
ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA MEDIANO PUNTA ARENAS

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Diciembre 2020

**Estudios de la Calidad y Seguridad de Servicio
del Sistema Mediano Punta Arenas
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	17-12-2020	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Flavio Serey L.	Víctor Velar G.

Índice

Índice.....	iii
1 Resumen Ejecutivo	5
2 Introducción y Objetivos	9
3 Antecedentes	10
3.1 Descripción del SM Punta Arenas.....	10
3.2 Antecedentes Operacionales.....	13
3.3 Ampliaciones del SM Punta Arenas.....	14
3.4 Demanda del SM Punta Arenas	14
3.5 Horizonte de Análisis	15
3.6 Herramienta de Simulación Utilizada	15
3.7 Utilización de los EDAC y EDAG en el estudio	15
4 Desarrollo de los Estudios	16
4.1 Adecuaciones a la Base de Datos	16
4.2 Escenarios de operación base	16
4.3 Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.....	19
4.3.1 Objetivo específico	19
4.3.2 Metodología de Análisis	19
4.3.3 Resultados	20
4.4 Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)	36
4.4.1 Objetivo específico	36
4.4.2 Metodología de Análisis	36
4.4.3 Análisis.....	36
4.5 Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.....	41
4.5.1 Bases Técnicas y Metodología.....	41
4.5.2 Escenarios y Consideraciones.....	42
4.5.3 Resultados	44
4.5.4 Determinación de Curvas QV	48
4.6 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión	52
4.6.1 Objetivos Específicos.....	52
4.6.2 Información Técnica Utilizada	53
4.6.3 Determinación de Limitaciones Térmicas	54

4.6.4	Resultados	54
4.7	Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones	56
4.7.1	Objetivos Específicos.....	56
4.7.2	Metodología	56
4.7.3	Protecciones consideradas.....	57
4.7.4	Ubicaciones de fallas.....	66
4.7.5	Resultados del análisis de verificación	68
4.7.6	Análisis de resultados y recomendaciones	70
5	Comentarios y Conclusiones	73
6	Anexos.....	76
6.1	Anexo del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.....	77
6.2	Anexo del Estudio de EDAC	84
6.3	Anexo del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.....	87

1 Resumen Ejecutivo

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (NT de SSMM), publicada en marzo de 2018, establece en el Capítulo 7 los requerimientos de los Estudios de la Seguridad y Calidad de Servicio que deberá realizar el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, para considerar en la programación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Mediano (SM) correspondiente.

A continuación, se resumen los principales resultados y conclusiones derivados de los estudios realizados para el SM Punta Arenas, los cuales se realizan para un horizonte de 4 años, esto es, hasta 2024.

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas tiene por finalidad determinar los requerimientos de reserva de potencia activa, para el Control Primario y Secundario de Frecuencia, que permitan operar al SM de Punta Arenas cumpliendo con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT de SSMM.

Lo requerimientos de reservas para CF han sido determinados considerando lo siguiente:

- La reserva para CPF de subida, según se indica en la NT de SSMM, debe ser aquella que minimice el Costo Total de Operación del SM. Como parte constitutiva de este costo se considerada el Costo de Operación propiamente tal y el Costo de Energía No Suministrada.
- El requerimiento de reserva para CPF de bajada, fue determinado mediante simulaciones dinámicas de la salida de servicio del alimentador con mayor consumo del SM de Punta Arenas, verificando el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NT de SSMM.
- En el caso de los requerimientos de reserva para CSF se consideraron 2 factores de influencia. El primero de ellos, que considera lo establecido en la NT de SSMM, está asociado a los errores de previsión, tanto de la demanda como de la generación con recurso variable (eólico) y el segundo factor, está asociado a la variabilidad intrahoraria de 10 minutos que presenta esta generación ERV (energías renovables variables).

En la siguiente tabla se detallan los requerimientos de reservas para CF obtenidos en el presente estudio.

Tabla 1.1 Resumen de Reservas para CPF y CSF

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico COp+CENS (NT de SSMM)	4.0 [MW]	+4.0 / -3.5 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	3.5 [MW]	
RCSF	RCSF+/RCSF-	Error de Previsión (NT de SSMM)	± 4.2 [MW]	± 4.4 [MW]
		Variaciones Intrahorarias de Generación ERV ($\Delta G_{10 \text{ min}}$)	± 1.3 [MW]	

Es importante aclarar que la Reserva para CSF fue determinada, considerando que los factores de influencia asociados a los errores de previsión y la variabilidad son independientes entre sí, como $RCSF = \sqrt{RCSF_{EP}^2 + R_{VI}^2}$. Siendo $RCSF_{EP}$ la reserva para cubrir los errores de previsión y $RCSF_{VI}$ para las variaciones intrahorarias.

Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

El estudio de EDAC tiene por objetivo revisar el EDAC existente del SM de Punta Arenas, y proponer adecuaciones o modificaciones de ser requeridas.

De los análisis realizados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas se detectó que para algunas de las fallas de generación analizadas la frecuencia del SM desciende abruptamente provocando la actuación del EDAC, producto de lo cual se desprende carga en exceso derivando a una condición de sobrefrecuencia, la que podría hacer operar las protecciones de las unidades generadoras que permanecen en servicio. Lo anterior, podría comprometer la recuperación segura de la operación del SM.

Por tal motivo surge una propuesta de modificación al EDAC que consiste en retirar de este esquema al Alimentador 8 de la S/E Punta Arenas, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1.2 Propuesta de EDAC del SM Punta Arenas

Prioridad de Apertura	Alimentadores	Frecuencia [Hz]	Tiempo [ms]
1	11 – 12 – 13- 14	49.0	60
2	9	48.8	120
3	10	48.5	120
4	7	48.5	180
5	5	48.3	250
6	4	48.0	250
7	1 – 2 – 3 – 6 – 8	Inhabilitado	

Esta propuesta fue validada mediante simulaciones dinámicas, verificando el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

La operación del SM de Punta Arenas contempla el control de la tensión sobre la barra de 11,5 kV de la S/E Tres Puentes, con el aporte de unidades de la Central Tres Puentes., manteniendo la tensión en torno a un valor definido.

En estas condiciones de operación se verificó el cumplimiento de los estándares de la NT mediante análisis basados en simulaciones de flujos estáticos, en los escenarios de operación más desfavorables, tanto en condiciones normales como sujeto a las contingencias más exigentes en términos de

requerimientos de potencia reactiva. Para este efecto, se consideró la capacidad de potencia reactiva de las centrales de generación según lo informado por los propietarios.

De acuerdo con el análisis realizado, el control de tensión del SM Punta Arenas cumple con las exigencias de la NT.

- Con los recursos de potencia reactiva en los escenarios analizados, los niveles de tensión en las barras de las subestaciones Tres Puentes y Punta Arenas están dentro del rango admisible de tensión, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.
- Respecto de los requerimientos de potencia reactiva para afrontar contingencias, se determinó lo siguiente:
 - Para la desconexión de la Unidad 5 de Central Punta Arenas se requiere un margen mínimo de reactivos de 2734 kVAr (Inyección).
 - Para la desconexión del parque Vientos Patagónicos se requiere un margen mínimo de reactivos de -3938 kVAr (Absorción).
 - Para la desconexión del Alimentador 2 (SE Punta Arenas) se requiere un margen mínimo de reactivos de -1460 kVAr (Absorción).
- Es necesario realizar un control de tensión del alimentador 6 pensando en las distintas condiciones operativas del parque Cabo Negro, para esto es posible ajustar la posición del Tap del transformador regulador existente en el alimentador entre las posiciones -2 y -1 cuando el parque está en servicio y entre -5 y -3 cuando el parque está fuera de servicio, esto dependiendo del nivel de demanda del alimentador.
- En cuanto a la capacidad de control de tensión del sistema, verificada con el análisis de curvas QV, se tiene que no se presentarían problemas de estabilidad de tensión. Sin embargo, se debe tener especial atención en la operación del sistema en condiciones de demanda media con mínima cantidad de unidades sincrónicas en servicio.

Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de transmisión y elementos serie, tal que permitan garantizar que, frente a la ocurrencia de contingencias en el sistema, se verifique que se cumplen con los estándares de SyCS establecidos en la NT, en lo referente a la recuperación dinámica de las variables eléctricas.

En el estudio se verificó que los elementos serie del sistema de transmisión se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Por otra parte, los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos puedan ser controlados por el operador del SM (Artículo 6-21 NT).

Cabe señalar que, de acuerdo con los niveles de demanda previstos para el horizonte del estudio, las transferencias máximas desde SE Tres Puentes hacia SE Punta Arenas no comprometen la capacidad de la línea de 66 kV.

