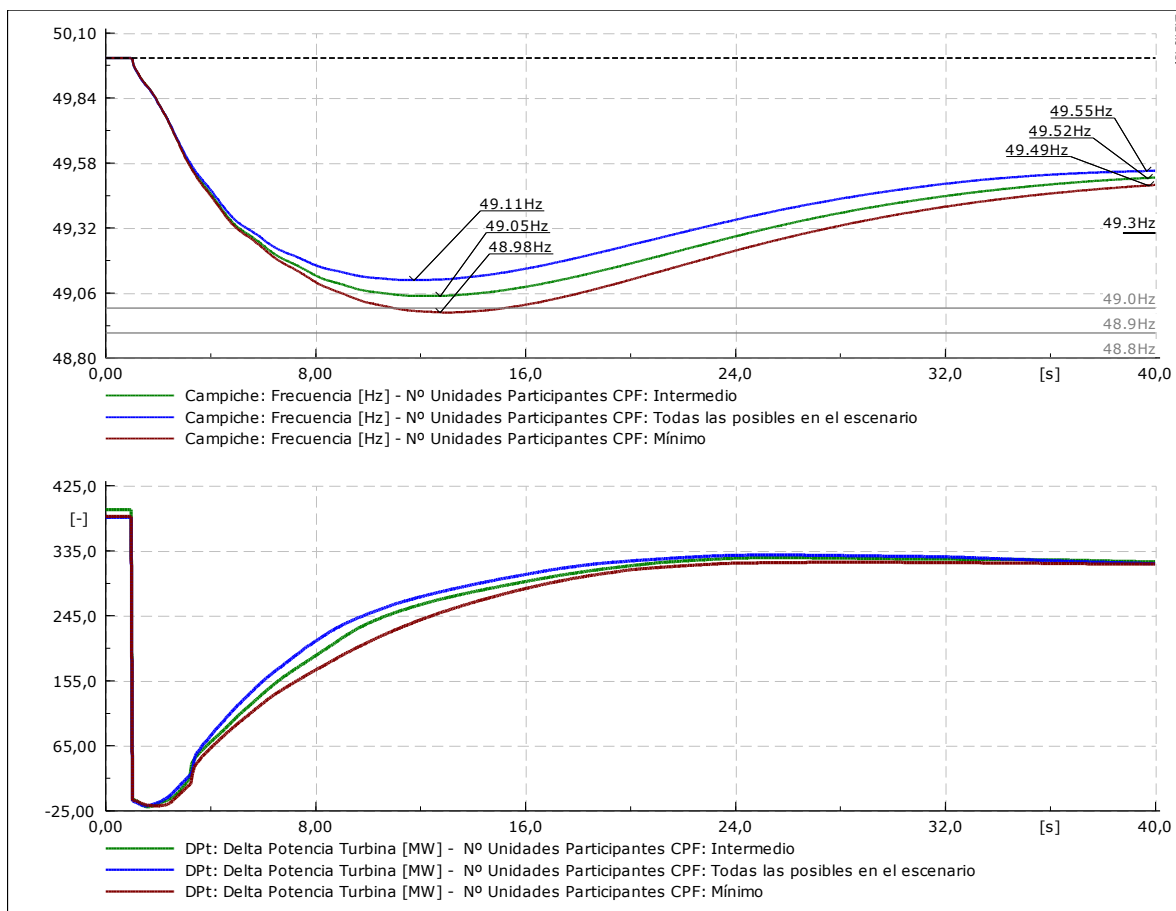


Figura 7-22 – Respuesta CPF según cantidad de unidades participantes

7.4 Cont. Simple – Severidad 5 – Restricciones por estabilidad y control de tensión

7.4.1 Hidrología Húmeda – Flujos SUR → NORTE

En escenarios de hidrología húmeda PCP (Escenario 16 - JUNIO 2018) se esperan flujos en sentido SIC SUR → SIC CENTRO → SIC NORTE → SING. Las condiciones más exigentes se presentan durante la noche, donde prácticamente todo el sistema de transmisión troncal desde CHARRÚA a LOS CHANGOS 500kV opera con altas transferencias, encontrándose el sistema con bajas demandas.

Ante estas condiciones, resulta de interés evaluar las condiciones de mínima inercia y reserva en la zona norte, contemplando que la misma opera como área importadora.

Mínima Inercia SING

Para representar y estudiar estas condiciones se desarrolla un escenario de partida el cual contempla: demanda baja, hidrología húmeda, sin ERNC, donde se maximizan las transferencias SUR → NORTE y se minimiza la generación de la región norte (térmica). La Tabla 7-19 resume las unidades sincrónicas despachadas desde POLPAICO 500kV al norte, junto con los niveles de inercia, reservas por área y transferencias por los enlaces más relevantes. Respecto a la inercia se separan los [MVAs] correspondientes a cada región y se calcula la pendiente ROCOF considerando la inercia SING post-contingencia (pendiente local inicial) y la reserva total y un monto de desbalance neto equivalente a 393MW.

En particular de este escenario se aprecia que:

- El generador Tocopilla U16 se encuentra despachado en la máxima potencia prevista acorde a lo definido en 4.4.6. Si bien este despacho de 400MW es mayor lo máximo encontrado en los escenarios PCP (330MW) permite guardar un margen de seguridad respecto a este monto.
- Las reservas para CPF de cada área (SIC/SING) resultan apreciablemente mayores a los mínimos calculados previamente e incluso mayores a los niveles mínimos que actualmente se contemplan para la operación aislada de cada sistema. De esta forma, se independiza el análisis de mínima inercia (estabilidad angular transitoria) de los aspectos asociados a la reserva para CPF (estabilidad de la frecuencia).
- Las transferencias SIC – SING se encuentran operando con criterio N-1 en los transformadores de LOS CHANGOS 500/220kV, mientras que las transferencias POLPAICO – PAN DE AZÚCAR 2x500kV se encuentra por debajo de los 1500MVA (criterio N-1 de línea), contemplando que los capacitores serie se encuentran puenteados en esta condición.

	Nombre	S [MVA]	H[s]	P [MW]
Unidades SING	U16	500	6.13	400
	ANG1	330	4.8	150
	CTH	210	4.24	150
	CTTAR	186	6.1	140
	CTA	210	4.24	135
	CTM1	176.5	4.1	100
	NTO1	156.5	4.5	100
	U14	147	5.3	75
	U15	147	4.05	75
	Unidades SIC NORTE	Guacolda U1	176.5	4.32
Guacolda U2		176.5	4.32	150
Guacolda U4		178.8	4.95	150
Guacolda U5		181.2	4.48	150

	Localización	Efectiva	Rodante
Reserva [MW]	Total	482	1175
	SING	121	402
	SIC	361	773
	BESS	51	51
	Termica	86	368
	Hidráulica	344	756

Inercia [MVAs]	SING*	7302
	ATACAMA	3222
	SIC (resto)	29048
	TOTAL	39415
ROCOF [Hz/s]	SING*	1.35
	SISTEMA	0.25
Transferencia [MW]	CHARRUA > ANCOA	1640.6
	ANCOA > ALTO JAHUEL	2248
	ALTO JAHUEL > POLPAICO	1404
	POLPAICO > PAN DE AZÚCAR	1001
	CARDONES > LOS CHANGOS	897

*No contempla a la unidad de mayor despacho (U16 H=3065 MVAs)

Tabla 7-19 – Resumen escenario de partida 00-MIN-H-SING

En este escenario se simula la pérdida de la U16 con un desbalance neto de 393MW, encontrándose los resultados resumidos en la Figura 7-23. De aquí puede verse que producto de la pérdida de generación en estas condiciones operativas, se presenta una inestabilidad angular SING – SIC, en los términos definidos por la NTSyCS (Art. 5-39 y 5-48). Esto se pone en evidencia tanto en la excursión angular (ángulos rotóricos cercanos al límite de 120°), como en las tensiones de nodos intermedios, alcanzándose niveles por fuera de los límites de la NTSyCS durante la primera oscilación (menores a 0,70pu por más de 50ms). Al mismo tiempo se aprecia que, pasado el transitorio inercial, el sistema responde adecuadamente (ver Figura 7-24).

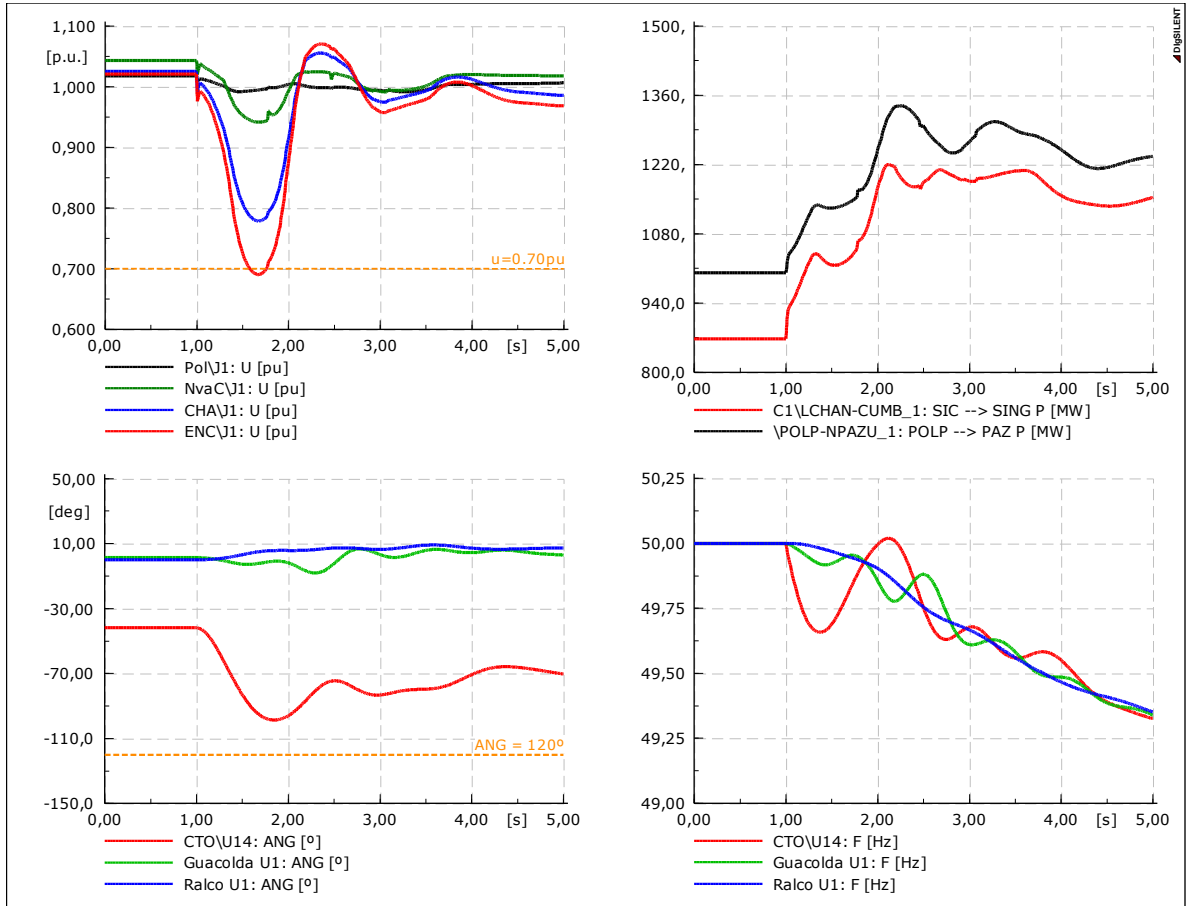


Figura 7-23 – Caso MIN-H-SING_00 – Pérdida U16 393MW – Detalle

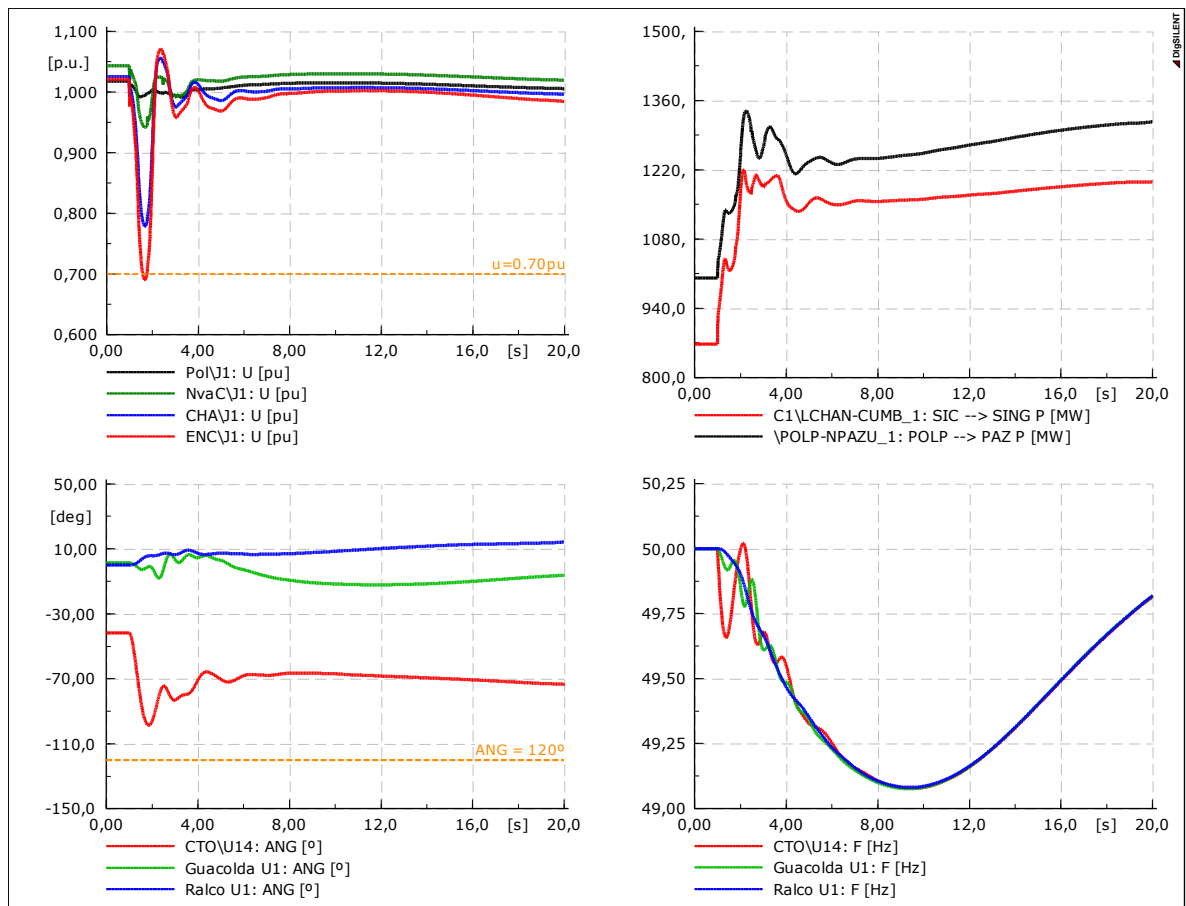


Figura 7-24 – Caso MIN-H-SING_00 – Pérdida U16 393MW – 20seg.

De la Figura 7-25 se puede apreciar el comportamiento –inicial- coherente de tres distintas áreas eléctricas; el SING (rojo), el SIC NORTE (verde) y el resto del SIC. Durante el primer segundo post-contingencia, las unidades del SING tienden a frenarse apreciablemente más que el resto del sistema, producto de la mayor entrega de potencia eléctrica (inercia local). A la vez, se observa que las unidades del SIC NORTE (CT Guacolda) no presentan el mismo comportamiento que las unidades del SING, encontrándose estas eléctricamente en un punto intermedio con el resto del SIC. Esto implica que, para mitigar la inestabilidad identificada, deberá proveerse inercia local en el SING.

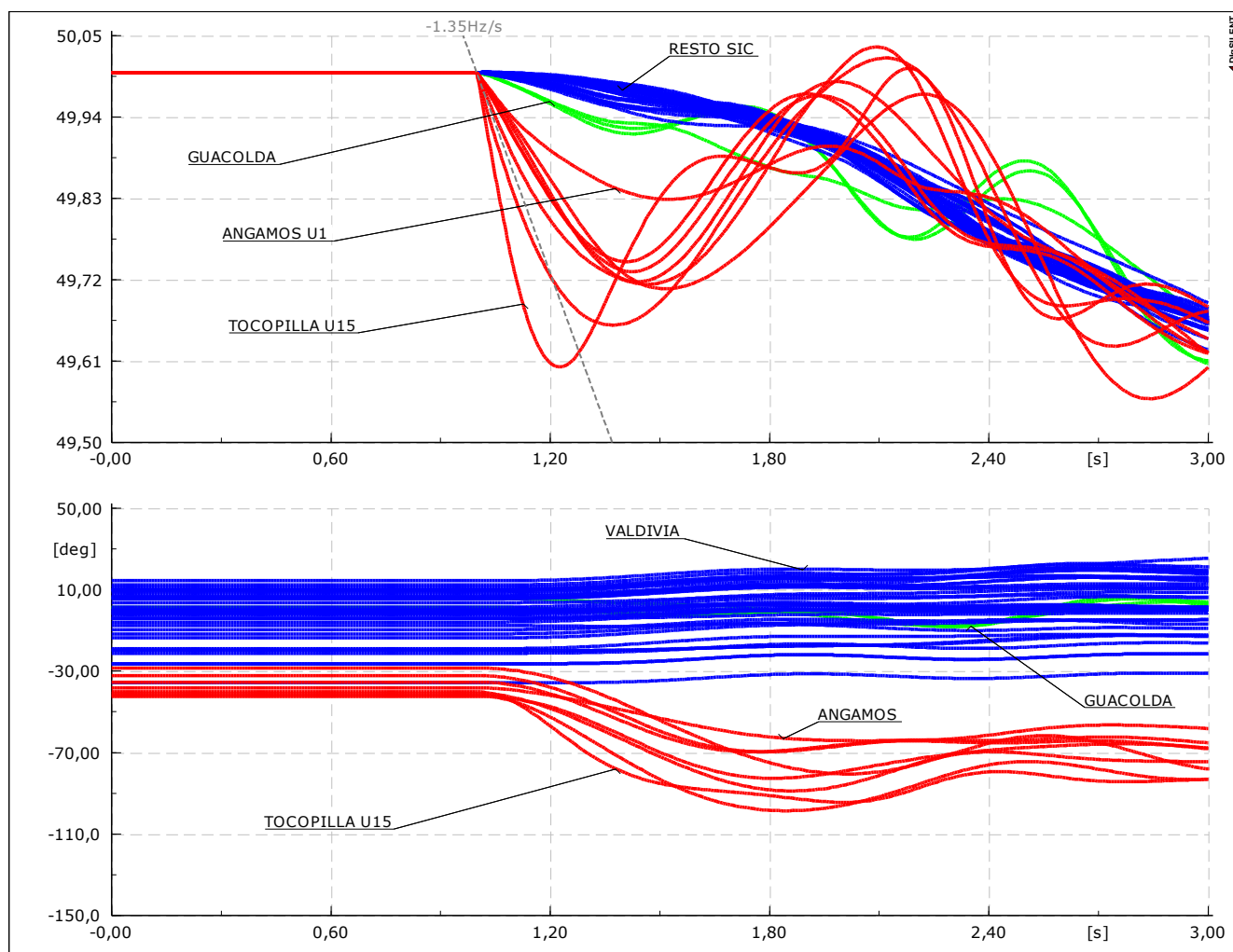


Figura 7-25 – Caso MIN-H-SING_00 – Pérdida U16 393MW – Frecuencia y ángulos por área

En función de estos resultados, se desarrollan diversos sub-casos con el objetivo de establecer las condiciones operativas necesarias para asegurar un correcto desempeño transitorio del sistema. En particular, el análisis se enfoca a determinar las mínimas inercias requeridas en la zona norte, de modo de obtener una respuesta transitoriamente estable ante máximas transferencias SIC → SING.

La Tabla 7-20 resume los sub-casos generados, los cuales contemplan las siguientes variaciones desde el caso de partida (MIN-H-SING_00):

- **CASO MIN-H-SING_01** – Puesta en servicio de los capacitores serie de la línea POLPAICO – PAN DE AZÚCAR 2x500kV y ajustes de reactivos para obtener tensiones acordadas en el nodo PAN DE AZÚCAR. Se mantienen constantes las inercias y no se realizan cambios en las transferencias de potencia activa.
- **CASO MIN-H-SING_02** – Partiendo del caso inicial se incrementa la inercia del SING redespachando unidades hasta alcanzar una respuesta transitoriamente satisfactoria. No se realizan cambios en las transferencias y se mantienen puenteados los CCSS de POLPAICO – PAN DE AZÚCAR 2x500kV.
- **CASO MIN-H-SING_03** – A partir del caso MIN-H-SING_01 se aumentan las transferencias POLPAICO – PAN DE AZÚCAR 2x500kV hasta 1500MW, sin cambios en las inercias (reducción de despacho en CT Guacolda y aumento en Santa María y Ralco). Este caso contempla la maximización de las transferencias desde CHARRÚA hasta LOS CHANGOS 500kV.
- **CASO MIN-H-SING_04** – A partir del caso MIN-H-SING_03 se aumenta la inercia del SING hasta obtener una respuesta satisfactoria. No se realizan cambios en las transferencias.

En relación al caso de partida y los primeros dos casos generados vale destacar que el Estudio 3 – Control y Estabilidad de Tensión determina como frontera para puenteo/operación de los capacitores serie del enlace POLPAICO – PAN DE AZÚCAR 2x500kV, una transferencia de 1000MW (sentido SUR → NORTE).