Tabla 1.3 Resumen elementos serie y límites SM Punta Arenas

Tramo	Conductor	Cap. Térmica [MVA] 20° c/sol	Trasformador de Poder		Capacidad TT/CC			Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA]	Causa
		Unidad	[MVA]	Paño	[kV]		[MVA]			
Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV	CU 3/0 AWG	38	TR N°7	33	BT2	66	55	Tres Puentes	33	Capacidad del Transformador de Poder
			TR N°5	33	DT4	11,5	60			
			TR N°7	33	BT3 BT4	66	55	Punta Arenas		
			TR N°8	33	CT2 CT3	13,2	69			
Tres Puentes – Punta Arenas 23 kV	CU 3/0 AWG	13	TR N°1	10	DT1	11,5	60	Tres Puentes	10	Capacidad del Transformador de Poder
			TR N°6	10	CT1	13,2	22	Punta Arenas		

Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

En el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones se analizó la coordinación de los sistemas de protecciones del SM Punta Arenas, considerando diversos escenarios de operación. Los resultados obtenidos, muestran:

- Descoordinaciones entre algunas protecciones del SM, para algunos tipos de falla, esencialmente fallas 3F, 1F-0 y 2F-0, que involucran principalmente a protecciones de corriente de transformadores (N°1, N°2 y N°6).

Por lo anterior, se propone que el operador principal del SM de Punta Arenas, efectúe un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones, que analice con mayor detalle una mayor cantidad de escenarios y contingencias, y proponga nuevos ajustes, de manera de solucionar los problemas encontrados.

2 Introducción y Objetivos

Se define como sistema mediano (SM), al sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1500 kW. Por otra parte, cuando en un SM exista solo una empresa con instalaciones de generación, la coordinación y estudios del SM será realizada por la empresa propietaria de las instalaciones, mientras que cuando exista más de una empresa generadora será el Coordinador Eléctrico Nacional quien realice la programación de la operación del SM y los estudios correspondientes, de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 7 de la NT.

El objetivo principal del presente estudio es el análisis de las condiciones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la NT mediante los estudios sistémicos del SM de Punta Arenas.

En el presente informe se reportan los siguientes estudios de la seguridad y calidad de servicio que desarrolló el Coordinador Eléctrico Nacional para el SM de Punta Arenas:

- Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
- Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)
- Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva
- Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión
- Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

3 Antecedentes

La información técnica utilizada para la realización del presente estudio fue proporcionada por la operadora principal del SM de Punta Arenas, EDELMAG, la empresa Pecket Energy y ENAP. Se realizó una reunión con personal de EDELMAG, en donde se trataron los principales temas relacionados con la operación e información del sistema para el desarrollo de estos estudios, así como también sobre el impacto de la entrada en servicio del parque eólico Vientos Patagónicos.

Es importante señalar que la información y los datos proporcionados por EDELMAG, Pecket Energy y ENAP para desarrollar el presente estudio constituyen los antecedentes disponibles a la fecha de inicio del estudio.

3.1 Descripción del SM Punta Arenas

El SM Punta Arenas se compone de las SS/EE Tres Puentes y Punta Arenas conectadas mediante una línea de transmisión de 8,15 km en 66 kV. Además, se pueden conectar a través de una línea de 8,75 km en 23 kV que opera normalmente abierta y se usa como respaldo ante indisponibilidad de la línea de 66 kV.

La S/E Tres Puentes cuenta con barras de media tensión en 11.5 kV, 13.2 kV y 23 kV, e incluye a las unidades de central térmica Tres Puentes y a los alimentadores del área norte de Punta Arenas. Además, el parque eólico Cabo Negro inyecta su energía en el extremo de uno de dichos alimentadores (Alimentador 6). Por otro lado, el nuevo parque eólico Vientos Patagónicos se conecta a la barra de 23 kV de la S/E Tres Puentes a través de una línea de transmisión de aproximadamente 29 km.

La S/E Punta Arenas cuenta con barras de media tensión en 13.2 kV, e incluye a las unidades de la central térmica Punta Arenas y a los alimentadores del área centro y sur de Punta Arenas.

La generación del SM es principalmente térmica (gas natural o diésel), donde la capacidad instalada en S/E Tres Puentes es de 80 MW y en S/E Punta Arenas es de 18 MW, todo correspondiente a unidades térmicas. Además, el sistema cuenta con cerca de 13 MW de capacidad instalada ERNC, correspondiente a los parques eólicos Cabo Negro (2.55 MW) y Vientos Patagónicos (10.35 MW).