CASO:		00	01	02	03	04
		Partida	CCSS	+Inercia	+Tranf	+Tr +In
	Detalle	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
Unidades SING	U16	400	400	400	400	400
	ANG1	150	150	110	150	110
	CTH	150	150	100	150	100
	CTTAR	140	140	140	140	140
	CTA	135	135	100	135	100
	CTM1	100	100	90	100	90
	CTM2	-	-	90	-	90
	NTO1	100	100	65	100	65
	NTO2	-	-	65	-	65
	U14	75	75	75	75	75
	U15	75	75	75	75	75
Unidades SIC NORTE	Guacolda U1	150	150	150	50	50
	Guacolda U2	150	150	150	50	50
	Guacolda U4	150	150	150	50	50
	Guacolda U5	150	150	150	50	50
ZONA NORTE	TOTAL	1925	1925	1910	1525	1510
Reserva Efectiva [MW]	Total	482	482	487	558	573
	SING	121	121	127	121	137
	SIC	361	361	360	436	436
	BESS	51	51	51	51	51
	Termica	86	86	92	185	200
	Hidráulica	344	344	344	322	322
Inercia [MVAs]	SING*	7302	7302	9361	7302	9361
	ATACAMA	3222	3222	3222	3222	3222
	SIC (resto)	29048	29048	29048	29048	29048
	TOTAL	39415	39415	41474	39415	41474
ROCOF [Hz/s]	SING*	1,35	1,35	1,05	1,35	1,05
	SISTEMA	0,25	0,25	0,24	0,25	0,24
Transferencia [MW]	CHARRUA > ANCOA	1641	1641	1668	2088	2089
	ANCOA > ALTO JAHUEL	2248	2248	2273	2657	2657
	ALTO JAHUEL > POLPAICO	1404	1404	1426	1790	1793
	POLPAICO > PAN DE AZÚCAR	1001	1001	1023	1445	1458
	CARDONES > LOS CHANGOS	897	897	921	897	911

*No contempla a la unidad de mayor despacho (U16 H=3065 MVAs)

Tabla 7-20 – Resumen escenarios: Mínima Inercia SING

En base a los escenarios desarrollados, la Figura 7-26 resume las respuestas dinámicas obtenidas en cada caso. Como puede apreciarse para los casos 2 y 4, que contemplan un incremento de la inercia (CCSS PAZ-POL puenteados y activos respectivamente), se verifica un correcto desempeño transitorio, con un adecuado margen de seguridad.

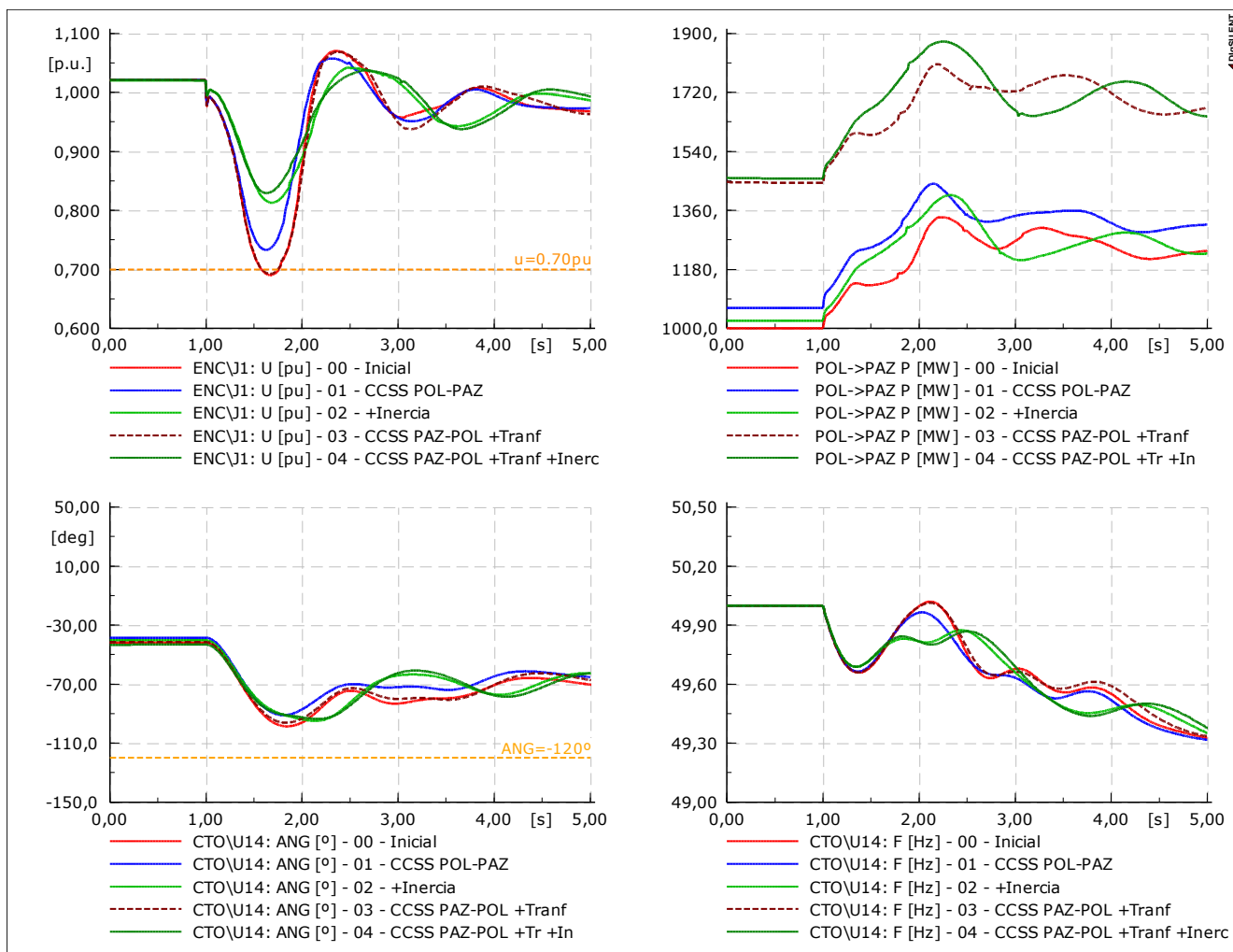


Figura 7-26 – Comparación de Casos – Pérdida U16 393MW – General

Respecto a los resultados presentados sobre estos casos resulta interesante mostrar la respuesta de la potencia activa y reactiva total del SING durante los primeros segundos (Figura 7-27)

En términos de potencia activa se observa que en el instante posterior a la contingencia prácticamente todo el desbalance (>80%) es asumido por unidades del SING, lo cual produce la mayor reducción inicial de la frecuencia y apartamiento angular de estas máquinas. También se aprecia que este aporte no cambia en términos globales en los distintos escenarios, aunque sí lo hacen individualmente cada generador, de modo que cuantas más unidades se encuentren operativas menor será el efecto sobre cada una de estas.

Respecto a la potencia reactiva inyectada es interesante apreciar que sobre los escenarios donde se despachan más unidades, la potencia reactiva inyectada resulta menor, lo cual pone nuevamente de manifiesto que la principal problemática de estos escenarios corresponde a una inestabilidad angular asociada a un déficit de inercia y no directamente a un déficit de potencia reactiva (más allá que la incorporación de más recursos de soporte transitorio de tensión puedan mejorar el desempeño).

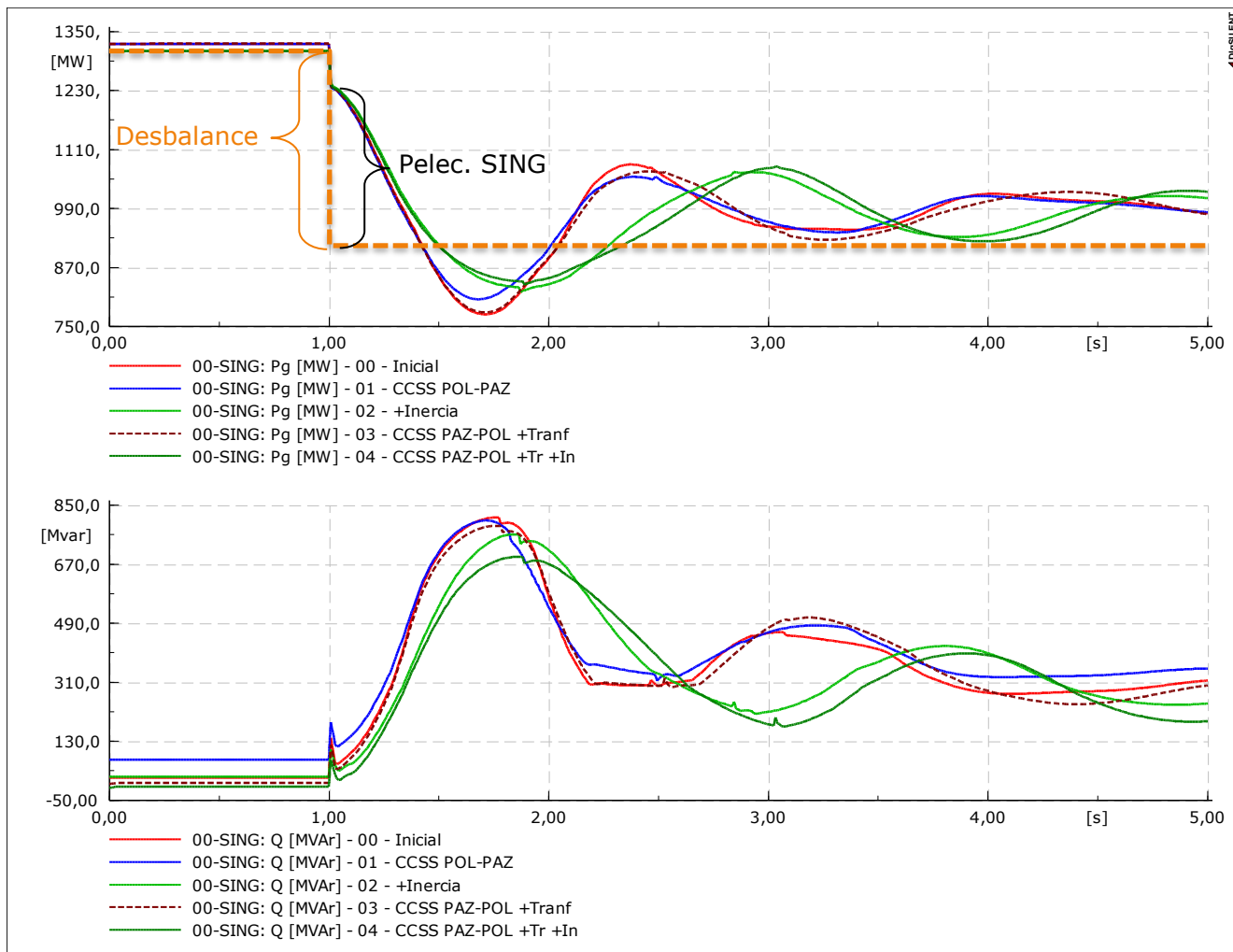


Figura 7-27 – Comparación de Casos – Pérdida U16 393MW – P eléctrica [MW] y Q [MVar] SING

Sensibilidad inercia SIC Norte

Para validar el escenario de máxima transferencia y mínima inercia en el SING, se genera un caso de sensibilidad Pg partiendo del caso MIN-H-SING_04, reemplazando las 4 unidades de la CT Guacolda (50MW de despacho c/u y $H_{total} = 3222$ MVA) por dos parques eólicos (Sarco y San Juan) operando a 100MW c/u (sin inercia).

La Figura 7-28 presenta los resultados de este caso, comparado con los resultados del caso MIN-H-SING_04. Como puede apreciarse el escenario sigue siendo estable ante la pérdida de la U16 con 393MW, encontrándose al límite de la inestabilidad angular en primera oscilación. De esta forma, se valida el monto mínimo de inercia en el SING, aún en condiciones de nulo aporte de inercia por parte de la CT Guacolda. Con independencia de esto, es importante destacar que la operación de la CT Guacolda favorece a la estabilidad en estas condiciones, entendiendo que el despacho de la misma está previsto en base a los resultados PCP y a la vez es requerido para asegurar el control de tensión de la zona POLPAICO – CARDONES. Como referencia, el Estudio 3 – “Control de y Estabilidad de Tensión”, indica la necesidad de un despacho mínimo de 3 unidades para controlar las tensiones de la zona norte del SIC en condiciones de bajas transferencias, bajas demandas y sin disponibilidad de generación renovable.

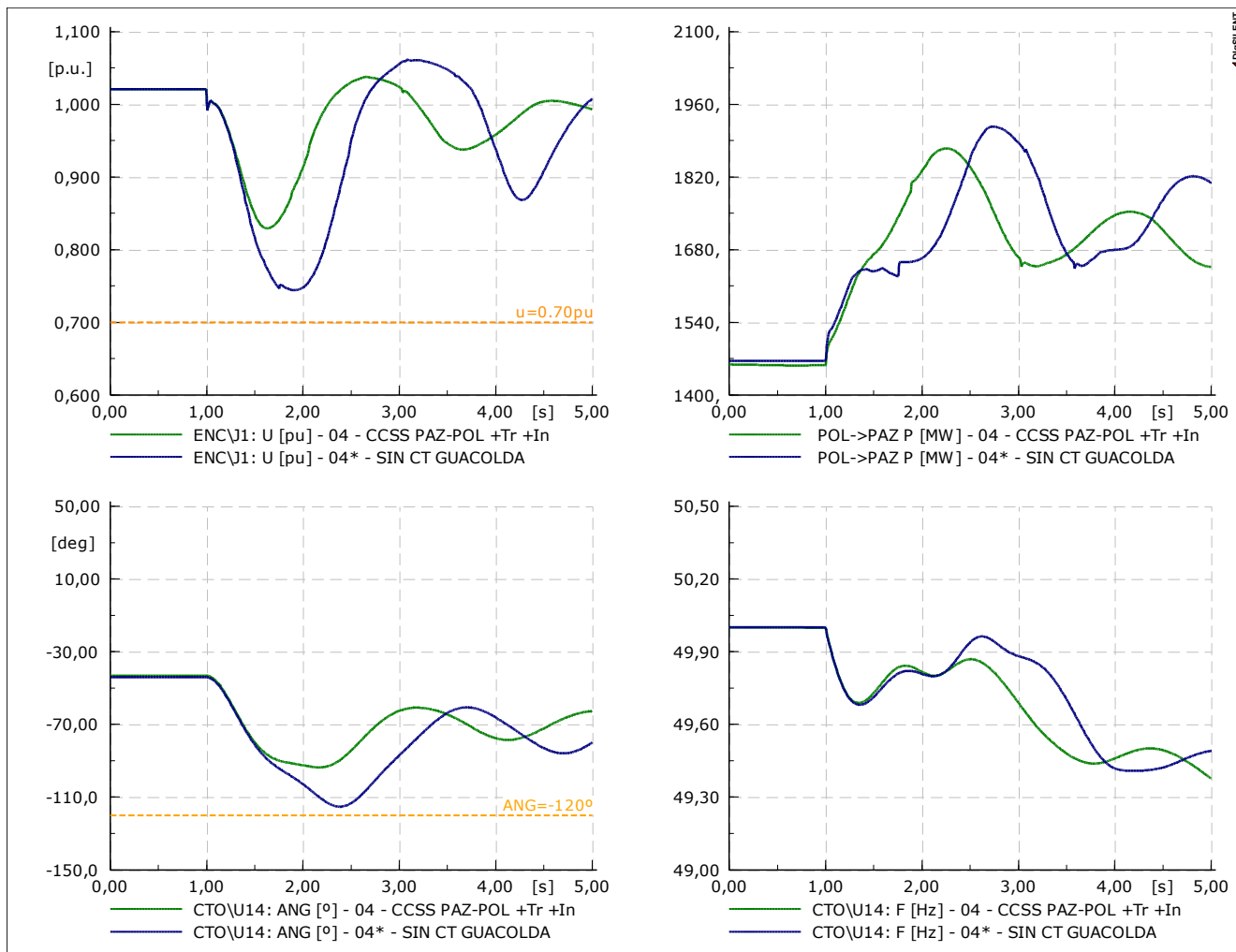


Figura 7-28 – Comparación de Casos – Pérdida U16 393MW – Sensibilidad Inercia SIC Norte (CT Guacolda)

Efectos del control dinámico de la tensión

El análisis que determina los montos mínimos de inercia en el SING para las máximas transferencias SUR → NORTE, contempla escenarios esperables durante la noche, cuando no se disponga de inyección fotovoltaica y el aporte eólico resulte bajo. En línea con los resultados obtenidos de los informes “EE-ES-2016-1352-Operacion topología Fase IV” y “EE-ES-2016-1462-Estudio 5 - Diagnostico Severidad 6 a 9” la participación de los parques ERNC en el control dinámico de la tensión (en este caso también durante la noche) podrá reducir -al menos parcialmente- estos requerimientos, al mejorar el desempeño transitorio de todo el sistema.

En este sentido la NTSyCS no da actualmente precisiones respecto a los parámetros de desempeño de los controles de tensión exigidos para los parques (Art. 3-12), requiriéndose una respuesta dinámica rápida, similar a la de un generador o a lo establecido en el Art 3-7 (pero ante variaciones menores ±10%) para lograr un efecto que altere los resultados aquí presentados. Finalmente, estos requerimientos también podrán reducirse mediante la instalación de equipos de compensación dinámica de reactivos (CERs, STATCOMs, SVCPlus, etc.) en barras del sistema de transmisión, aspecto que también deberá evaluarse junto con las restantes obras previstas en el sistema (e.g. LOS CHANGOS – KIMAL 2x500kV y CUMBRE – DIEGO DE ALMAGRO 2x220kV).

Distribución de la reserva

A partir de los casos MIN-H-SING_02 y MIN-H-SING_04, que verifican un correcto desempeño transitorio para las condiciones de mínima inercia en el SING y altas transferencias SUR → NORTE (1000MW y 1500MW POLPAICO → PAN DE AZÚCAR respectivamente), se evalúa aquí el comportamiento del control de frecuencia y su impacto sobre transferencias y tensiones del sistema de transmisión.

Partiendo del escenario con máximas transferencias SUR → NORTE (MIN-H-SING_04), se muestra a continuación el resumen del comportamiento del sistema luego de la excursión transitoria inicial de la frecuencia y estabilización a través del control primario de frecuencia.

La siguiente tabla resume la distribución de la reserva efectiva y rodante. Respecto a esta última se destaca el apreciable monto encontrado sobre el SIC NORTE y el SING, asociado a que muchas unidades operan con despachos apreciablemente menores que la potencia máxima (ver detalle en Tabla 7-20).

Reserva Localización	Efectiva		Rodante	
	[MW]	%	[MW]	%
Total	573	-	1610	-
SING	137	24%	714	44%
SIC NORTE	115	20%	418	26%
SIC (Resto)	322	56%	479	30%
BESS	51	9%	51	3%
Termica	86	15%	1080	67%
Hidráulica	344	60%	479	30%

Tabla 7-21 – Resumen distribución de la reserva caso MIN-H-SING_04 (partida)

Como se presentó previamente este caso contempla un nivel de reserva efectiva total mayor a los mínimos calculados previamente (573MW) e incluso mayor a la suma de las reservas para CPF actualmente implementada en cada sistema. Por este motivo, la frecuencia mínima y la frecuencia de estabilización post-contingencia (sin considerar CSF) resulta mayor a los niveles encontrados en el capítulo 7.3.

Aun cuando en términos intrínsecos del control de frecuencia la respuesta es satisfactoria, puede apreciarse de la Figura 7-29 que las tensiones post-contingencia del sistema de transmisión (específicamente LOS CHANGOS 500kV) se establecen en el límite inferior de la NTSyCS. Esta depresión en las tensiones es producto del aumento de las transferencias SUR → NORTE, asociadas a la acción del control primario de frecuencia que restablece una fracción del desbalance del NORTE a través de las reservas del SUR. Para este caso, las transferencias POLPAICO → PAN DE AZÚCAR aumentan a 1775MW y CARDONES → LOS CHANGOS a 1200MW (+320MW). Se hace notar que esta relación entre el aumento en la transmisión y la caída de tensión se encuentra en total relación

con lo encontrado estáticamente en el apartado 6.7 – Transferencias SIC-SING – Reservas de Reactivos del Estudio 3 – “Control y Estabilidad de Tensión”.

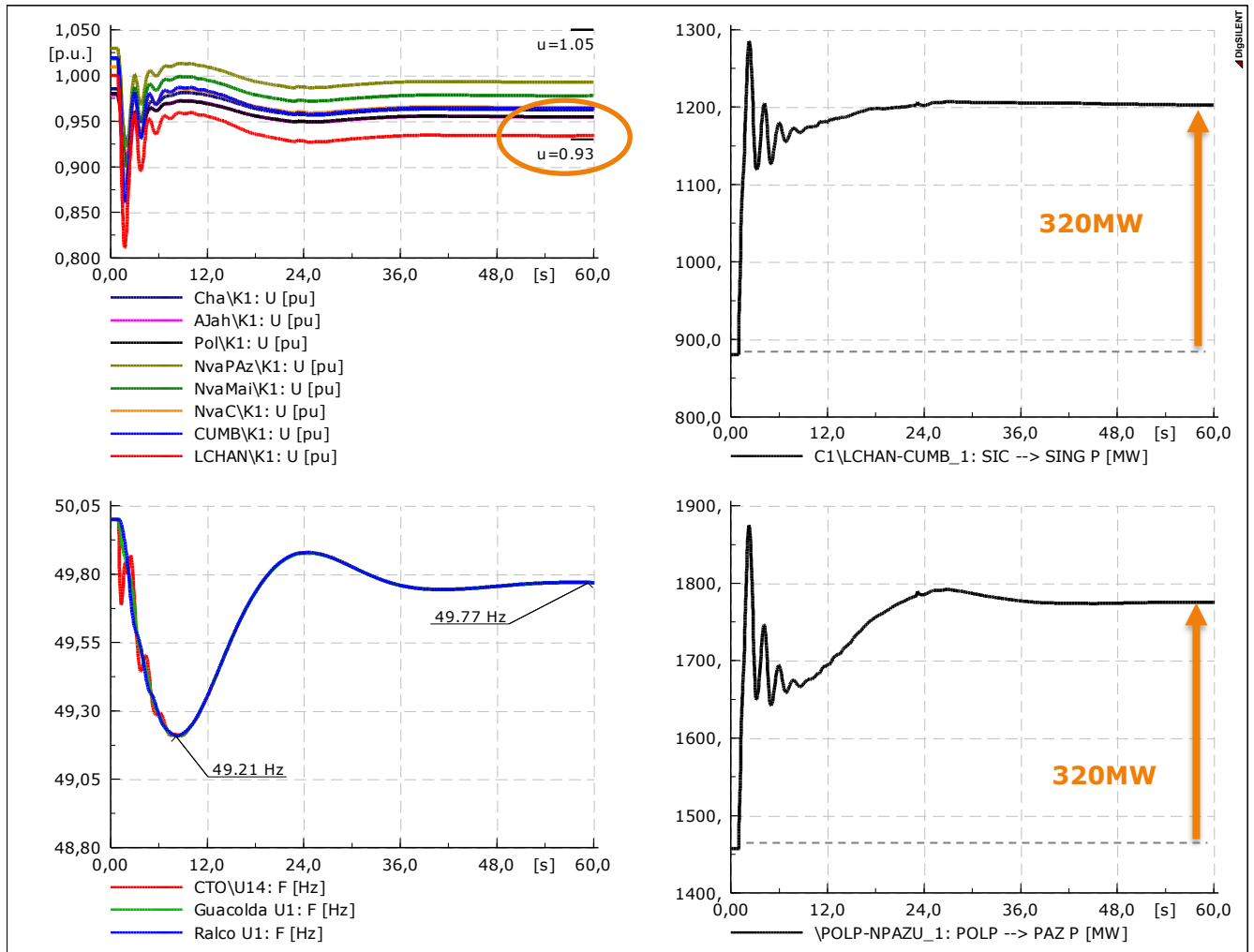


Figura 7-29 – Efecto distribución reserva – Caso MIN H SING 04 (partida)

La Figura 7-30 presenta los aportes de potencia por tipo y zona, poniéndose en evidencia que durante el transitorio inicial, existe un aporte apreciable desde las unidades térmicas y los BESS del norte y luego de ~20seg. el aporte es principalmente hidráulico del sur (conforme a lo analizado en 7.3.5). Notar que no se representa aquí una acción secundaria o de AGC, simplemente se contemplan los comportamientos (estatismos y tiempos de respuesta) de los modelos homologados para CPF.