La siguiente figura muestra un diagrama simplificado del sistema mediano de Punta Arenas. Cabe destacar que, si bien en el diagrama no se detalla la conexión de los parques eólicos, sí se incluye el paño de 23 kV de la S/E Tres Puentes al cual se conecta la línea de transmisión del parque eólico Vientos Patagónicos, que corresponde al E1. La ubicación y conexión del parque eólico Cabo Negro ya fueron descritos.

CENTRAL TRES PUENTES

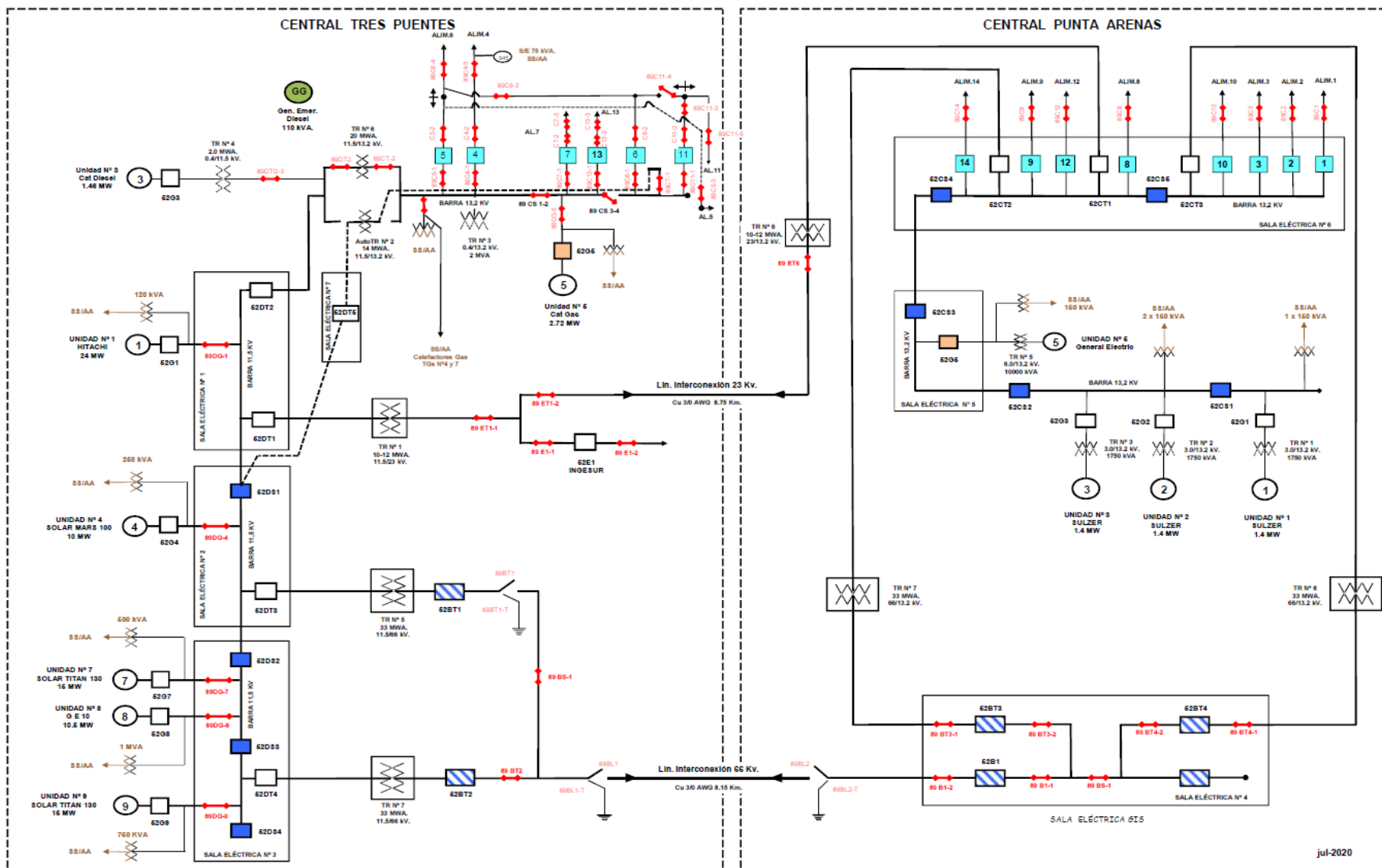


Figura 3.1 Diagrama unilineal simplificado del SM de Punta Arenas.