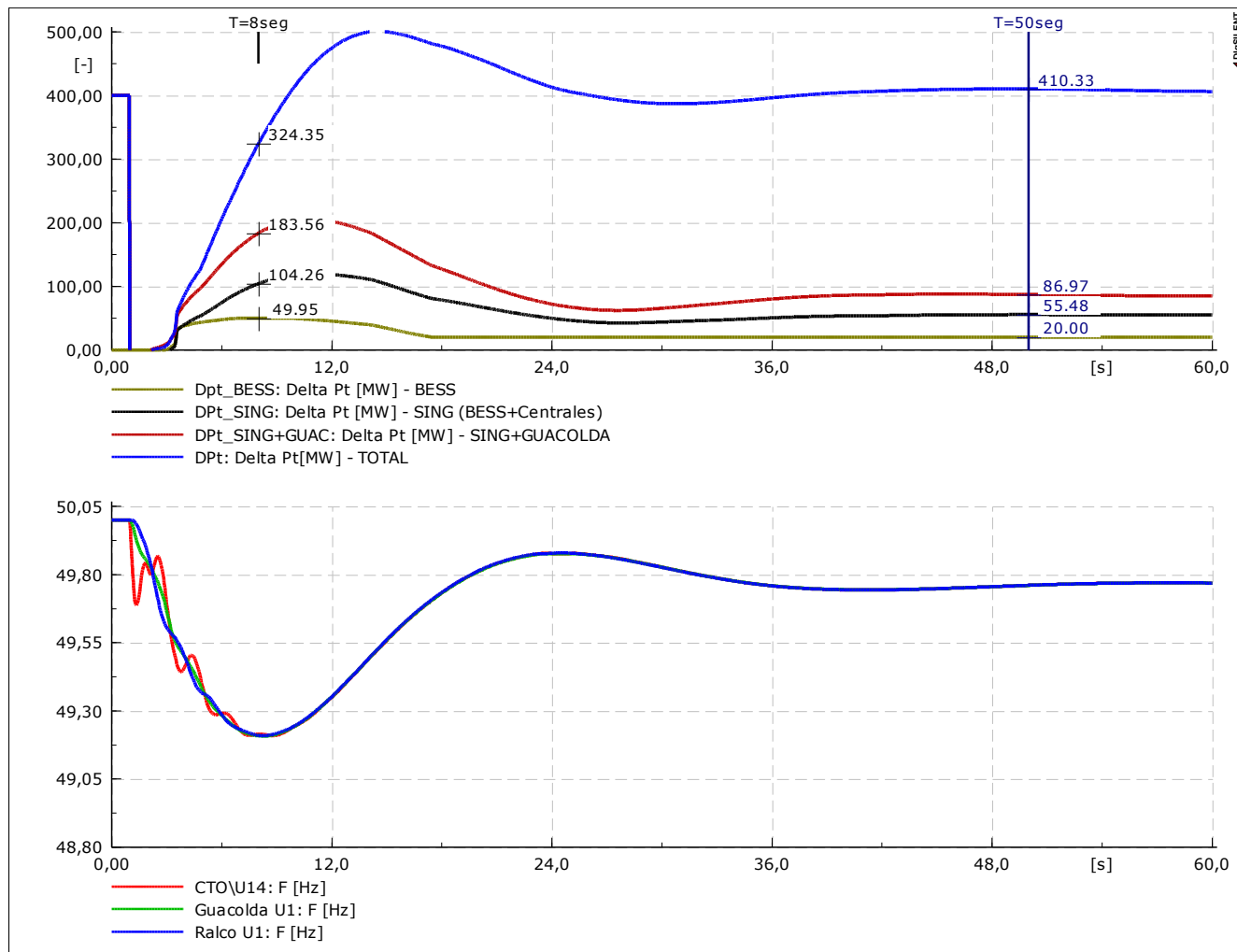


Figura 7-30 – Aporte de potencia por tipo y zona

Tal respuesta del control de frecuencia, se corresponde con el aumento en las transferencias y la consecuente depresión en las tensiones del sistema troncal. De esta forma, la distribución de las reservas tendrá efectos directos sobre estos resultados. Para poner esto en evidencia se generan un conjunto de escenarios, tomando como punto de partida el caso MIN-H-SIN_04:

- CASO 01-SIN CF SING – Se deshabilitan los GOVs de las unidades pertenecientes al SING y los controles de los BESS.
- CASO 02-SIN CF GUACOLDA – Se deshabilitan los GOVs de la CT Guacolda
- CASO 03-MENOR RESERVA SIC – Se deshabilitan GOVs de unidades pertenecientes al SIC y se reasignan reservas

La siguiente tabla resume las reservas efectivas asignadas en cada uno de estos sub casos.

Caso (Base:MIN-H-SING-04) ->		Inicial		SIN CF SING		SIN CF GUACOLDA		REDUCCIÓN RF SIC	
	Localización	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
Reserva	Total	573	-	436	-	458	-	444	-
	SING	137	24%	0	0%	137	30%	137	31%
	SIC NORTE	115	20%	115	26%	0	0%	115	26%
	SIC (Resto)	322	56%	322	74%	322	70%	192	43%
	BESS	51	9%	0	0%	51	11%	51	11%
	Termica	200	35%	115	26%	85	19%	200	45%
	Hidráulica	322	56%	322	74%	322	70%	192	43%

Tabla 7-22 – Resumen distribución de la reserva sub-casos (Base: MIN-H-SING-04)

La Figura 7-31 presenta la comparación de las respuestas de cada uno de estos casos frente al caso inicial. Como se aprecia, el comportamiento durante los primeros segundos es idéntico en cada uno de estos casos (respuesta inercial), luego la excursión transitoria de la frecuencia alcanza niveles menores sobre los tres casos adicionales, producto de la menor reserva sistémica total respecto al caso de partida.

En cuanto a las transferencias y el impacto sobre los niveles de tensión, se encuentra que el caso inicial corresponde a un caso límite, siendo que con una leve mejora en la proporción de reservas (SIC-SING) las transferencias post-contingencia se reducen, lo que redundará en una mayor tensión post-contingencia. Asimismo, se pone en evidencia que la reducción de reserva en el SING (caso límite sin reserva) deriva en tensiones por fuera de la NTSyCS, incluso con actuación del esquema de MAIS en T=27seg. (Desconexión reactores de 75MVAR en Polpaico y Alto Jahuel).

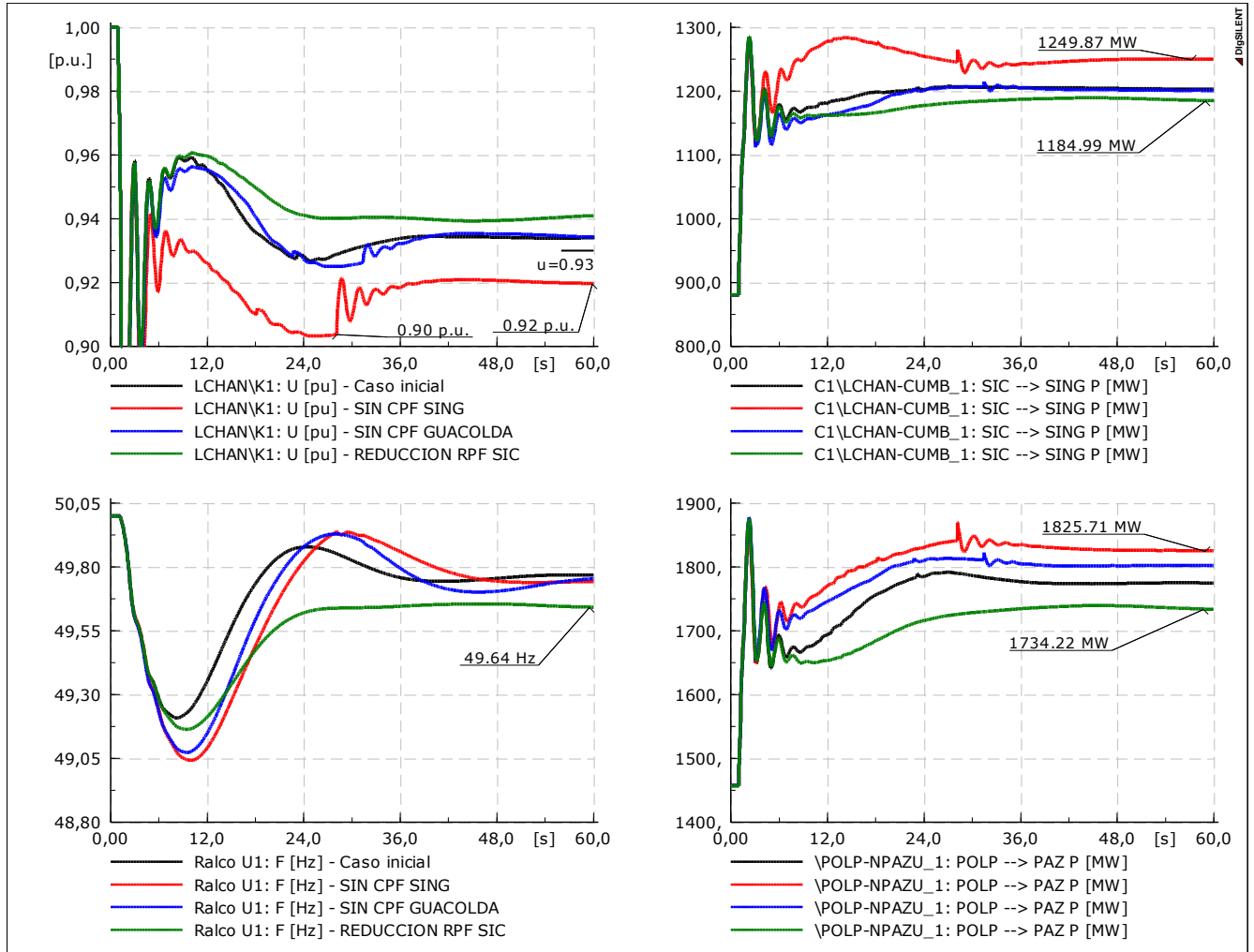


Figura 7-31 – Comparación de resultados según localización de la reserva (base: MIN-H-SING_04)

Si bien disponer de reserva para CPF en la CT Guacolda permite reducir levemente las transferencias SUR → SIC NORTE, no se encuentra que esto, en principio, tenga un efecto determinante sobre estos resultados.

Las respuestas previamente presentadas ponen en evidencia que debe mantenerse un monto o proporción mínima de reserva en el SING para que, en condiciones de alta transferencia SUR → NORTE, no se presenten transferencias post-contingencia inadmisibles. Como referencia se encuentra necesario mantener como mínimo 30% de la reserva total. En tales simulaciones se evalúa sólo el control primario, suponiendo hipotéticamente un control secundario manual.

Resulta importante indicar que, en esta condición, una acción automática de CSF en unidades del sur (AGC SIC) podría derivar en el mismo problema previamente indicado, incluso considerando una gran proporción de reserva para CPF en el SING. A modo de ejemplo se muestra el sub-caso 03 – Menor Reserva SIC, considerando la actuación del AGC SIC sobre unidades hidráulicas del sur. La Tabla 7-23 indica la reserva de CPF efectiva de cada unidad y la reserva rodante en el caso presentado. En base a esta información se calcula una "reserva para CSF" como la diferencia entre la efectiva y la rodante total de aquellas unidades asignadas al AGC, entendiéndose que, en la

práctica, la distinción del aporte de los generadores a estas reservas puede ser difuso ya que, a menos que se imponga un límite particular a cada regulador, los controladores podrán tomar de cada una de estas reservas dependiendo de la excursión de la frecuencia y el tiempo que dure el desbalance. Para este caso se contempla, a modo de ejemplo, un monto de reserva total disponible para CSF de 250MW, entendiéndose que si la contingencia se presenta en un escenario con menor reserva los resultados serán más favorables y si la misma resulta mayor los resultados serán más pesimistas (hasta un monto igual al desbalance).

Generador	Pn	Tipo	Zona	Reserva Efectiva	Reserva en Giro	CSF
U16	400,0	Gas	00-SING	4,0	5,3	-
ANG1	280,5	Coal	00-SING	27,3	153,3	-
CTA	168,0	Coal	00-SING	0,5	63,0	-
CTH	168,0	Coal	00-SING	0,5	63,0	-
CTM2	167,7	Coal	00-SING	4,4	66,2	-
CTTAR	158,1	Coal	00-SING	1,1	6,7	-
CTM1	150,0	Coal	00-SING	0,7	54,4	-
NTO1	133,0	Coal	00-SING	9,5	76,2	-
NTO2	133,0	Coal	00-SING	9,5	76,2	-
U14	125,0	Coal	00-SING	17,2	52,6	-
U15	125,0	Coal	00-SING	10,6	46,0	-
PWM BESS ANG	20,0	BESS	00-SING	20,0	20,0	-
BESS Andes	11,2	BESS	00-SING	11,2	11,2	-
BESS Cochrane	20,0	BESS	00-SING	20,0	20,0	-
Guacolda U5	154,0	Coal	01-Atacama	17,6	103,4	-
Guacolda U4	152,0	Coal	01-Atacama	8,1	114,2	-
Guacolda U1	150,0	Coal	01-Atacama	50,5	100,0	-
Guacolda U2	150,0	Coal	01-Atacama	38,4	100,0	-
Pehuenche U1	275,5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	26,4	88,5	62,1
Pehuenche U2	275,5	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	10,5	20,5	10,0
Rapel U4	72,2	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	18,1	21,0	2,8
Rapel U5	72,2	Hydro	06-Troncal_ Qui-Cha	18,1	21,0	2,8
Ralco U1	381,9	Hydro	08-Charrúa	31,1	139,3	-
Ralco U2	381,9	Hydro	08-Charrúa	30,5	139,1	108,6
Antuco U1	152,0	Hydro	08-Charrúa	11,2	10,6	0,0
El Toro U3	100,0	Hydro	08-Charrúa	15,3	12,6	0,0
El Toro U4	100,0	Hydro	08-Charrúa	13,8	12,6	0,0
Angostura U2	135,4	Hydro	10-Araucanía	9,8	41,2	31,4
Angostura U1	135,4	Hydro	10-Araucanía	7,4	42,7	35,3

Tabla 7-23 – Unidades participantes del control de frecuencia

La Figura 7-32 presenta los resultados contemplando la actuación de CSF previamente indicada, poniéndose en evidencia que si bien durante los primeros 30 seg. (acción CPF) las transferencias resultan acotadas y por lo tanto las tensiones se establecen dentro de las bandas, la posterior actuación del CSF repone el desbalance del norte con aportes desde el sur, aumentando las transferencias y en consecuencia se deprimen las tensiones del sistema de transmisión. Se encuentra que en tales condiciones opera el actual esquema MAIS (A. JAHUEL 75MVar) intentando recuperar las tensiones.

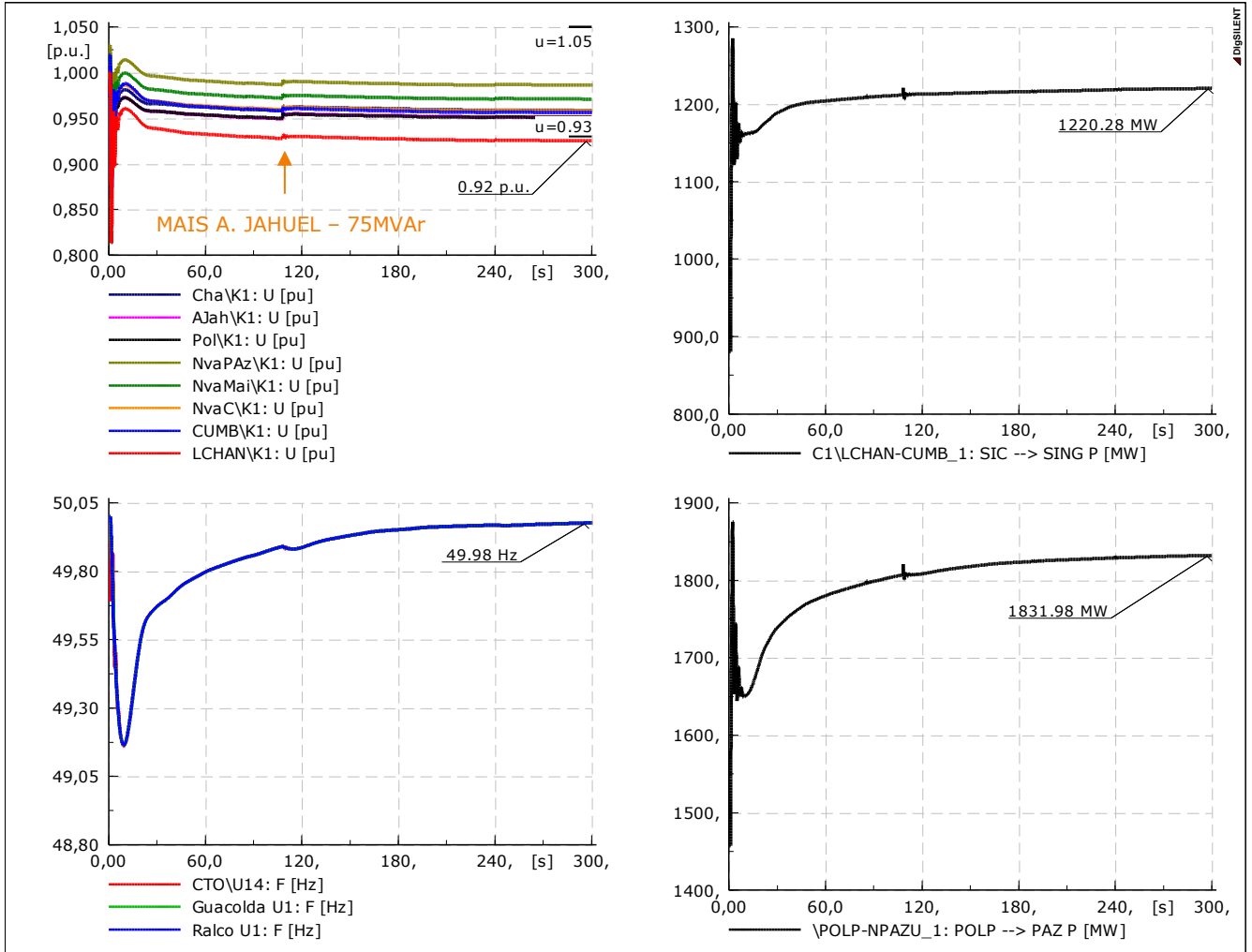


Figura 7-32 - Efecto del CSF al SUR - Sistema

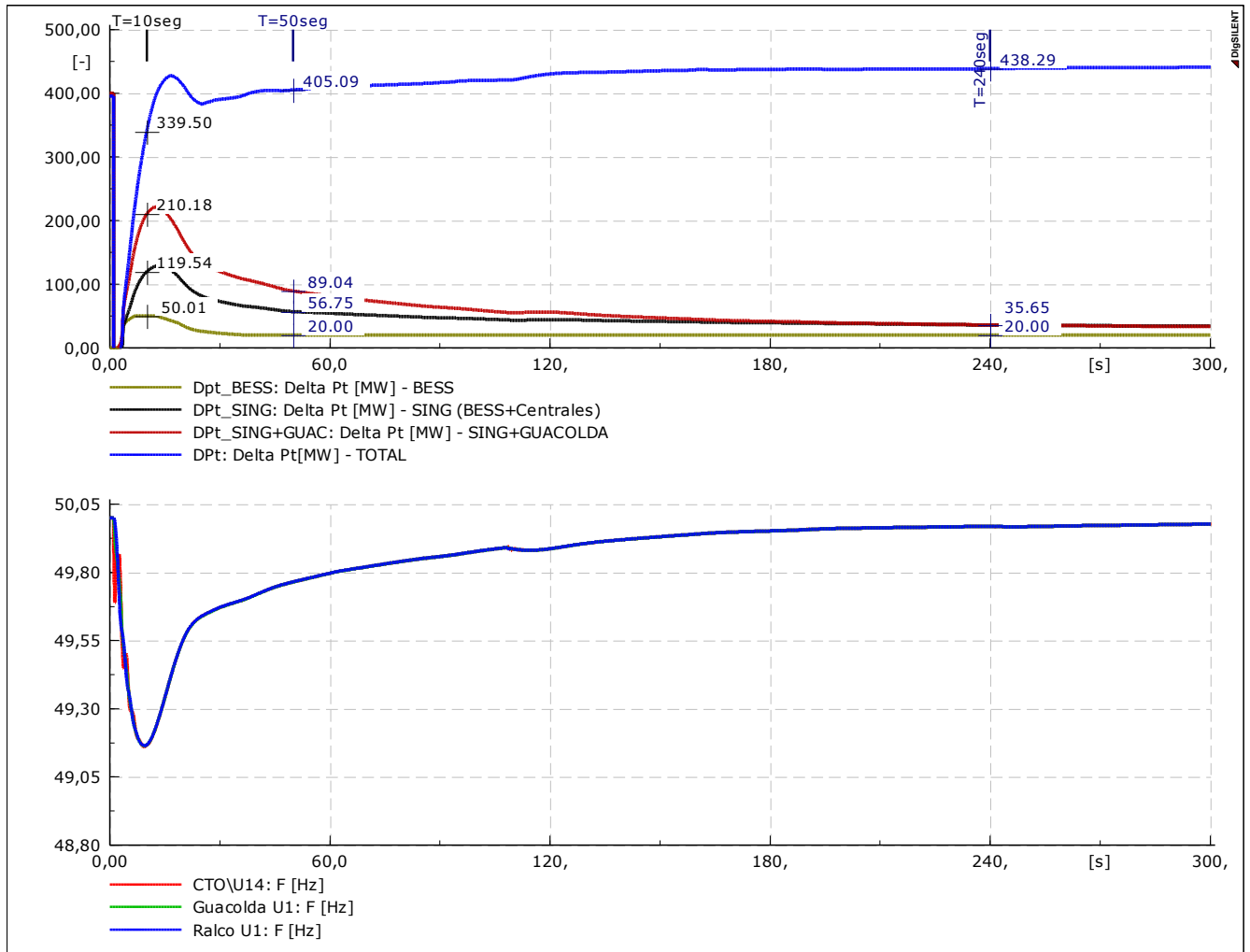


Figura 7-33 – Efecto del CSF al SUR – Aporte de potencia

Complementando a los resultados previos, se analiza de igual modo el caso MIN-H-SING_02 y los siguientes sub-casos generados a partir de este:

- CASO 01-SIN CF SING – Se deshabilitan los GOVs de las unidades pertenecientes al SING y los controles de los BESS.
- CASO 02-MENOR RESERVA SIC – Se deshabilitan GOVs de unidades pertenecientes al SIC y se reasignan reservas.

Caso (Base:MIN-H-SING-02) ->		Inicial		SIN CF SING		REDUCCIÓN RF SIC	
	Localización	[MW]	%	[MW]	%	[MW]	%
Reserva	Total	487	-	360	-	379	-
	SING	127	26%	0	0%	137	36%
	SIC NORTE	16	3%	16	4%	16	4%
	SIC (Resto)	344	71%	344	96%	227	60%
	BESS	51	10%	0	0%	51	13%
	Termica	92	19%	16	4%	101	27%
	Hidráulica	344	71%	344	96%	227	60%

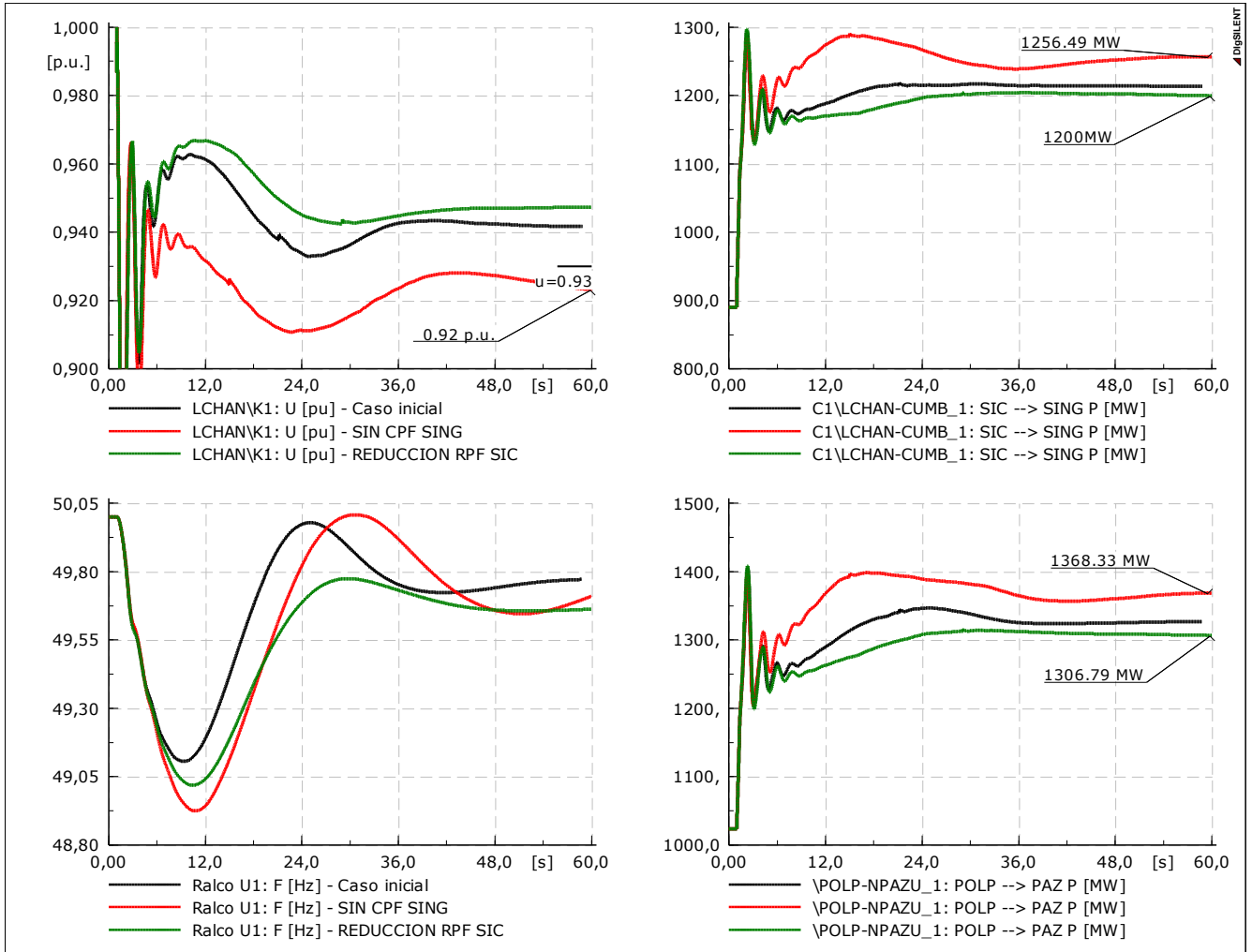


Figura 7-34 – Comparación de resultados según localización de la reserva (base: MIN-H-SING_02)

Como se puede apreciar valen para este caso de menores transferencias similares conclusiones que lo arribado previamente. Es decir, ante condiciones de transferencias SUR → NORTE como las analizadas, debe preverse que al menos el 30% de la reserva se encuentre localizada en el SING.

7.4.2 Hidrología Seca – Flujos NORTE → SUR

Mínima Inercia SIC

En función de los resultados obtenidos para la condición de hidrología húmeda, altas transferencias SIC → SING y mínima inercia en el SING, se construye un caso recíproco con el objetivo de determinar si se espera una restricción homóloga para el SIC. Para esto, se parte del mismo escenario de demanda baja, contemplando una hidrología seca, con alto aporte ERNC, de modo que se maximicen las transferencias LOS CHANGOS → POLPAICO 500kV. Al mismo tiempo, se considera el despacho de mínima inercia en el SIC, contemplando la operación del mínimo monto de unidades que, operando a plena carga, puedan abastecer la demanda correspondiente. Respecto a la reserva para CPF, se contempla un valor mínimo, distribuido prácticamente en partes iguales entre SIC y SING. La Tabla 7-24 resume las características del escenario, destacándose que globalmente se cuenta con menos inercia que los casos MIN-H-SING previamente analizados (mayor ROCOF) y que en la condición post-contingencia el SIC (resto) presenta una inercia equivalente menor que el SING y próxima a la que presenta el SING en el escenario MIN-H-SING-04 del análisis previo.

Unidades SIC	Nombre	S [MVA]	H[s]	P [MW]	Nombre	S [MVA]	H[s]	P [MW]
	Guacolda U2	176,5	4,3	145	El Toro U1	105,3	2,9	100
	Guacolda U1	176,5	4,3	134	El Toro U2	105,3	2,9	100
	Alfalfal U1	95,0	2,7	70	El Toro U3	105,3	2,9	100
	Chacayes U1	65,6	2,2	23	Santa Fe Energía	122,6	4,3	58
	Pehuenche U1	290,0	4,0	275	Rucue U1	93,0	3,8	52
	San Isidro U2 TG	305,0	7,0	255	Quilleco U1	38,0	2,9	34
	San Isidro U2 TV	163,0	7,9	138	Palmucho	33,0	2,2	31
	La Higuera U1	94,1	3,5	61	PetroPower	86,6	3,8	47
	Nueva Aldea U3	87,5	2,9	35	Arauco	45,3	3,2	20
	Curillinque	90,0	3,5	26	Canutillar U1	70,0	3,2	70
	Viñales	51,0	3,3	21	Valdivia	87,5	3,2	59
	Santa María	468,0	4,1	380	Angostura U3	50,2	4,1	40
	Antuco U1	160,0	4,7	140	Rucatayo	55,3	2,9	30

Reserva [MW]	Localización	Efectiva	Rodante
	Total	212	259
	SING	114	160
	SIC	98	99
	BESS	51	51
	Termica	63	109
	Hidráulica	98	99

Inercia [MVAs]	SING	15752
	ATACAMA	1525
	SIC (resto)*	8572
TOTAL	27750	
ROCOF [Hz/s]	SIC (resto)*	1,15
	SISTEMA	0,35

Transferencia [MW]	L CHANGOS > CARDONES	890
	MAITENCILLO > P. AZUCAR	1554
	P AZUCAR > POLPAICO	1549
	POLPAICO 500 > 220kV	691
	POLPAICO > A JAHUEL	814

Generación	Hidráulica	16%
	Térmica	51%
	Eólica	4%
	Solar	29%
	Total [MW]	7376

*No contempla a el CC de mayor despacho (SAN ISIDRO2 H=3426 MVAs)

Tabla 7-24 – Resumen escenario MIN-H-SIC

Sobre este escenario, se simula la pérdida del ciclo combinado San Isidro II con 393MW. La Figura 7-35 presenta las variables sistémicas durante los primeros segundos, de donde puede apreciarse una respuesta transitoria satisfactoria, aún con una mayor pendiente sistémica de la frecuencia. En estas condiciones se aprecia que, producto de la menor inercia, actúan tanto escalones de EDACxBF del SING (49,0Hz y 48,9Hz) como del SIC (48,9Hz), por un monto total de 240 MW. Se observa también la excitación del modo SING-SIC, el cual se amortigua satisfactoriamente luego del transitorio inicial.

En línea con lo presentado en el análisis anterior, la Figura 7-37 muestra las frecuencias y ángulos de las distintas unidades durante los primeros segundos. Conforme a lo previsto, en este caso las unidades del SIC se desaceleran inicialmente en mayor medida que las del SING, producto de la cercanía con el desbalance. No obstante, no se observa que este efecto derive en una inestabilidad angular de las áreas.

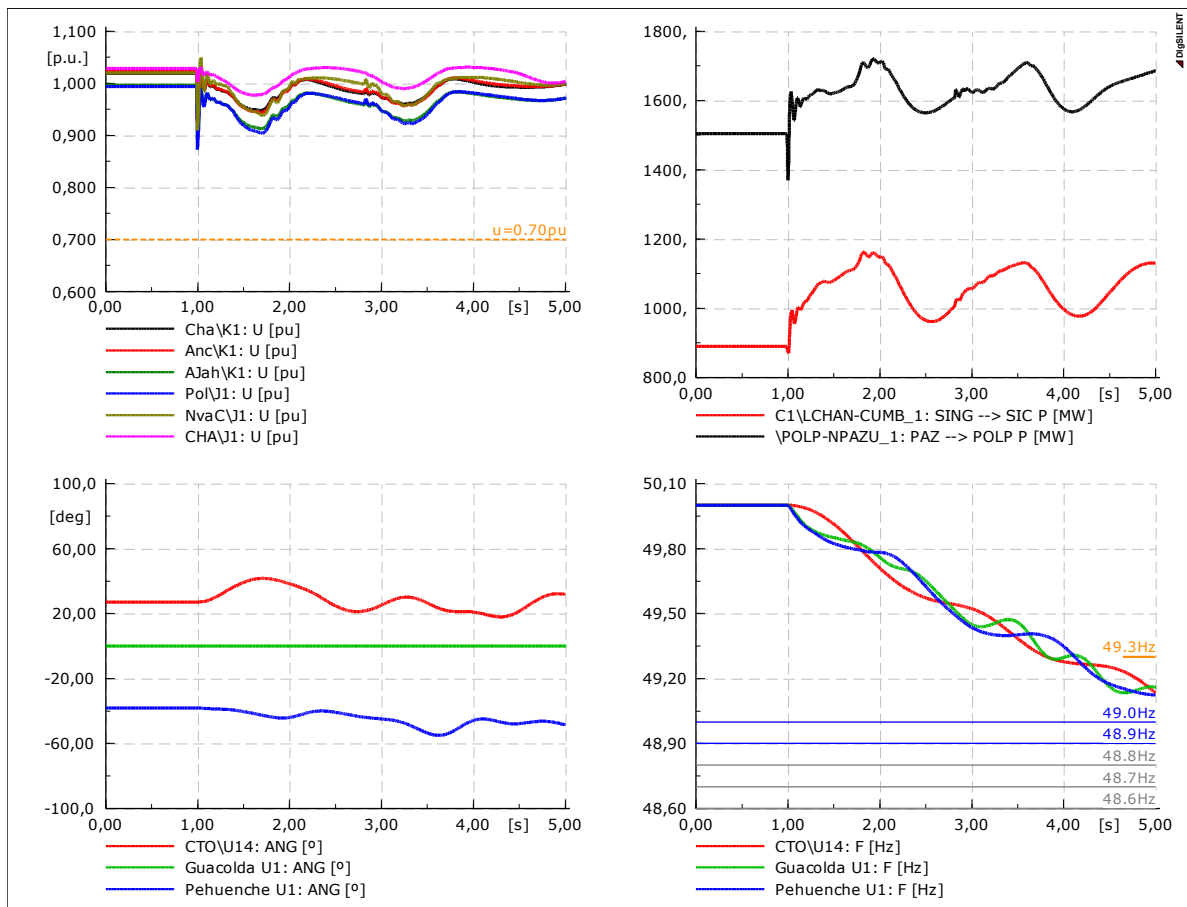


Figura 7-35 – Caso MIN-SIC – Pérdida CC SAN ISIDRO 2 - 393MW – Detalle

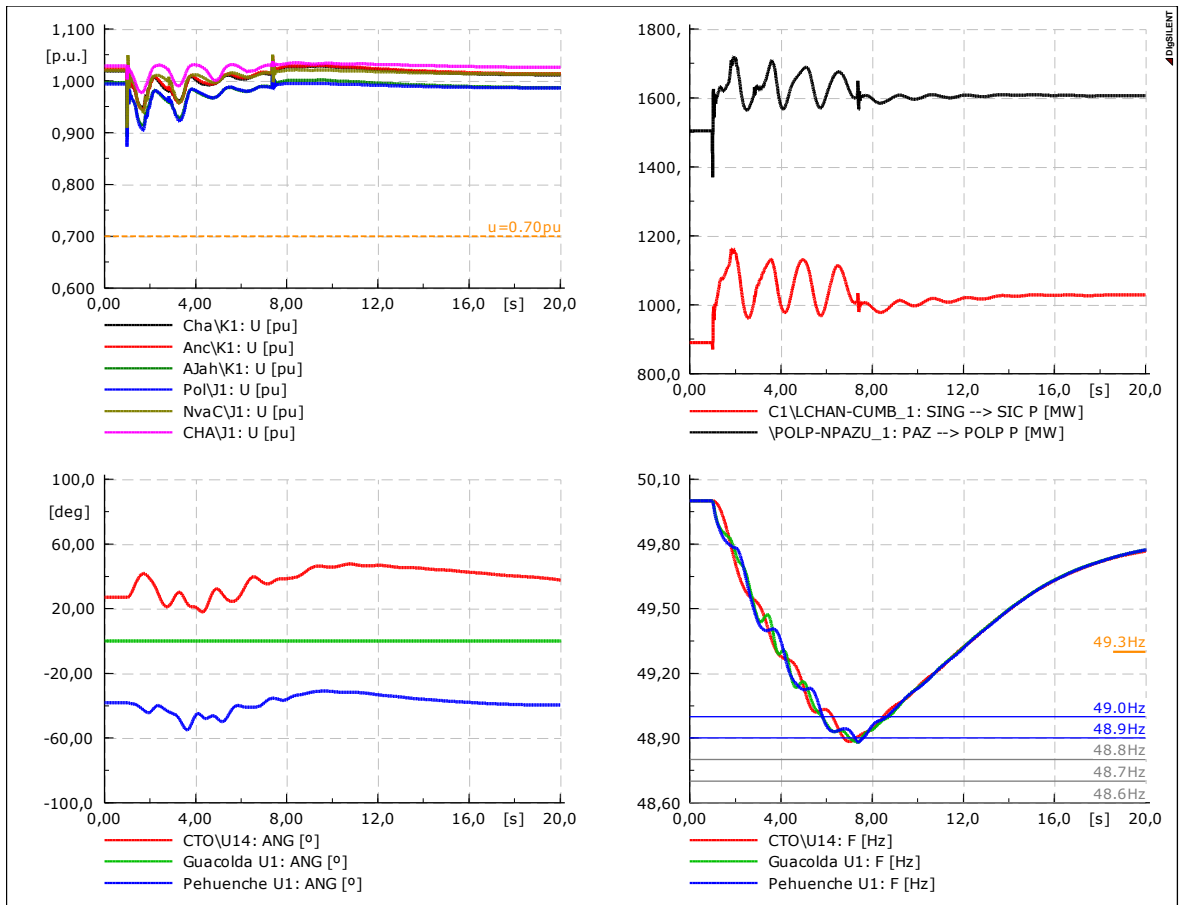


Figura 7-36 - Caso MIN-SIC - Pérdida CC SAN ISIDRO 2 - 393MW - 20seg.

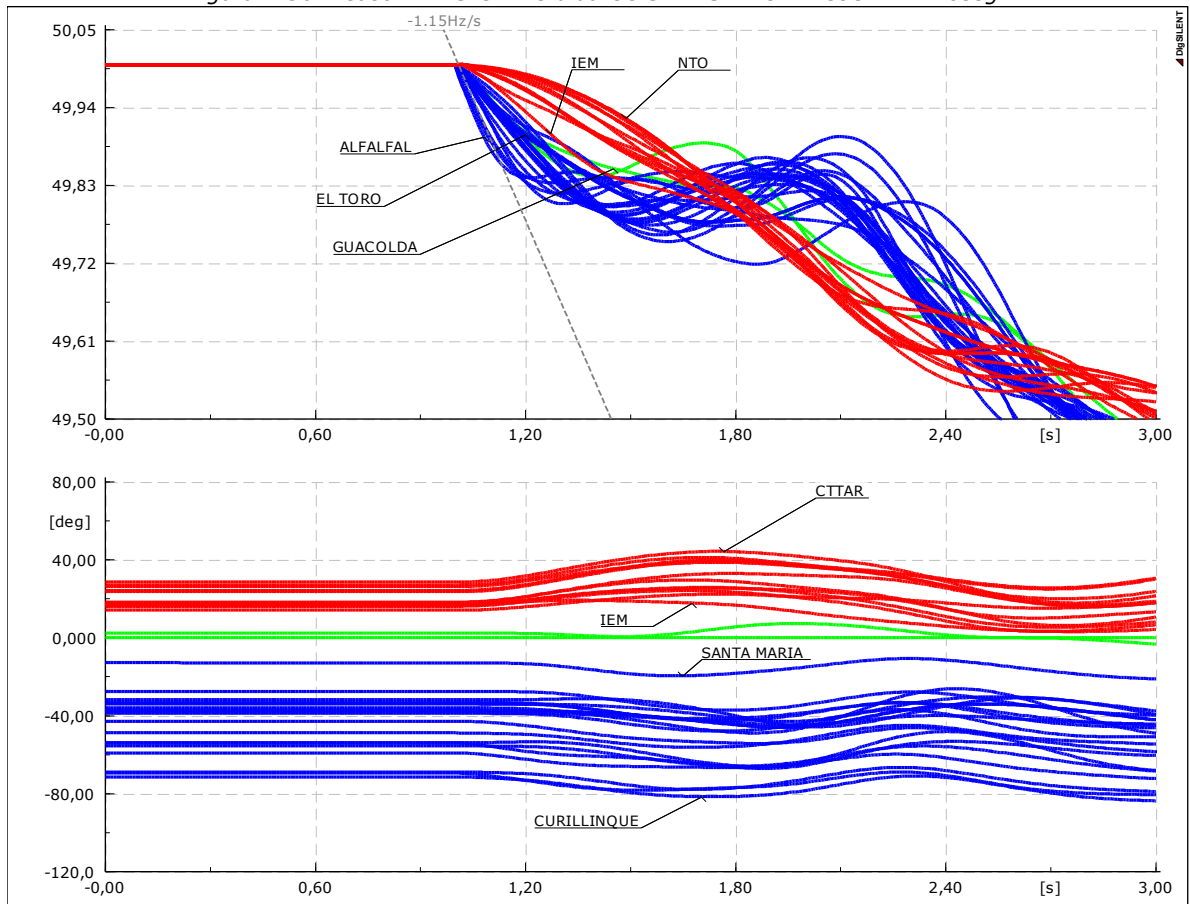


Figura 7-37 - Caso MIN-H-SIC - Pérdida CC SAN ISIDRO 2 - 393MW - Frecuencia y ángulos por área

Siendo que los cortes de carga podrían favorecer no sólo la estabilidad en frecuencia sino también la angular (principalmente los del SIC), se simula el mismo evento deshabilitando los EDACxBF. Conforme se pone en evidencia en la Figura 7-38, incluso sin la desconexión de carga el sistema resulta transitoriamente estable (angular/tensión), requiriéndose el corte de carga para la correcta recuperación de la frecuencia por encima de los 49,3Hz.