Las principales características de las instalaciones de este SM se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 3.1 Líneas de Transmisión

Líneas	Tensión [kV]	Conductor	Capacidad [MVA] 20°C c/sol	Longitud [km]	Resistencia [ohm]	Reactancia [ohm]	Susceptancia [μS]
Tres Puentes – Punta Arenas	66	Cu 3/0 AWG	38	8.15	1.934	2.883	26.800
Tres Puentes – Punta Arenas	23	Cu 3/0 AWG	13	8.75	2.077	3.095	28.773
PE V. Patagónicos – Est. 187	23	Canton	21	11.8	1.989	4.118	39.432
Est. 187 – Tres Puentes	23	Canton	21	17.3	2.901	5.930	57.678

Tabla 3.2 Generación Central Punta Arenas

Unidad	Central Punta Arenas			
	Marca	Tipo	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Unidad 1	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 2	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 3	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 4	GE	TV	6.700	6.600
Unidad 5	GE	TV	6.700	6.600

Tabla 3.3 Generación Central Tres Puentes

Unidad	Central Tres Puentes			
	Marca	Tipo	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Unidad 1	HITACHI	TG	24.000	11.500
Unidad 2	CATERPILLAR	MOTOR	1.460	0.380
Unidad 3	CATERPILLAR	MOTOR	1.460	0.380
Unidad 4	SOLAR MARS	TG	10.000	11.500
Unidad 5	CATERPILLAR	MOTOR	2.720	13.200
Unidad 7	SOLAR TITAN 130	TG	15.000	11.500
Unidad 8	GE 10	TG	10.500	11.500
Unidad 9	SOLAR TITAN 15	TG	15.000	11.500

Tabla 3.4 Parque Eólico Cabo Negro

Unidad	Parque Eólico			
	Marca	Tipo	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Unidad 1	VESTAS	AEROGENERADOR	0.850	0.69
Unidad 2	VESTAS	AEROGENERADOR	0.850	0.69
Unidad 3	VESTAS	AEROGENERADOR	0.850	0.69

Tabla 3.5 Parque Eólico Vientos Patagónicos

Unidad	Parque Eólico			
	Marca	Tipo	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Unidad 1	VESTAS	AEROGENERADOR	3.450	0.65
Unidad 2	VESTAS	AEROGENERADOR	3.450	0.65
Unidad 3	VESTAS	AEROGENERADOR	3.450	0.65

3.2 Antecedentes Operacionales

A continuación, se describen las principales características operacionales del SM de Punta Arenas.

El SM de Punta Arenas cuenta con una línea de 8,75 km conectada en 23 kV que opera normalmente abierta y se usa como respaldo ante la indisponibilidad de la línea de 66kV.

La demanda máxima del SM de Punta Arenas es de aproximadamente 44 MW, la cual abastece una zona principalmente residencial, y la carga se reparte aproximadamente en un 60% en la S/E Punta Arenas y en un 40% en los alimentadores de SE Tres Puentes.

El SM de Punta Arenas operaba, hasta antes de la entrada en operación del PE Vientos Patagónicos, manteniendo un margen de reserva de potencia para control primario equivalente a un 10% de la capacidad de generación, considerando las unidades que se encuentren en servicio. Posterior a la entrada del PE Vientos Patagónicos opera transitoriamente, hasta obtener los resultados del presente estudio, con una reserva en giro de 10 MW, la que permitiría cubrir tanto la reserva de control primario para contingencias y la reserva para control secundario de frecuencia.

El control primario de frecuencia es realizado de forma automática por medio de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras asignadas para tal propósito, según los estatismos declarados.

El control secundario de frecuencia se efectúa en forma manual por el operador del sistema, para mantener la mayor cantidad del tiempo la frecuencia en 50 Hz, además de ir reponiendo la reserva de control primario.

El SM de Punta Arenas cuenta actualmente con un EDAC que contempla siete escalones o prioridades de apertura, activados por umbrales de frecuencia absoluta para 5 niveles (49.0, 48.8, 48.5, 48.3 y 48.0 Hz). Estos escalones operan sobre alimentadores de la S/E Tres Puentes y de la S/E Punta Arenas. Cabe mencionar que el último escalón del EDAC se encuentra actualmente inhabilitado.