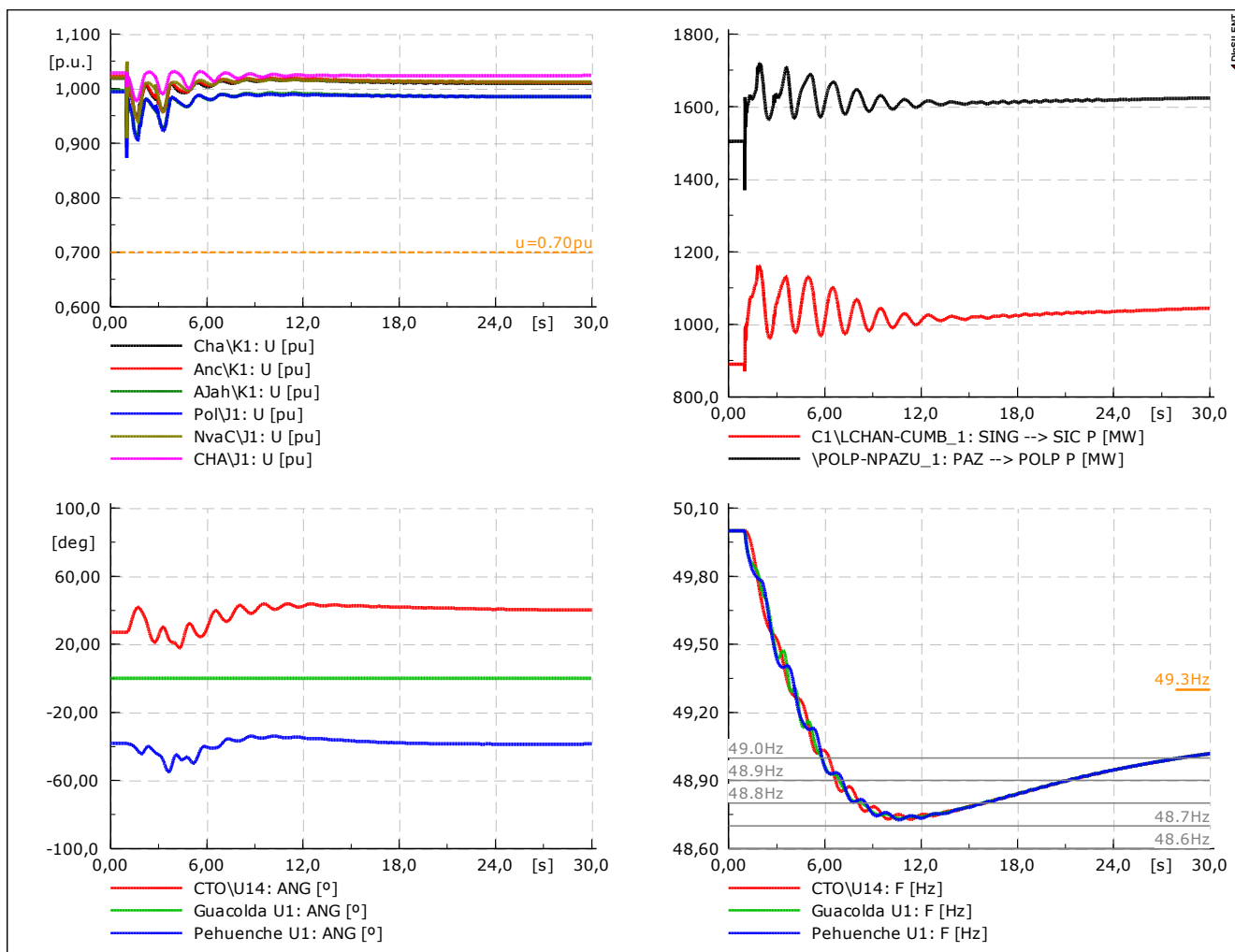


Figura 7-38 – Caso MIN-SIC – Pérdida CC SAN ISIDRO 2 - 393MW – SIN EDAC

Como puede apreciarse en este, incluso en un escenario muy exigente, donde el SIC cuenta con una inercia post-contingencia mínima de **8572 MVAs** (POLPAICO al sur) y transferencias al límite en el corredor LOS CHANGOS → POLPAICO 500kV, se encuentra una respuesta transitoria y un establecimiento post-contingencia satisfactorio.

Se hace notar que el escenario validado es extremo, siendo que prácticamente no contempla el despacho de unidades térmicas de relevancia en condiciones de hidrología seca (e.g. polo de generación Ventanas o San Luis, salvo el CC SAN ISIDRO que se desvincula).

7.5 Cont. Simple - Desbalances menores – Probabilidad de ocurrencia

La metodología actual para la evaluación técnica del desempeño del control de frecuencia ante contingencias simples se basa en fallas de severidad 5 (desconexión de la unidad de mayor tamaño) en los escenarios más exigentes. Sobre estos casos se verifica que la evolución de la frecuencia permanezca dentro de los límites de frecuencia mínima (48,3Hz) y de restablecimiento post-contingencia (49,3Hz). Sobre la base de esta metodología, se determinan los montos técnicos mínimo de reserva, que permiten una adecuada respuesta contemplando la posible actuación de EDACxBF. Esta información, junto con los análisis económicos de reserva óptima definen la reserva mínima a utilizar en el sistema.

Si bien esta metodología permite la definición de reserva mínima óptima y su validación dinámica, no permite cuantificar la probabilidad que, con determinado monto de reserva y dado un set de generadores operativos, se produzcan cortes de carga. Asimismo, este procedimiento puede dar lugar a situaciones no consistentes como las presentadas en el apartado 7.3.2, donde se validan dos montos mínimos de reserva (200MW y 150MW), no siendo válido un monto intermedio (185MW), producto de la dependencia de este monto con la actuación de los cortes de carga.

En este contexto, se plantea conceptualmente una metodología complementaria para la determinación y cuantificación del monto técnico mínimo de reserva, para una futura evaluación una vez que los sistemas se hayan integrado y se tenga experiencia real de la operación.

De forma sintética, la metodología alternativa propone establecer un grado de ponderación de la probabilidad que una contingencia simple derive en la activación de EDACxBF (“Índice de confianza”). Esto, contemplando que una gran cantidad de desbalances de generación son menores a las de severidad 5 y el sistema no opera permanentemente en escenarios de mínima inercia (criterios de diseño actuales). A modo de ejemplo, las siguientes figuras muestran la evolución de la frecuencia ante distintos desbalances, contemplando:

- Inercia Baja (29275 MVAs) y Alta (68279 MVAs)
- Distintos montos de reserva 200MW → 250MW → 300MW
- Distintos montos de desbalance 50MW → 393MW

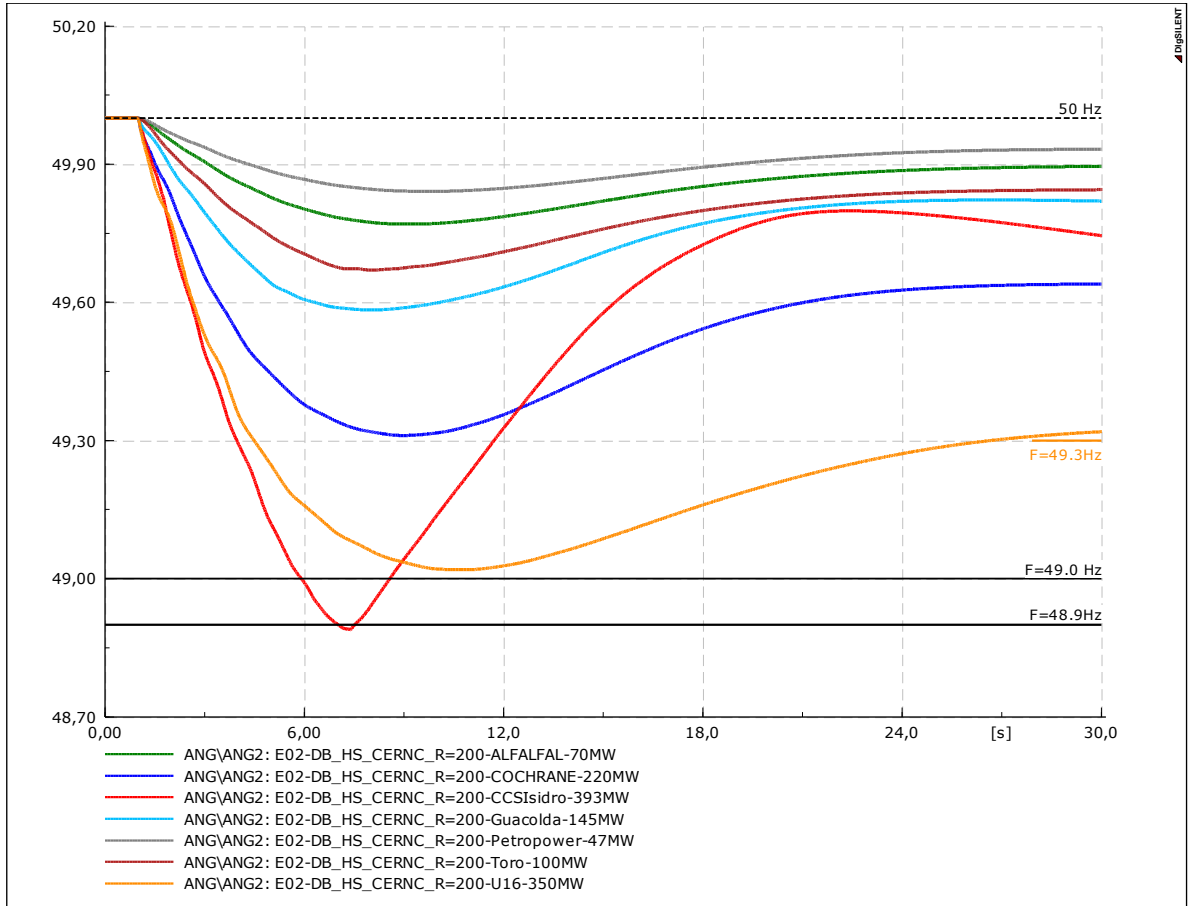


Figura 7-39 - Demanda Baja con ERNC - Reserva:200MW

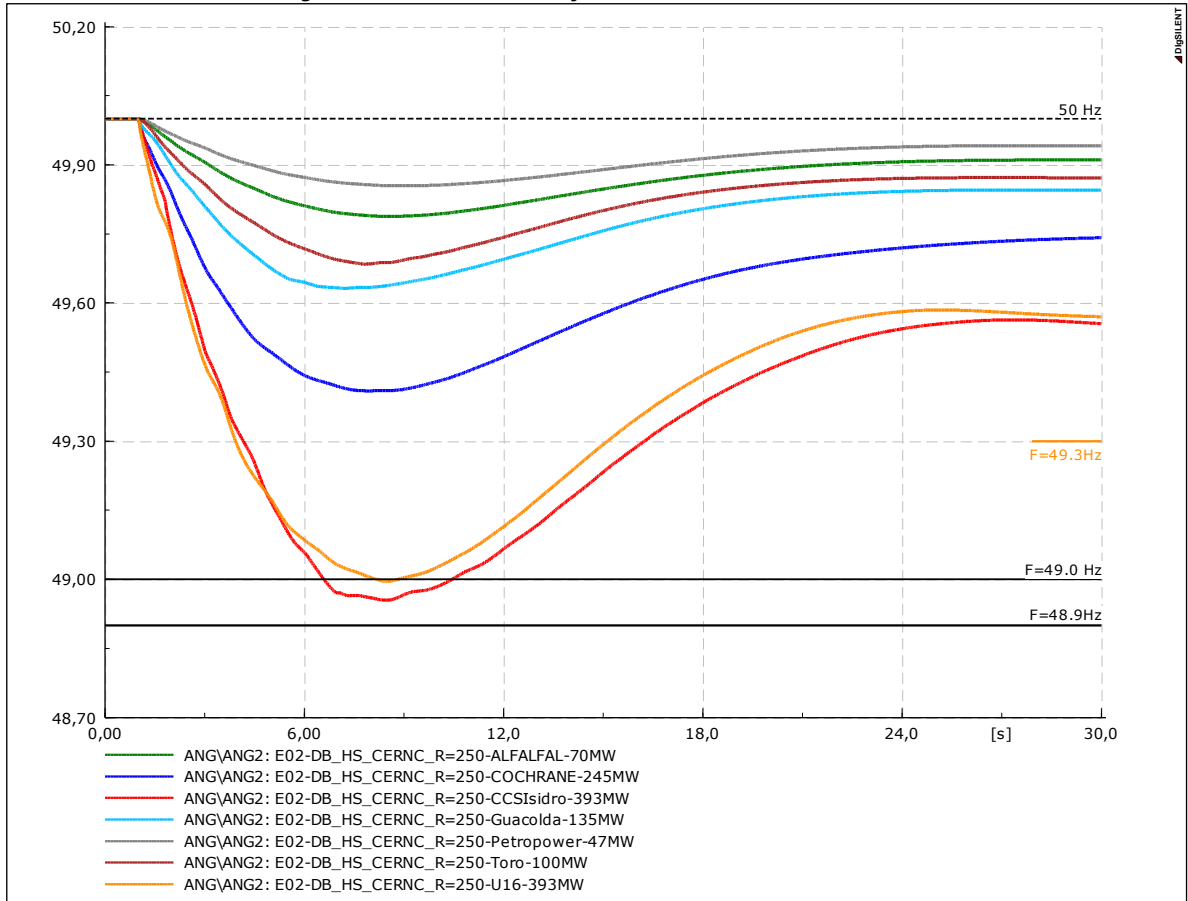


Figura 7-40 - Demanda Baja con ERNC - Reserva:250MW

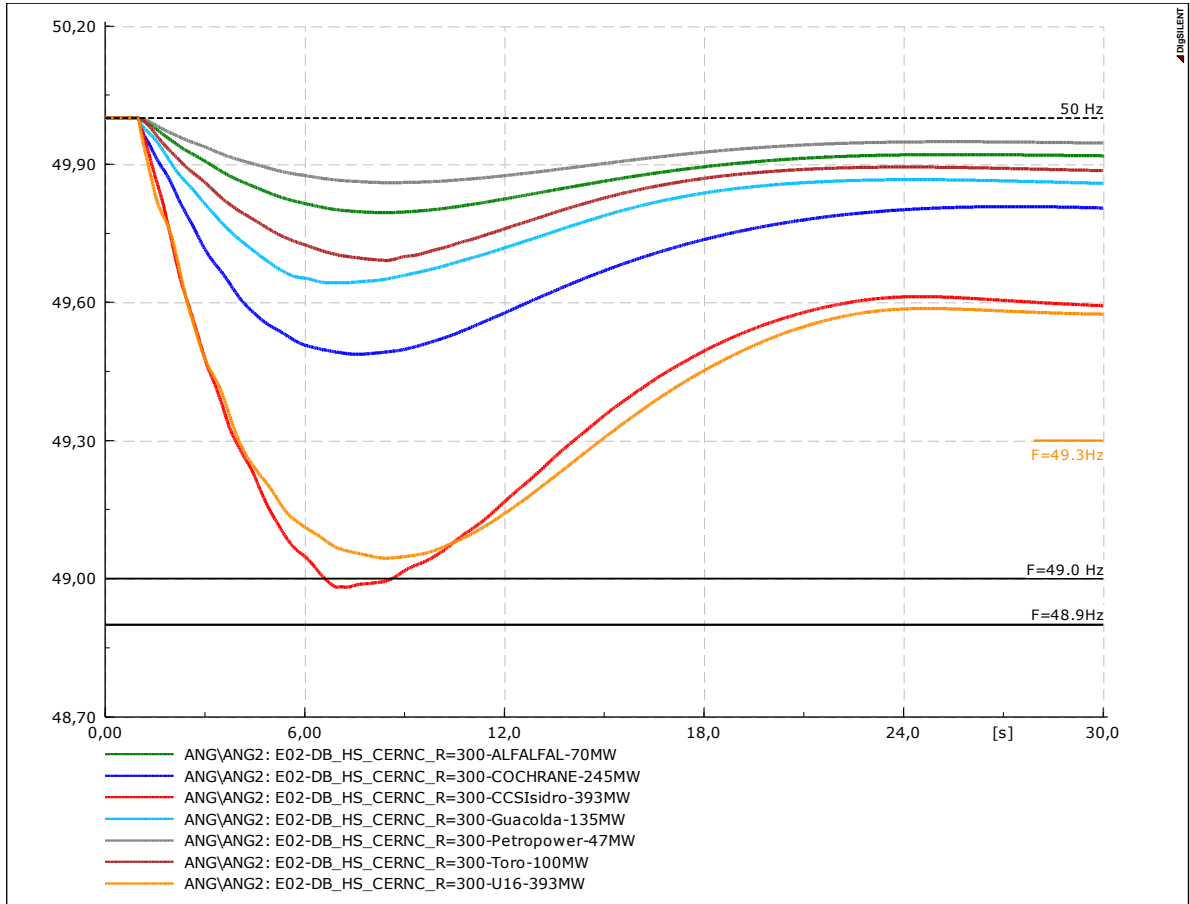


Figura 7-41 - Demanda Baja con ERNC - Reserva:300MW

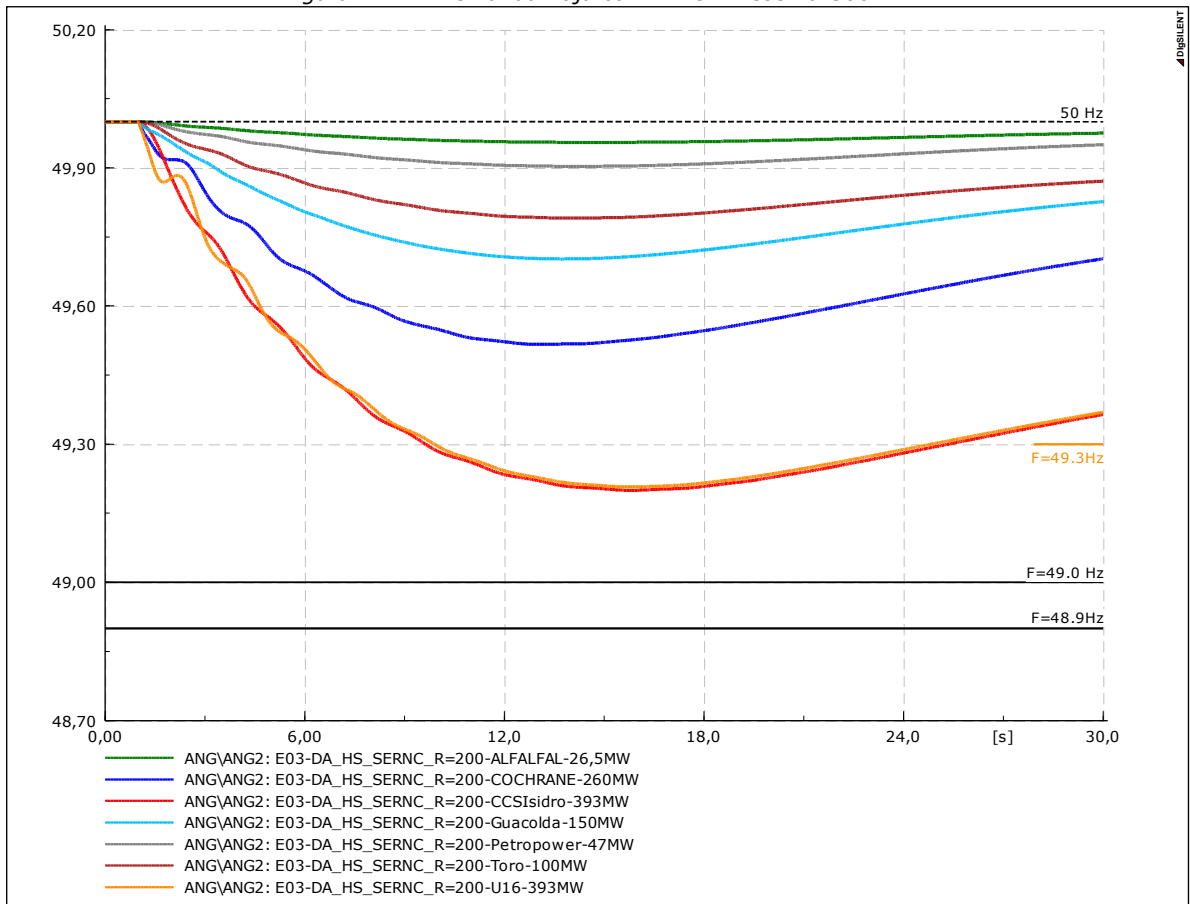


Figura 7-42 - Demanda Alta sin ERNC - Reserva:200MW

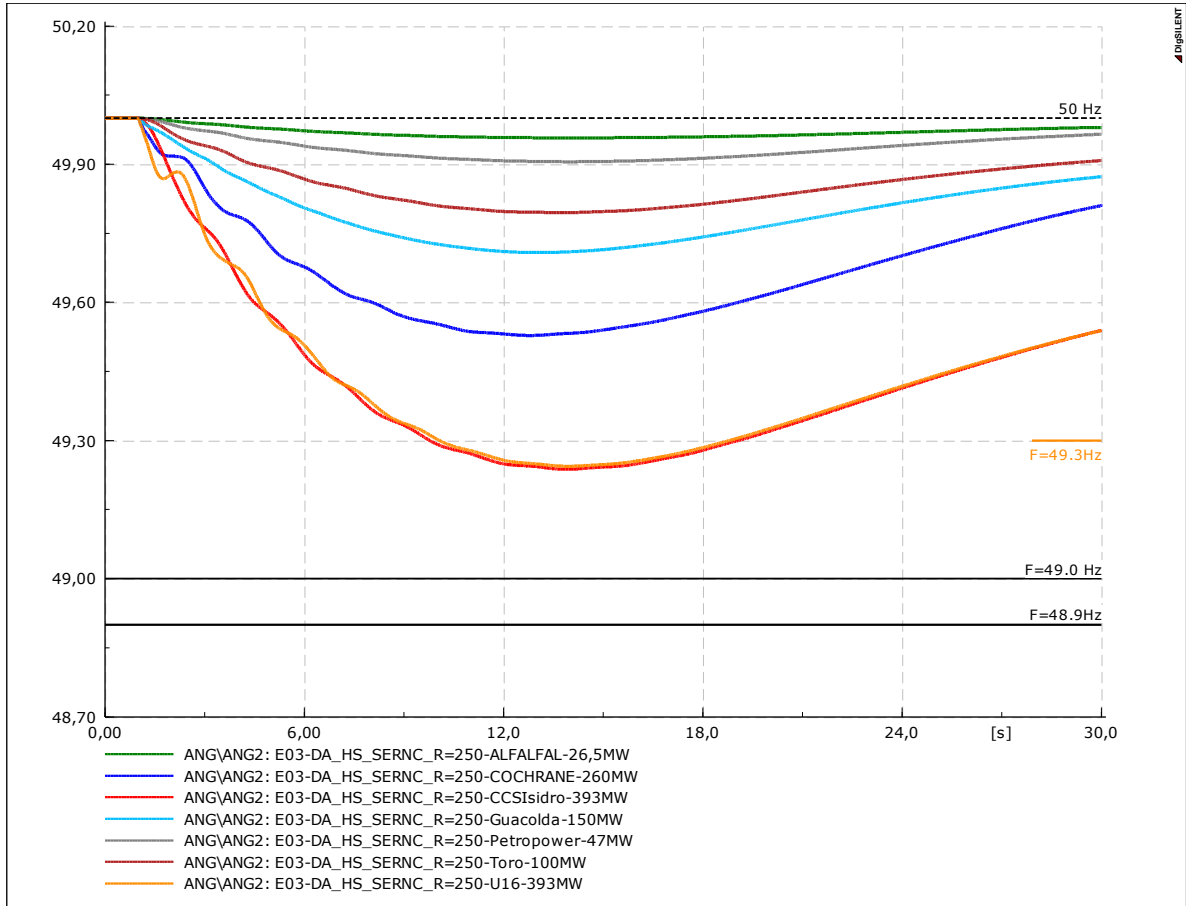


Figura 7-43 Demanda Alta sin ERNC – Reserva:250MW

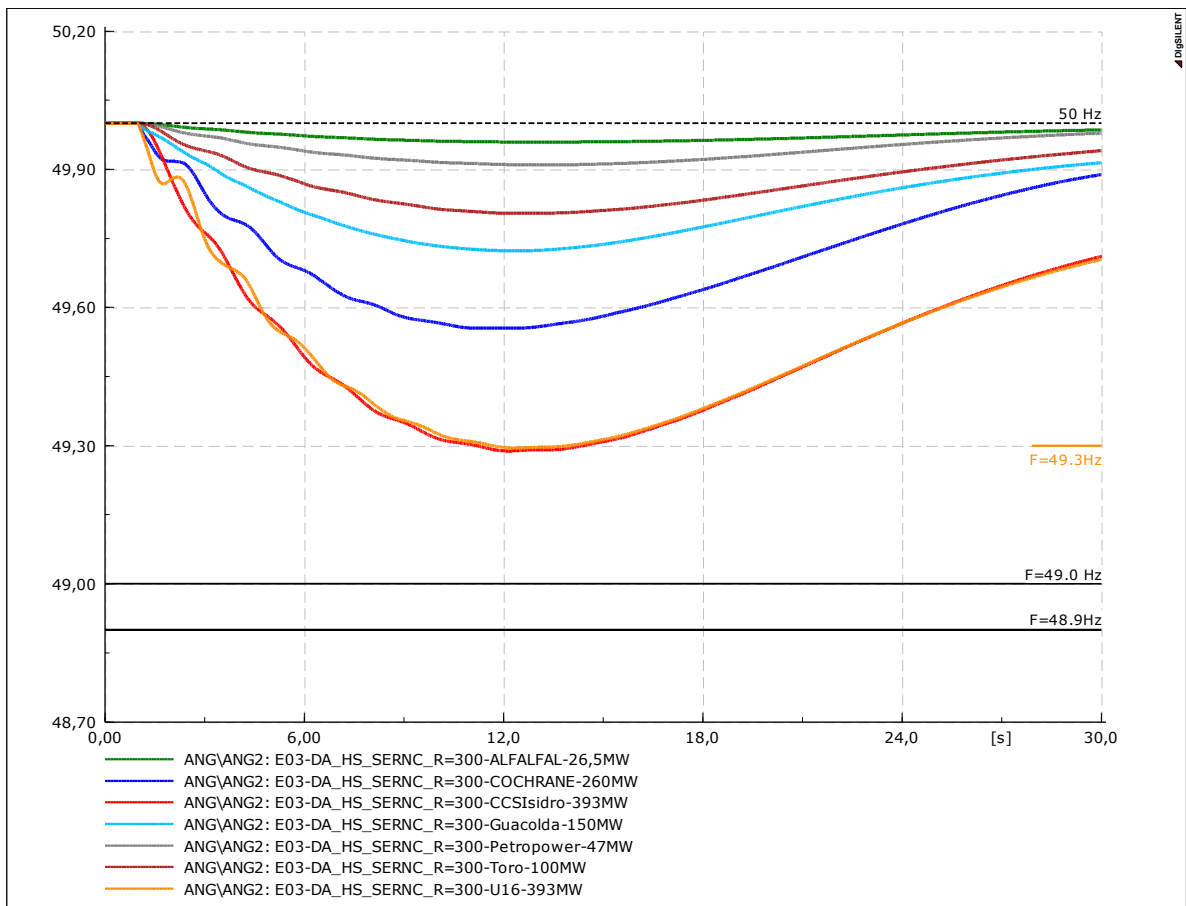


Figura 7-44 - Demanda Alta sin ERNC – Reserva:300MW

Para determinar el Índice de confianza asociado a un determinado monto de reserva, se deberá construir una tabla de "probabilidad de falla acumulada". Esta tabla se obtendrá tomando las tasas de falla de las unidades generadoras y estará ordenada en forma ascendente por potencia nominal desvinculada. A modo **de ejemplo** se muestra el formato de esta tabla (valores genéricos para un sistema de 10 generadores).

Generador	Pnom	fallas/año	MTBF [h]	lambda	R(t)	f(t)=1-R(t)	A	acum(A)
1	101	9,6084	911,7	0,00109685	0,998904	0,001096	0,290301	0,290301
2	108	0,8000	10950,0	9,1324E-05	0,999909	0,000091	0,024183	0,314484
3	120	6,6000	1327,3	0,00075342	0,999247	0,000753	0,199442	0,513925
4	126	3,7500	2336,0	0,00042808	0,999572	0,000428	0,113337	0,627263
5	149	0,0360	24333,3	4,1096E-06	0,999996	0,000004	0,001088	0,628351
6	199	10,0530	871,4	0,0011476	0,998853	0,001147	0,303726	0,932077
7	218	0,2000	43800,0	2,2831E-05	0,999977	0,000023	0,006046	0,938123
8	273	1,0000	8760,0	0,00011416	0,999886	0,000114	0,030228	0,968351
9	294	0,2171	40350,1	2,4783E-05	0,999975	0,000025	0,006563	0,974913
10	404	0,8299	10555,5	9,4737E-05	0,999905	0,000095	0,025087	1,000000

$R(t)$ Confiabilidad (probabilidad de que siga funcionando después de t)
 $f(t) = 1 - R(t)$ Probabilidad de que falle antes de t
 $A = f(t)/suma(f(t))$ Probabilidad de que falle el generador X sabiendo que uno ha fallado
 $acum(A)$ Es la probabilidad de que falle un generador de X MW o menos
 $MTBF (h)$ Es el tiempo medio entre fallas o "Mean Time Between Faults"

A partir de estos datos, se realizará un barrido de simulaciones dinámicas con el objetivo de determinar el monto mínimo de desbalance que provoca la actuación de EDACxBF para determinado monto de reserva y escenario bajo análisis. De esta forma, se asociará al monto de reserva contemplado el índice de confianza, el cual indicará un nivel de seguridad de operación del sistema. A modo de ejemplo:

- Un índice del 100%, indica que el 100% de las perturbaciones más probables (contingencias simples) pueden ser toleradas en todos los escenarios sin actuación del EDACxBF. En el caso de los resultados del apartado 7.3.2, esto vale para un nivel de reserva mayor a 250MW, puesto a que la pérdida de la unidad más grande (severidad 5) en el escenario más exigente (mínima inercia) no provoca actuación de EDACxBF.
- Un índice menor (e.g. 90%), indica que existen contingencias de grandes desbalances (e.g. 10% de los casos) que pueden dar lugar a la operación del EDACxBF.

Notar que en todos los casos deben verificarse los parámetros de desempeño de la NTSyCS, conforme a lo actualmente realizado (excursión de la frecuencia), sin embargo, se cuenta con un dato adicional referido a la posibilidad de que exista una pérdida de suministro ante una falla simple, basado en simulaciones dinámicas, las cuales son más representativas que el análisis estático propio del estudio económico.

7.6 Fluctuaciones instantáneas

En el presente apartado se analiza el comportamiento del sistema ante variaciones de demanda reales del SING. Para esto, se extrae un fragmento de 20 minutos del día 1/3/16 a las 9:00hs, donde se toma el registro de potencia total y frecuencia del sistema.

En primera instancia, a modo de validación, se analiza el comportamiento del SING aislado y posteriormente se analizan los efectos de la interconexión.

7.6.1 SING aislado

En la siguiente figura se presenta la demanda registrada y simulada, la frecuencia registrada y simulada, junto con los resultados de potencia eléctrica y de turbina total de los generadores. De esta gráfica se aprecia la correcta representación de las variaciones y una validación del control de frecuencia global del SING. Al respecto se aprecia que si bien existen diferencias entre la frecuencia simulada y registrada, las mismas se asocian a comportamientos del tipo secundario (manual) no representados en el simulador. No obstante, las amplitudes de las variaciones registradas y simuladas son similares.

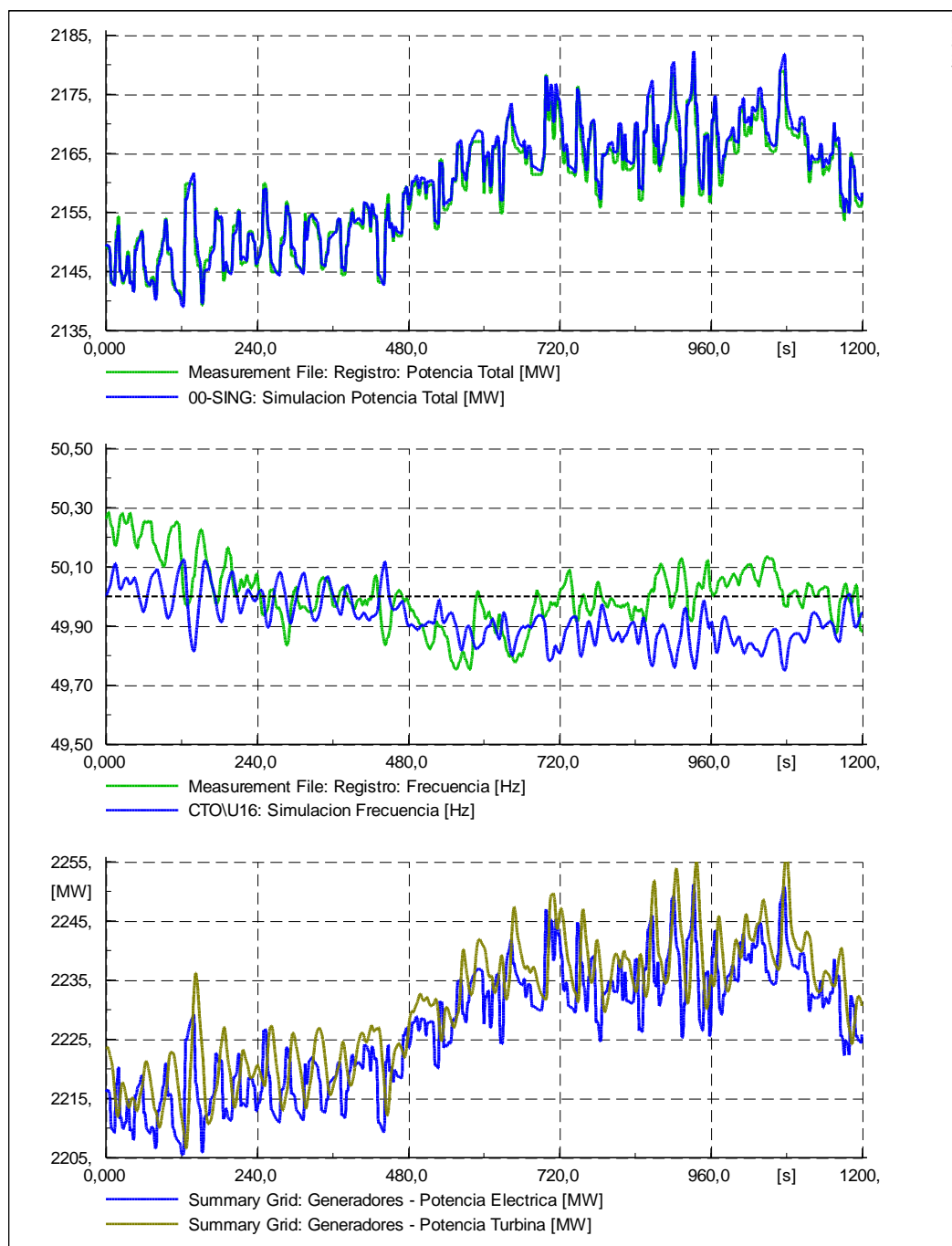


Figura 7-45 – Análisis de variaciones instantáneas – SING aislado

7.6.2 Interconexión SIC+SING

Tomando el mismo registro de variaciones de demanda, se contempla aquí la simulación estando el SING interconectado con el SIC.

De la siguiente figura se puede apreciar la notable reducción en las fluctuaciones de la frecuencia (notar cambio de escala). Asimismo, de la última sub-gráfica, se aprecia que sólo una mínima fracción de estas fluctuaciones son tomadas por unidades del SING (mínima variación de la potencia de turbina total) siendo la mayor parte asumidas por unidades del SIC.

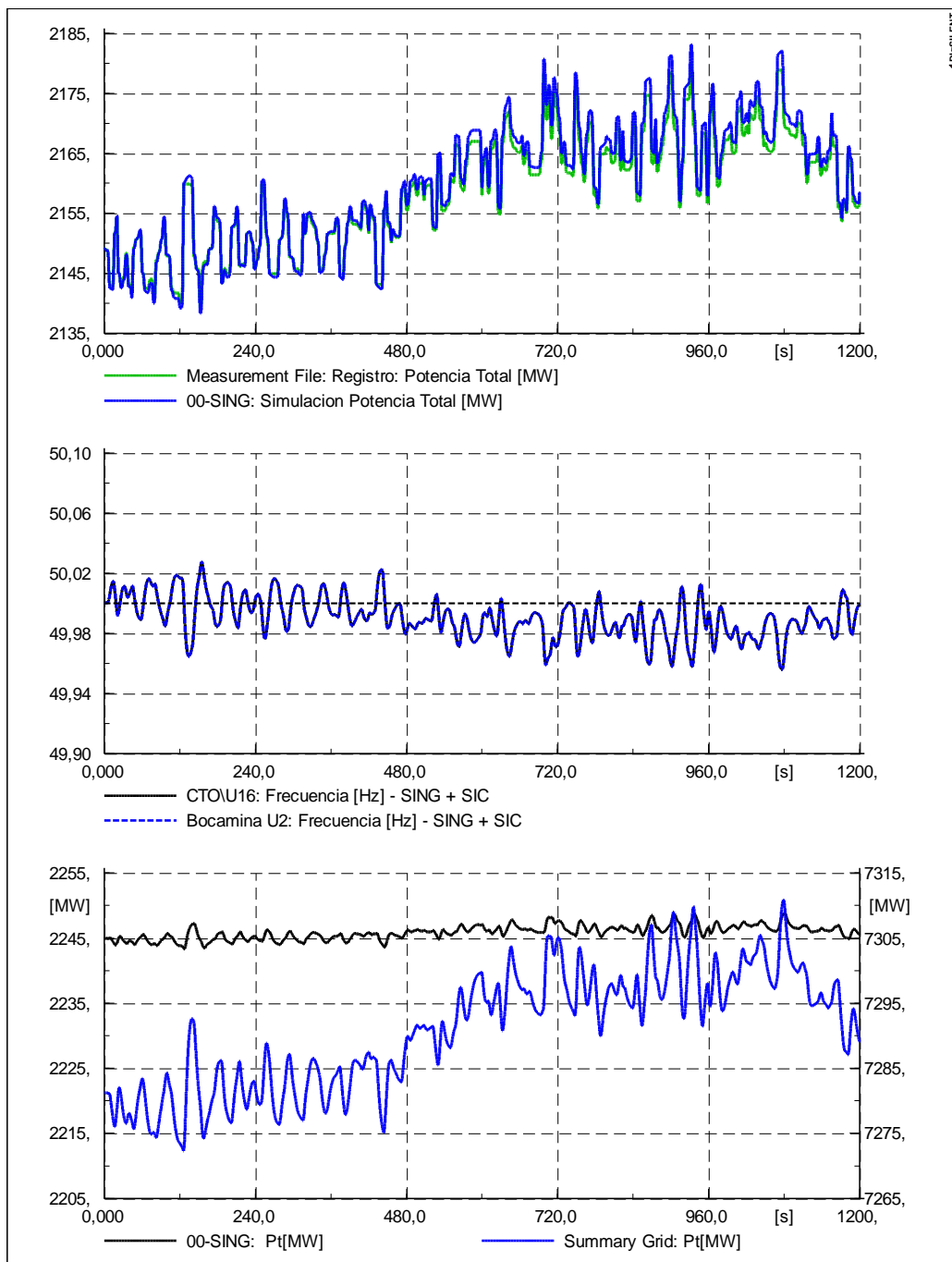


Figura 7-46 – Análisis de variaciones instantáneas – SING + SIC

A continuación se comparan las frecuencias y potencias de turbina del SING para ambos casos y se presenta la transferencia SING → SIC, confirmando lo previamente indicado.

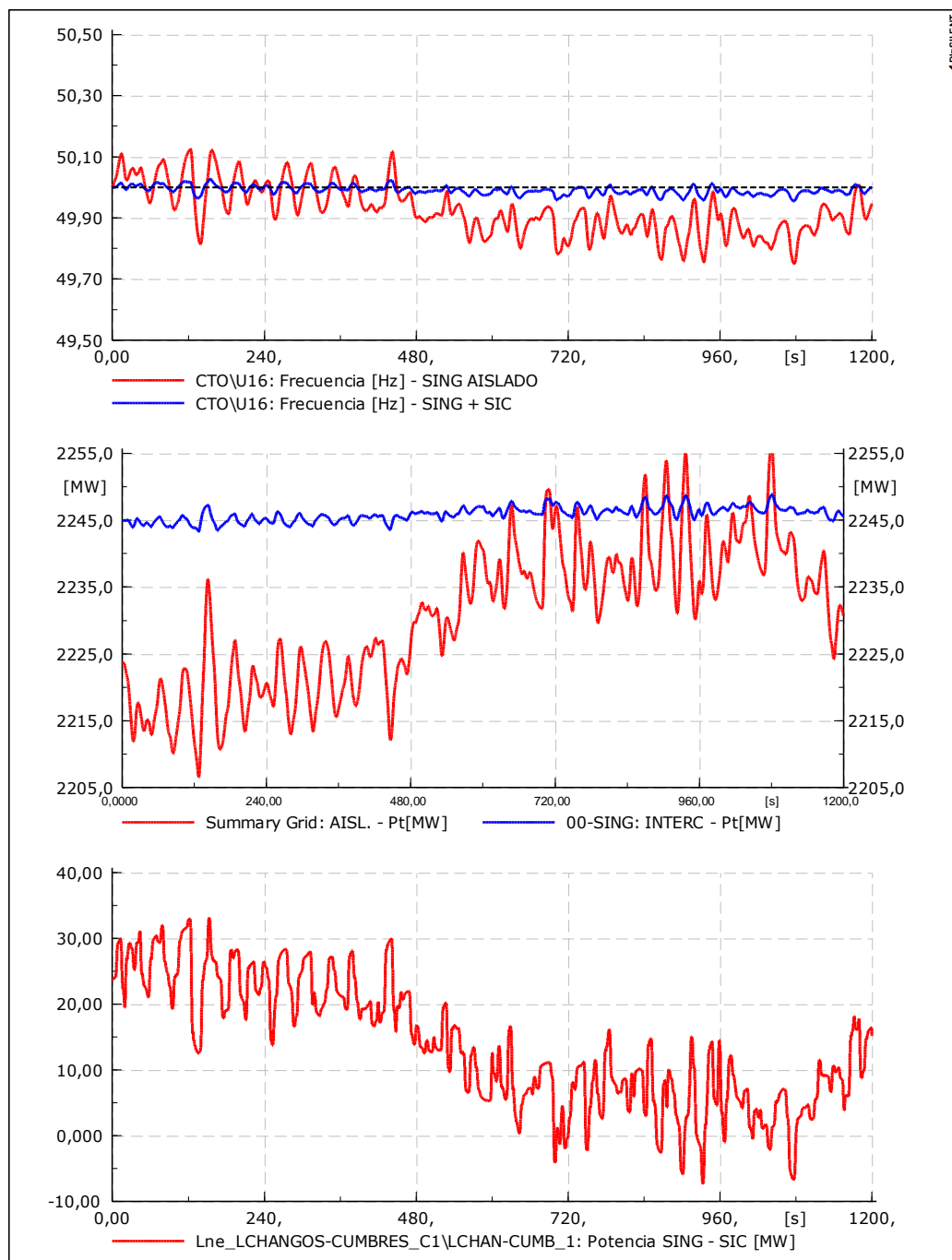


Figura 7-47 – Análisis de variaciones instantáneas – SING + SIC

La principal razón por la que gran parte de las fluctuaciones del SING se derivan al SIC se debe a que muchas de las principales unidades reguladoras del SING cuentan con una banda muerta excesivamente grande y que no resulta compatible con los desvíos de frecuencia que experimentará el sistema una vez que se encuentre interconectado. Como referencia se observa que la unidad

ANGAMOS (BM 150mHz) prácticamente no participa en el CPF cuando el sistema se encuentra interconectado.