El SM de Punta Arenas no tiene implementado EDAG (Esquema de Desconexión Automática de Generación).

Para el control de tensión, el operador de SE Tres Puentes realiza un control manual de tensión sobre la barra de 11.5 kV, mediante el aporte de reactivos de las unidades 1, 4, 7, 8 y 9, en la medida que estas estén en servicio, a prorrata de su capacidad individual.

Por otra parte, en S/E Tres Puentes existen 2 transformadores de poder en paralelo entre si y en serie con la línea de transmisión de 66 kV (TR N°7 y TR N°5), sin embargo, no es factible la operación con ambos transformadores en servicio.

3.3 Ampliaciones del SM Punta Arenas

De acuerdo con la información proporcionada por EDELMAG, no se prevén ampliaciones de generación y transmisión dentro del horizonte del Estudio.

3.4 Demanda del SM Punta Arenas

En la tabla siguiente se presentan los niveles de demanda máxima del SM de Punta Arenas considerados en los estudios. Esta proyección se realizó a partir de los datos de generación real proporcionados por EDELMAG, correspondientes al período julio 2018 a junio 2020. Las tasas de crecimiento para los años 2021 y 2022 se estimaron en base a la proyección de la tasa de crecimiento del PIB incluida en el Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile de septiembre de 2020, el cual considera el efecto de la pandemia. Las tasas de crecimiento para los años 2023 y 2024 corresponden a las tasas proyectadas por la Comisión Nacional de Energía para el SM de Punta Arenas en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039.

Tabla 3.6 Proyección de Demanda SM

Año	Demanda Máxima [MW]	Crecimiento
2021	44.1	5.46%
2022	46.0	4.25%
2023	46.8	1.80%
2024	47.6	1.80%

Con respecto a la demanda mínima del sistema, en los estudios se incluye el análisis de un escenario del año 2021 con una demanda de 16.8 MW, tomando en cuenta que de los datos proporcionados por EDELMAG se obtienen demandas mínimas de 16.7 MW para el año 2019 y de 16.8 MW para el primer semestre del año 2020.

Para prorratar la demanda entre los alimentadores se consideraron las distribuciones de demanda contenidas en los escenarios de demanda alta y baja incluidos en la base de datos DIgSILENT provista por EDELMAG. Para los escenarios de demanda máxima y media analizados en este estudio se consideró la distribución del escenario “Demanda Alta” de la BD de EDELMAG, mientras que para los escenarios de demanda mínima se consideró la distribución del escenario “Demanda Baja” de la BD de EDELMAG.

3.5 Horizonte de Análisis

De acuerdo con lo señalado en la NT, el horizonte de análisis del estudio corresponde a 48 meses, lo cual contempla escenarios de operación hasta el año 2024. Sin embargo, considerando que no se prevén ampliaciones en el sistema dentro de este horizonte, se estudiaron escenarios de operación para el año 2021 y para el año 2024, este último con el objeto de verificar si el crecimiento de la demanda afecta de manera significativa las conclusiones específicas de cada estudio.

3.6 Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizó el software PowerFactory de DIgSILENT y una base de datos del SM Punta Arenas, en formato DIgSILENT, proporcionada por la operadora principal del sistema, la que fue adecuada en función de la información proporcionada por la misma empresa.

3.7 Utilización de los EDAC y EDAG en el estudio

Sin perjuicio del estudio específico correspondiente a esta materia, para el desarrollo general de los estudios que abarca el presente informe se utilizará el EDAC existente a la fecha de realización del estudio, información proporcionada por la operadora principal del SM de Punta Arenas.

4 Desarrollo de los Estudios

4.1 Adecuaciones a la Base de Datos

Para el desarrollo de los estudios fue necesario realizar ciertas adecuaciones a la base de datos Digsilent del SM de Punta Arenas con el objetivo de representar de mejor manera la operación real del sistema. Estas adecuaciones, que se detallan a continuación, se realizaron a partir de la información proporcionada por la operadora principal del SM.

- Se adicionó el nuevo seccionador de la barra de 13.2 kV de la S/E Tres Puentes, con lo cual se crea la sección de barra a la que se conectan los alimentadores 6 y 11. Además, para el abastecimiento de esta sección de barra se dejó en servicio el transformador T2