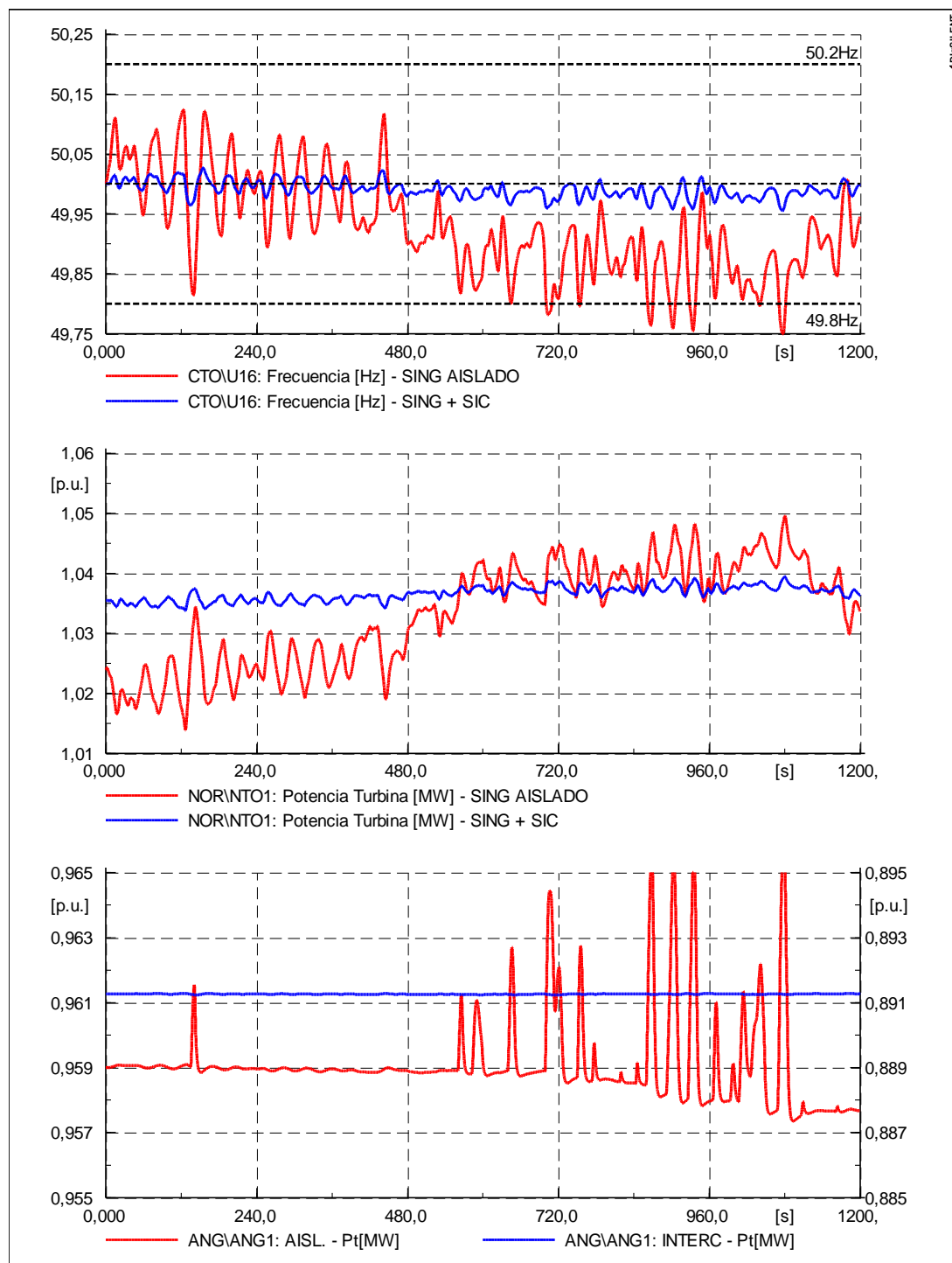


Figura 7-48 – Análisis de variaciones instantáneas – SING + SIC – Análisis Banda Muerta

En función de esto, para controlar localmente las variaciones intermitentes de consumo y evitar que tales fluctuaciones sean asumidas desde unidades del SIC, se recomienda **ajustar los controladores del SING, en particular en lo que respecta a la Banda Muerta**, de modo que cumplan con los requisitos de la NTSyCS.

Sensibilidad ajustes Bandas Muertas

A modo de ejemplo se presenta a continuación la misma simulación, ajustando las bandas muertas de ANGAMOS 1 y la U16. Como se aprecia, este leve cambio en las unidades se ve reflejado en las variaciones de potencia por el sistema de transmisión.

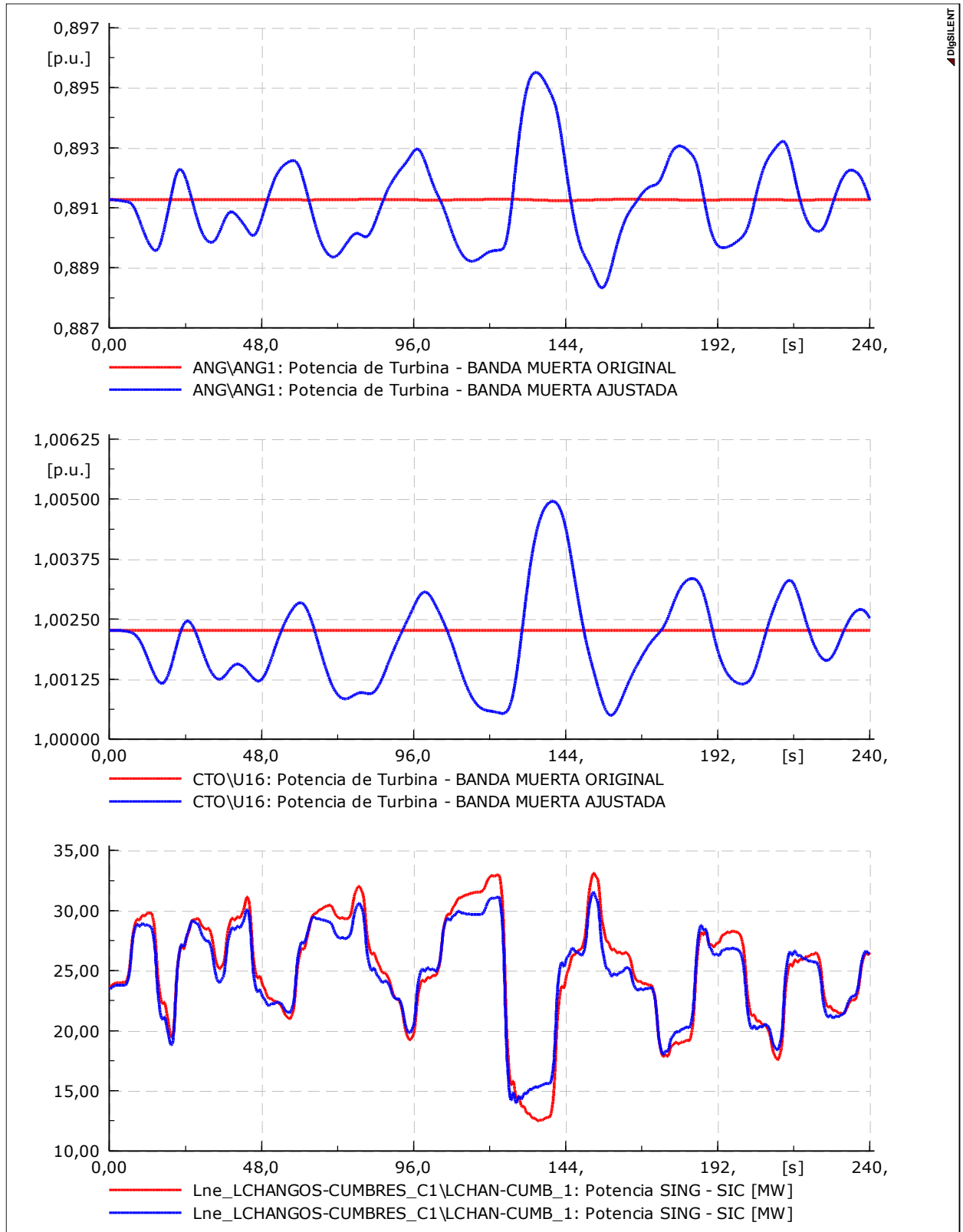


Figura 7-49 – Análisis de variaciones instantáneas – SING + SIC – Análisis ajuste Banda Muerta

7.6.3 Fuentes renovables

De forma conceptual, las fuentes renovables presentan variaciones en la potencia activa inyectada, de forma análoga a lo analizado para los consumos. Estas fluctuaciones, compuestas con las asociadas a los consumos, afectarán aún más las transferencias por el sistema de transmisión.

En el apartado 4.4.5 se presenta la metodología propuesta para el análisis conjunto de este tipo de variaciones, no obstante, se encuentra que la información actualmente disponible de los parques instalados no permite realizar un estudio conforme a lo previsto. En particular, los parques del SIC Norte se encuentran operando con restricciones, de modo que su potencia inyectada responde a las consignas (o límite) y no a la evolución natural asociada al recurso renovable disponible. A la vez, no se cuenta con los registros necesarios de potencia disponible de todos los parques y en un período suficientemente amplio.

En función de esto se recomienda registrar la "Potencia Disponible" de cada parque con tasas del orden de 5seg. para, en una segunda instancia de actualización de resultados, incorporar estas variaciones conforme a la metodología planteada.

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En función de los análisis realizados, en este capítulo se presentan las principales conclusiones y las recomendaciones de despacho mínimo y asignación recomendada de reservas para permitir una operación segura del sistema interconectado.

8.1 Inercia

Para lograr un adecuado control de frecuencia, el sistema debe tener la suficiente robustez para controlar la caída inicial de la frecuencia, de modo que la misma no descienda por debajo de 48,30Hz (Art 5-40) y, por otra parte, que no se produzca una desvinculación sincrónica de las diferentes áreas, por inestabilidad angular. A partir de los análisis de estabilidad transitoria en las condiciones de máximas transferencias por el sistema de transmisión de 500kV (NORTE → SUR y SUR → NORTE) se determina que:

- El SING deberá contar con una inercia post-contingencia mínima de **9360 MVAs** (equivalente a $\approx 1900\text{MVA} \times 5\text{seg}$). Esta inercia contempla a todas las unidades al norte de LOS CHANGOS, descontando la del generador de mayor despacho (U16 con 393MW como falla de severidad 5). Como referencia, para lograr esta inercia se consideran despachadas las unidades indicadas en la Tabla 8.1. Respecto al SIC norte el caso testigo contempla el despacho de cuatro unidades Guacolda. No obstante, se verifica el aceptable desempeño (límite) ante una falla de severidad 5 sin despacho de estas unidades.

Unidades SING			Unidades SIC NORTE		
Nombre	S [MVA]	H[s]	Nombre	S [MVA]	H[s]
U16	500	6.1	Guacolda U1	176.5	4.3
ANG1	330	4.8	Guacolda U2	176.5	4.3
CTH	210	4.2	Guacolda U4	178.8	5.0
CTTAR	186	6.1	Guacolda U5	181.2	4.5
CTA	210	4.2			
CTM1	176.5	4.1			
CTM2	197.3	6.9			
NTO1	156.5	4.5			
NTO2	156.5	4.5			
U14	147	5.3			
U15	147	4.1			

INERCIA	
ZONA	SxH [MVAs]
SING*	9361
ATACAMA	3222
SIC (resto)	29048
TOTAL	41474

*No contempla a la unidad de mayor despacho (U16 H=3065 MVAs)

Tabla 8.1 – Unidades mínimas zona norte

- En el caso del SIC, se encuentra una respuesta transitoria aceptable sobre un escenario extremo de inercia post-contingencia mínima de **8572 MVAs** (equivalente a $\approx 1700\text{MVA} \times 5\text{seg}$). Esta inercia contempla a las unidades al sur de POLPAICO, descontando la del

generador de mayor despacho (CC San Isidro 2 con 393MW como falla de severidad 5). El escenario en cuestión, contempla un 33% de generación ERNC y la operación de un conjunto mínimo de unidades en el SIC que puede abastecer la demanda correspondiente. Este caso cuenta una inercia significativamente menor a lo previsto de los escenarios de Programación a Corto Plazo (PCP), de modo que la inercia de esta área se satisface de forma natural por la operación económica.

Siendo que los requerimientos de inercia mínima (SING) se encuentran asociados a fenómenos de inestabilidad angular entre las áreas, el mejoramiento del soporte de tensión (controles dinámicos en parques ERNC, equipos CERS/STATCOMs/SVCPlus y/o las obras de transmisión proyectadas) podrá reducir esta exigencia.

8.2 Control Primario – Fluctuaciones aleatorias instantáneas

Conforme a los resultados presentados en el apartado 6.4 se prevé un requisito de reserva primaria para seguimiento de variaciones aleatorias total (demanda + ERNC) de $\pm 73\text{MW}$. Esta reserva debe ser asignada a unidades con reducida banda muerta, de modo que puedan seguir correctamente las variaciones de demanda dentro de la banda de $\pm 200\text{mHz}$. Al mismo tiempo, debe estar distribuida geográficamente, de modo que las fluctuaciones locales no sean transportadas a lo largo del sistema de transmisión.

Reserva SING

Del apartado 6.4 se determina que las variaciones de demanda del SING se encuentran en el orden de $\pm 18\text{MW}$, de modo que se establece que como mínimo debe disponerse de tal monto de reserva para fluctuaciones. Por otra parte, en condiciones de mínima demanda, el SING representa un 30% de la demanda total del sistema, de modo que se recomienda que al menos el 30% de la reserva total ($\pm 22\text{MW}$) se encuentre localizada en esta región del sistema.

A partir de los resultados del apartado 7.2, se genera un ranking de unidades más propicias para realizar esta regulación tomando en consideración su costo marginal (en correspondencia con la frecuencia en que la unidad se encuentre despachada en los escenarios PCP) y el aporte de potencia para un escalón de -200mHz encontrándose operando a una potencia del 90%.

De la Tabla 8.2 se aprecia que se requiere de al menos las primeras 6 unidades para alcanzar el mínimo aporte propuesto y de las primeras 9 para alcanzar el monto recomendado, con un mínimo margen de seguridad. Al respecto vale destacar que:

- La fracción de aporte considera que las unidades se encuentran operando en 90% de su potencia máxima, no obstante la mayoría de las unidades seleccionadas pueden proveer tal reserva incluso hasta un despacho del 97,5% (ver detalle en Tabla 7.6).

- En general las unidades seleccionadas forman parte del despacho habitual, no obstante se recomienda la adecuación NTSyCS de los reguladores de velocidad de las restantes unidades, principalmente ANGAMOS y la U16, puesto a que son unidades normalmente despachadas (PCP). Esto, no sólo mejorará el desempeño, sino que permitirá mayor flexibilidad ante la indisponibilidad o la no participación del despacho (económico) de alguna de las unidades propuestas.

Nº	Unidad	Generador					Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$			Requerimiento	
		TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	Pmax (BASE)	BM [mHz]	Fraccion	[MW]	Acumulado	Mínimo Límite	Mínimo Recomendado
1	U14	coal	147	125	1.021	✓ 0	3%	3.7	3.7		
2	CTM2	coal	197	168	0.931	✓ 0	3%	4.5	8.2		
3	NTO1	coal	157	133	1.061	✓ 0	2%	3.0	11.2		
4	NTO2	coal	157	133	1.061	✓ 0	2%	3.0	14.1		
5	CTM1	coal	177	150	0.962	✓ 0	2%	3.0	17.1		
6	CTTAR	coal	186	158	0.928	! 25	2%	3.0	20.1		
7	U13	coal	92	78	0.990	✓ 0	2%	1.5	21.6		
8	U12	coal	92	78	0.990	✓ 0	2%	1.5	23.0		
9	U15	coal	147	125	0.968	! 25	2%	1.9	24.9		
10	ANG2	coal	330	281	0.939	✗ 150	0%	1.2	26.2		
11	ANG1	coal	330	281	0.939	✗ 150	0%	1.2	27.4		
12	CTA	coal	206	165	0.970	✓ 0	0%	0.2	27.6		
13	CTH	coal	206	165	0.970	✓ 0	0%	0.2	27.9		
14	CTM3-TG	gas	185	157	1.012	✗ 150	2%	2.4	30.3		
15	U16	gas	500	400	1.013	✗ 300	0%	1.4	31.7		
16	TGTAR	gas	28	22	1.000	! 50	4%	0.9	32.7		
17	TG1	gas	28	24	1.000	! 50	4%	0.9	33.6		
18	TG3	gas	45	38	0.875	! 50	4%	1.2	34.8		
19	TG1A	gas	165	140	0.807	! 50	3%	3.4	38.2		
20	TG2A	gas	165	140	0.807	! 50	3%	3.4	41.6		
21	TG2B	gas	165	140	0.807	! 50	3%	3.4	45.0		
22	TG1B	gas	165	140	0.807	! 50	3%	3.4	48.5		

→ NTSyCS Art.3-16: Límite Banda Muerta $BM=\pm 25\text{mHz}$

Tabla 8.2 – Unidades propuestas para Variaciones CPF – SING

Reserva SIC NORTE

En línea con lo propuesto para el SING, se obtienen los requerimientos mínimos para la zona norte del SIC (ATACAMA+COQUIMBO). Esta región cuenta con una variación aleatoria total de la demanda de $\pm 13\text{MW}$, siendo la demanda de esta zona equivalente al 15% de la demanda total. En función de esto, se recomienda que como mínimo dos de las cinco unidades Guacolda provean reserva para fluctuaciones. Se destaca que en los escenarios PCP se prevé la operación económica de las cinco unidades.

Generador							Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$		
Nº	Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	Pmax (BASE)	BM [mHz]	Fraccion	[MW]	Acumulado
1	Guacolda U4	coal	179	152	0.985	✓ 0	6.9%	10.4	10.4
2	Guacolda U3	coal	179	152	0.985	✓ 0	6.9%	10.4	20.8
3	Guacolda U5	coal	181	154	0.996	✓ 0	4.1%	6.3	27.0
4	Guacolda U1	coal	177	150	1.000	! 25	6.3%	9.4	36.5
5	Guacolda U2	coal	177	150	1.000	! 25	4.7%	7.1	43.5
6	Taltal U1	gas	165	132	0.870	! 24	5.4%	6.2	49.8
7	Taltal U2	gas	165	140	0.791	! 24	4.6%	5.1	54.8

→ NTSyCS Art.3-16: Límite Banda Muerta $BM=\pm 25\text{mHz}$

Tabla 8.3 – Unidades propuestas para Variaciones CPF – SIC NORTE

Reserva SIC (Resto)

Finalmente, el resto del SIC presenta variaciones de $\pm 60\text{MW}$ y en condiciones de alta demanda representa cerca del 70% del sistema completo. En este caso, las unidades que participan del CPF y que habitualmente se encuentran despachadas son unidades hidráulicas, de modo que la reserva se asigna sobre estas unidades. En la siguiente tabla se ha contemplado el ranking en base a los [MW] de aporte para un despacho del 90% y se ha seleccionado a las unidades que cumplen al menos con la reserva requerida. Naturalmente dependiendo de la disponibilidad de agua y despacho previsto podrán participar otras unidades en la medida que se cumplan los requerimientos de reserva.

Por último, vale aclarar que existen otras unidades del SIC, incluso térmicas que tienen la capacidad de regulación (ver Tabla 7.6), no obstante sólo se han contemplado aquí a las unidades que actualmente se consideran para control de frecuencia.

Generador							Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$		
Nº	Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	Pmax (BASE)	BM [mHz]	Fraccion	[MW]	Acumulado
1	Antuco U1	hydr	160	152	1.057	✓ 0	5.9%	9.5	9.5
2	Antuco U2	hydr	160	152	1.024	✓ 0	5.6%	8.7	18.2
3	Ralco U1	hydr	402	382	1.019	✓ 0	2.2%	8.6	26.8
4	Ralco U2	hydr	402	382	1.019	✓ 0	2.1%	8.2	35.0
5	El Toro U1	hydr	105	100	1.226	✓ 0	5.0%	6.2	41.2
6	El Toro U2	hydr	105	100	1.226	✓ 0	5.0%	6.2	47.3
7	Pehuénche U1	hydr	290	276	0.975	✓ 0	2.2%	6.0	53.3
8	El Toro U3	hydr	105	100	1.226	✓ 0	4.5%	5.5	58.9
9	Rapel U1	hydr	76	72	1.260	✓ 0	5.9%	5.4	64.2
10	Rapel U2	hydr	76	72	1.260	✓ 0	5.9%	5.4	69.6
11	Rapel U3	hydr	76	72	1.260	✓ 0	5.9%	5.4	74.9
12	Rapel U4	hydr	76	72	1.260	✓ 0	5.9%	5.4	80.3
13	Rapel U5	hydr	76	72	1.260	✓ 0	5.9%	5.4	85.6
14	Pehuénche U2	hydr	290	276	0.982	✓ 0	1.7%	4.6	90.2
15	El Toro U4	hydr	105	100	1.226	✓ 0	2.8%	3.4	93.6
16	Pangue U2	hydr	240	228	1.046	✓ 20	1.2%	2.9	96.5
17	Colbún U1	hydr	250	250	0.945	✓ 0	1.0%	2.3	98.8
18	Colbún U2	hydr	220	209	1.074	✓ 0	1.0%	2.3	101.1
19	Pangue U1	hydr	240	228	1.001	✓ 20	0.7%	1.7	102.8
20	Cipreses U1	hydr	31	29	1.093	✓ 0	1.5%	0.5	103.3
21	Cipreses U3	hydr	31	29	1.093	✓ 0	1.3%	0.4	103.7
22	Cipreses U2	hydr	31	29	1.077	✓ 0	1.1%	0.4	104.1
23	Alfalfal U1	hydr	95	81	1.000	✗ 500	0.0%	0.0	104.1
24	Alfalfal U2	hydr	95	81	1.062	✗ 500	-0.1%	-0.1	104.0
25	Angostura U2	hydr	151	135	1.043	! 25	-0.4%	-0.6	103.4
26	Angostura U1	hydr	151	135	1.054	! 25	-1.3%	-1.9	101.5

→ NTSyCS Art.3-16: Límite Banda Muerta BM=±25mHz

Tabla 8.4 – Unidades propuestas para Variaciones CPF – SIC (RESTO)

8.3 Control Primario – Contingencias simples

Los análisis realizados en capítulo 7 ponen en evidencia la conveniencia de:

- Distribuir la reserva tanto en localización como en tipo de unidades, para contar con una mejor respuesta global del control primario y acotar las transferencias por el sistema de transmisión ante de desbalances importantes de demanda/generación.
- Aumentar la cantidad de unidades participantes, lo que permite reducir los requerimientos individuales de reserva y mejorar el desempeño global del control de frecuencia.

De estos puntos surge que ante la integración de ambos sistemas, deben mantenerse las unidades participantes en el control de frecuencia de ambos sistemas (incluidos los BESS) y se recomienda que se incorporen las unidades que tienen capacidad para hacerlo.

Los análisis de respuesta transitoria del control de frecuencia muestran que si ambos sistemas se integran sin realizar cambios en sus asignaciones de reserva mínima para contingencia (315MW), el sistema completo es capaz de tolerar fallas de severidad 5 sin desconexión de consumos, incluso en escenarios de mínima demanda. Asimismo, se determina que la mínima reserva que permite una respuesta satisfactoria en términos de la NTSyCS es de 200MW (admitiendo cortes de carga). El monto de reserva mínima, con el que finalmente se opere el sistema, surgirá de un proceso de optimización económica entre el mayor costo de operar las máquinas con reserva y el costo de la energía no suministrada en caso de actuación del EDAC. Este resultado de optimización siempre deberá verificar que se cumpla con la mínima reserva requerida técnicamente. A continuación se proponen las unidades y montos mínimos para la condición límite (200MW) y una condición recomendada durante los primeros períodos de operación del sistema, donde se mantienen los montos actuales de cada sistema (315MW).

Reserva SING

En relación a la distribución de la reserva, se encuentra que al menos un 30% de la reserva total para contingencias debe ser asignada en el SING, para asegurar un adecuado comportamiento de las tensiones del sistema de transmisión ante la pérdida de una unidad de dicha área, en escenarios donde la misma sea importadora. En función de esto, se presenta una propuesta referencial de unidades que mínimamente deberán participar en el CPF para poder aportar de forma efectiva la reserva requerida. Para la construcción de esta tabla se considera:

- El aporte efectivo de cada unidad considerando que opera al 90% de su potencia máxima y se presenta un escalón de -1Hz. Un despacho mayor, derivara en una menor reserva aportada individualmente que deberá ser aportada por otra/s unidad/es.
- Se descuenta el aporte correspondiente a variaciones aleatorias (aporte para un escalón de -0,2Hz). Considerando un caso conservador donde la contingencia se presenta en el momento en que se encuentra agotada la reserva para fluctuaciones.

Generador						Aporte $\Delta f=0,2\text{Hz}$		Aporte $\Delta f=1\text{Hz}$			Requerimiento		
Nº	Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	Pmax (BASE)	%	[MW]	%	TOTAL [MW]	NETO [MW]	Acumulado [MW]	Mínimo Límite	Mínimo Recomendado
1	BESS ANDES	storage	11.2	11.2	1.000	0.0%	0.0	100%	11.2	11.2	11.2		
2	BESS ANGAMOS	storage	20.0	20.0	1.000	0.0%	0.0	100%	20.0	20.0	31.2		
3	BESS COCHRANE	storage	20.0	20.0	1.000	0.0%	0.0	100%	20.0	20.0	51.2		
4	U14	coal	147	125	1.021	2.9%	3.7	10%	12.7	9.0	60.2		
5	U15	coal	147	125	0.968	1.6%	1.9	9.3%	11.3	9.4	69.6		
6	U13	coal	92	78	0.990	1.9%	1.5	9.2%	7.1	5.7	75.2		
7	U12	coal	92	78	0.990	1.9%	1.5	9.2%	7.1	5.7	80.9		
8	U16	gas	500	400	1.013	0.4%	1.4	7.5%	30.5	29.0	109.9		
9	ANG1	coal	330	281	0.939	0.5%	1.2	7.6%	20.0	18.8	128.7		
10	ANG2	coal	330	281	0.939	0.5%	1.2	7.6%	20.0	18.8	147.5		
11	NTO1	coal	157	133	1.061	2.1%	3.0	7.4%	10.5	7.5	155.0		
12	NTO2	coal	157	133	1.061	2.1%	3.0	7.4%	10.5	7.5	162.5		
13	CTM2	coal	197	168	0.931	2.9%	4.5	2.5%	3.9	0.0	162.5		
14	CTTAR	coal	186	158	0.928	2.0%	3.0	1.7%	2.4	0.0	162.5		
15	CTA	coal	206	165	0.970	0.2%	0.2	0.2%	0.3	0.1	162.6		
16	CTH	coal	206	165	0.970	0.2%	0.2	0.2%	0.3	0.1	162.6		
17	CTM1	coal	177	150	0.962	2.1%	3.0	0.0%	0.0	0.0	162.6		
18	CTM3-TG	gas	185	157	1.012	1.5%	2.4	10.1%	16.1	13.7	176.3		
19	TGTAR	gas	28	22	1.000	4.2%	0.9	10.0%	2.2	1.3	177.6		
20	TG1	gas	28	24	1.000	3.9%	0.9	10.0%	2.4	1.4	179.1		
21	TG1A	gas	165	140	0.807	3.0%	3.4	9.4%	10.6	7.2	186.3		
22	TG2A	gas	165	140	0.807	3.0%	3.4	9.4%	10.6	7.2	193.4		
23	TG2B	gas	165	140	0.807	3.0%	3.4	9.4%	10.6	7.2	200.6		
24	TG1B	gas	165	140	0.807	3.0%	3.4	9.4%	10.6	7.2	207.8		
25	TG3	gas	45	38	0.875	3.5%	1.2	9.3%	3.1	1.9	209.7		

Tabla 8.5 – Unidades propuestas para Contingencias CPF – SING

En relación a estos resultados vale destacar que:

- Las unidades requeridas para aportar la mínima reserva forman parte del despacho habitual. Asimismo, existen unidades que de los resultados PCP es esperable que se encuentren operativas y que según la respuesta de sus modelos homologados no logran aportar una reserva efectiva (e.g. CTA, CTH y CTM1). Sobre estas unidades se recomienda la adecuación NTSyCS⁹ de los reguladores de velocidad, para mejorar el desempeño global, aumentar la flexibilidad ante la indisponibilidad o la no participación del despacho (económico) de alguna de las unidades propuestas y finalmente reducir las exigencias de reservas individuales sobre las unidades participantes.
- Dentro de las unidades propuestas para la condición "mínima recomendada" se encuentra la unidad ANGAMOS 1 la cual, según la operación actual, provee reserva para contingencia mediante el BESS homónimo. En este sentido la participación efectiva de otras unidades en el CPF permitirá reemplazar esta unidad del conjunto mínimo recomendado.

⁹ La selección de las unidades se basa en obtener los mejores resultados con los actuales recursos disponibles, lo cual en ningún caso desobliga al cumplimiento de los parámetros de desempeño de la NTSyCS.

Reserva SIC

De modo análogo a lo presentado para el SING, se analizan las unidades pertenecientes al SIC. La siguiente tabla resume las mínimas unidades recomendadas, en base a los montos de reserva calculados, las capacidades individuales de las unidades y los costos marginales (HIDRÁULICAS - CARBÓN - GNL - DIESEL).

Nº	Generador					Aporte		Aporte			Requerimiento		
	Unidad	TIPO	Sn [MVA]	Pn [MW]	Pmax (BASE)	%	[MW]	%	TOTAL [MW]	NETO [MW]		Acumulado [MW]	
1	Pangue U2	hydr	240	228	1.05	1.2%	2.9	8%	19.6	16.7	16.7	Mínimo Límite	Mínimo Recomendado
2	Ralco U2	hydr	402	382	1.02	2.1%	8.2	6%	22.1	13.8	30.6		
3	Ralco U1	hydr	402	382	1.02	2.2%	8.6	6%	21.9	13.3	43.9		
4	El Toro U4	hydr	105	100	1.23	2.8%	3.4	11%	13.7	10.3	54.2		
5	Pangue U1	hydr	240	228	1.00	0.7%	1.7	5%	11.7	10.0	64.2		
6	Colbún U2	hydr	220	209	1.07	1.0%	2.3	5%	11.9	9.6	73.8		
7	El Toro U3	hydr	105	100	1.23	4.5%	5.5	12%	15.0	9.5	83.3		
8	Pehuenche U2	hydr	290	276	0.98	1.7%	4.6	5%	13.9	9.3	92.6		
9	Alfalfal U2	hydr	95	81	1.06	-0.1%	-0.1	11%	9.1	9.1	101.7		
10	Colbún U1	hydr	250	250	0.95	1.0%	2.3	5%	11.4	9.1	110.8		
11	El Toro U1	hydr	105	100	1.23	5.0%	6.2	12%	15.0	8.9	119.7		
12	El Toro U2	hydr	105	100	1.23	5.0%	6.2	12%	15.0	8.9	128.6		
13	Alfalfal U1	hydr	95	81	1.00	0.0%	0.0	10%	8.1	8.1	136.7		
14	Antuco U1	hydr	160	152	1.06	5.9%	9.5	11%	17.0	7.5	144.2		
15	Antuco U2	hydr	160	152	1.02	5.6%	8.7	10%	15.9	7.2	151.4		
16	Pehuenche U1	hydr	290	276	0.97	2.2%	6.0	5%	12.7	6.7	158.1		
17	Angostura U1	hydr	151	135	1.05	-1.3%	-1.9	3%	4.7	6.6	164.7		
18	Rapel U1	hydr	76	72	1.26	5.9%	5.4	13%	11.5	6.1	170.8		
19	Rapel U2	hydr	76	72	1.26	5.9%	5.4	13%	11.5	6.1	176.9		
20	Rapel U3	hydr	76	72	1.26	5.9%	5.4	13%	11.5	6.1	183.0		
21	Rapel U4	hydr	76	72	1.26	5.9%	5.4	13%	11.5	6.1	189.1		
22	Rapel U5	hydr	76	72	1.26	5.9%	5.4	13%	11.5	6.1	195.2		
23	Angostura U2	hydr	151	135	1.04	-0.4%	-0.6	3%	4.9	5.5	200.7		
24	Cipreses U1	hydr	31	29	1.09	1.5%	0.5	7%	2.3	1.9	202.6		
25	Cipreses U3	hydr	31	29	1.09	1.3%	0.4	6%	2.0	1.6	204.1		
26	Cipreses U2	hydr	31	29	1.08	1.1%	0.4	6%	1.9	1.5	205.6		
27	Guacolda U4	coal	179	152	0.985	6.9%	10.4	9%	13.3	2.9	208.5		
28	Guacolda U3	coal	179	152	0.985	6.9%	10.4	9%	13.3	2.9	211.4		
29	Guacolda U5	coal	181	154	0.996	4.1%	6.3	10%	15.9	9.6	221.0		
30	Guacolda U1	coal	177	150	1.000	6.3%	9.4	9%	13.0	3.6	224.7		
31	Guacolda U2	coal	177	150	1.000	4.7%	7.1	9%	12.8	5.7	230.4		
32	Quintero TG1A	gas	170	145	0.905	5.9%	7.8	14%	17.9	10.1	240.5		
33	Quintero TG1B	gas	170	145	0.875	6.2%	7.8	13%	15.9	8.1	248.6		
34	Candelaria U1	gas	160	160	0.731	4.4%	5.2	8%	9.8	4.7	253.3		
35	Candelaria U2	gas	160	160	0.731	4.4%	5.2	8%	9.8	4.7	258.0		
36	Los Vientos	gas	141	120	1.096	9.5%	12.4	12%	15.7	3.2	261.2		
37	Taltal U1	gas	165	132	0.870	5.4%	6.2	7%	8.3	2.0	263.2		
38	Taltal U2	gas	165	140	0.791	4.6%	5.1	5%	6.1	1.0	264.2		

Tabla 8.6 - Unidades propuestas para Contingencias CPF - SING

De estos resultados se aprecia que las unidades resultantes se corresponden con las que habitualmente participan en el control de frecuencia del SIC, valiendo indicar que:

- La tabla contempla a todas las unidades operando al 90% de su carga máxima, la operación por debajo de este despacho (habitual en las unidades hidráulicas) incrementa de forma natural la reserva efectiva de la mayoría de las unidades.
- Existen unidades térmicas habitualmente despachadas (e.g. Ventanas, Bocamina, Santa María y Ciclos combinados asociados al nodo San Luis) que actualmente no participan en el control de frecuencia. La incorporación de estas unidades (dentro de sus posibilidades técnicas) permitirá mejorar el desempeño global y minimizará las exigencias sobre las unidades seleccionadas, particularmente en condiciones de hidrología seca, donde algunas de las unidades hidráulicas propuestas no se encuentren operativas.

Parques ERNC

Los resultados del análisis de contingencias simples en escenarios normales no determinan exigencias particulares para el control de frecuencia de los parques eólicos y fotovoltaicos. No obstante, ante condiciones de contingencias más severas (ver Estudio 5 - "Diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9") se observa que para lograr un desempeño dinámico satisfactorio ante fallas que separan el sistema, los controles de frecuencia/potencia de estos parques deben cumplir con los requisitos establecidos en el Art. 3-16 de la NTSyCS.

8.4 Control Secundario

Del análisis de los registros disponibles de programación, demanda sistémica y proyección de las variaciones de la generación ERNC se obtiene una estimación de los montos mínimos de reserva y las características de rampas requeridas para control secundario. En particular, se obtiene una reserva total de **±247MW**, la cual disgregada en los rangos horarios de punta y resto resulta:

- Reserva_{CSF-(TOTAL)} PUNTA (17:00 a 00:59 hs): **±330MW**
- Reserva_{CSF-(TOTAL)} RESTO (01:00 a 16:59 hs): **±199MW**

En cuanto a las rampas asociadas a este control, se requiere:

- **±23MW/min** para el seguimiento normal de la demanda a lo largo del día.
- **±35MW/min** para el seguimiento conjunto de demanda y generación ERNC.

En función de estos requerimientos se analiza el conjunto de unidades mínimas que puedan cumplir con los requisitos presentados, es decir, determinar que unidades asociadas actualmente al AGC SING o AGC SIC (según los antecedentes disponibles) son mínimamente requeridas para satisfacer los requerimientos de monto y rampa.

Un aspecto muy relevante en relación a este punto, es que la programación horaria (resultados PCP) ya contempla el movimiento de las unidades térmicas del norte para el seguimiento horario de la demanda y generación renovable (variaciones de 1000MW/h durante las 19→21hs). Conforme a lo analizado en el apartado 5.2.1 estas unidades operaran entre el mínimo y máximo técnico, con rampas equivalentes totales mayores a 10MW/min sostenida durante la mañana (negativas) y el atardecer (positivas). En base a esto, no se espera que se disponga de capacidad remanente (márgenes de regulación y rampa) para operar sólo con las unidades que se encuentran asociadas al AGC SING, al menos sin afectar la programación.

Con independencia de este comentario, se analiza cuáles serían los requisitos mínimos necesarios para lograr un seguimiento del sistema con las unidades asociadas al AGC SING y luego se determinan los requisitos para las asociadas al AGC SIC.

En cada caso se contempla que las unidades operan en un punto intermedio entre el máximo y mínimo técnico, de modo que disponen una reserva efectiva en base al Rango [MW] y la Rampa [MW/min].

- Reserva $\rightarrow Res_{CSF} = \text{Min}\left(\frac{1}{2} \text{Rango}, 15 \text{min} \cdot \text{Rampa}\right)$.
- Rampa total media $\rightarrow Rampa_{TOTAL} = \frac{Res_{CSF}}{15 \text{min}}$

Unidades asociadas al AGC SING

Tomando como referencia los montos de reserva requerida, los despachos habituales del PCP y las características de aporte de las unidades disponibles en el AGC SING (ver apartado 4.4.3), se generan tres posibles casos de asignación:

- **Normal Hidrología Media:** Contempla las unidades que se prevén operativas normalmente en escenarios de hidrología media. En estas condiciones no es posible alcanzar la reserva requerida con las unidades asignadas. Si bien tienen rango disponible, no logran desarrollar toda la reserva en el intervalo de 15 minutos.
- **Normal Hidrología Seca:** Considera a las unidades previstas en escenarios de hidrología seca. En este caso se cumple con los requisitos de reserva y la rampa necesaria para el seguimiento de la demanda, debiendo el despacho de otras unidades acompañar a la variación conjunta demanda y generación ERNC.
- **Forzado:** Incorpora a los ciclos combinados GasAtacama, cuyo despacho no se encuentra previsto en los escenarios PCP. En este caso se logra una rampa acorde a lo requerido y se cuenta con los márgenes de reserva necesarios.

Normal Hidrología Media			Normal Hidrología Seca			Forzado		
Unidad	Rango [MW]	Rampa [MW/min]	Unidad	Rango [MW]	Rampa [MW/min]	Unidad	Rango [MW]	Rampa [MW/min]
U16 (TG)	205	14.5	U16 (CC)	226	11.5	U16 (CC)	226	11.5
U14	47	5	U14	47	5	U14	47	5
ANG1	118	1.5	ANG1	118	1.5	ANG1	118	1.5
ANG2	122	1.6	ANG2	122	1.6	ANG2	122	1.6
COCH1	151	2.66	COCH1	151	2.66	COCH1	151	2.66
COCH2	151	2.66	COCH2	151	2.66	COCH2	151	2.66
EFFECTIVO	±252.3	16.8	CTM3 (CC)	66	6	CTM3 (CC)	66	6
			KELAR TG1	162	12	KELAR TG1	162	12
			KELAR TG2	162	12	KELAR TG2	162	12
			EFFECTIVO	±457.8	30.5	GA CC1	112	8
						GA CC2	112	8
						TOC TG3	18	10
						EFFECTIVO	±578.8	38.6

Tabla 8.7 – Unidades AGC SING

Unidades asociadas al AGC SIC

En función de las rampas requeridas para el seguimiento de la demanda y la generación ERNC y considerando que ya en la programación se prevé que las unidades térmicas del norte hagan seguimiento horario de la curva diaria, resulta razonable proponer que el control secundario deba realizarse mediante unidades hidráulicas del SIC.

De forma similar a lo realizado para el SING se generan tres casos, todos contemplando distintas unidades participantes, sólo de la fase inicial del AGC SIC. Como puede observarse en las

tres combinaciones se alcanzan los criterios mínimos requeridos, de modo que la integración de más unidades permitirá reducir las exigencias individuales y brindar mayor flexibilidad operativa.

FASE 0 - Hidráulica (Mínima)				FASE 0 - Hidráulica				FASE 0 - Mix			
Central	Un.	Rango [MW]	Rampa [MW/min]	Central	Un.	Rango [MW]	Rampa [MW/min]	Central	Un.	Rango [MW]	Rampa [MW/min]
Pehuenche	1	165	70	Pehuenche	1	165	70	Pehuenche	1	165	70
	2	165	70		2	165	70		2	165	70
El Toro	1	112.5	37	El Toro	1	112.5	37	El Toro	1	112.5	37
	2	112.5	37		2	112.5	37		2	112.5	37
	3	112.5	37		3	112.5	37		3	112.5	37
	4	112.5	37		4	112.5	37		4	112.5	37
Antuco	1	150	50	Antuco	1	150	50	Antuco	1	150	50
	2	150	50		2	150	50		2	150	50
EFECTIVO		±540	36	Rapel	1	35.6	50	Rapel	1	35.6	50
					2	35.6	50		2	35.6	50
					3	35.6	50		3	35.6	50
					4	35.6	50		4	35.6	50
					5	35.6	50		5	35.6	50
				Cipreses	1	35.3	3	Cipreses	1	35.3	3
					2	35.3	3		2	35.3	3
					3	35.3	3		3	35.3	3
				Angostura	1	103.9	9.4	Angostura	1	103.9	9.4
					2	103.9	9.4		2	103.9	9.4
				EFECTIVO		±785.85	52.39	Guacolda	1	90	2
									2	90	2
									3	77	2
									4	92	2
									5	94	2
								EFECTIVO		±935.85	62.39

Tabla 8.8 – Unidades AGC SIC

Un aspecto a tener en consideración ante la operación del CSF en el SIC corresponde a escenarios de alta generación hidráulica que deriven en altas transferencias SUR → NORTE a lo largo de todo el sistema de transmisión de 500kV (ver apartado 7.4.1). En función del análisis realizado, deberán tomarse recaudos no sólo en la distribución del CPF (mayor al 30% en el SING), sino también en el CSF. Esto podrá implicar alguna de las siguientes acciones:

- Operar con márgenes de seguridad sobre las transferencias, para que el aporte post-contingencia, asociado a la pérdida de la unidad más grande del SING, resulte acorde con los límites de transmisión asociados a la estabilidad en tensión. Esta opción tiene como ventaja que no altera el esquema de control secundario dependiendo de las condiciones operativas del sistema, pero tendrá impacto económico producto de las restricciones en las transferencias.

- Contemplar un modo de operación distribuido del CSF sobre unidades del SIC y SING que permita mantener acotada las transferencias por la interconexión, haciendo que el desbalance producido en el SING sea principalmente absorbido por unidades de esta área. Esta opción es sistémicamente la más ventajosa, requiriéndose evaluar la factibilidad técnica de operación en simultáneo sobre unidades de ambas regiones.

En relación a la operación del CSF distribuido sobre unidades del SIC y el SING deberá evaluarse la factibilidad de incorporar unidades del SING sobre el previsto AGC SIC y/o las unidades del SIC sobre el previsto AGC SING. Alternativamente, se podrá establecer, al menos para los escenarios de altas transferencias SUR → NORTE, un modo de control en el cual las unidades localizadas en el SING hagan un control del intercambio de las áreas (inyección en LOS CHANGOS) mientras que las unidades del SIC hagan la regulación de frecuencia.

Más allá de las recomendaciones planteadas, se prevén posteriores estudios específicos para la definición de las metodologías de operación de los AGC SIC y SING.

Finalmente resulta importante mencionar que las unidades previstas para el CSF también se encuentran disponibles para CPF. Por otra parte, la definición NTSyCS de Reserva Secundaria (Art 1-7 #81) indica: "*Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF...*". Siendo que la cantidad de unidades que realizan control de frecuencia en el sistema resulta acotada, este aspecto normativo puede no ser compatible con la práctica real del sistema.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco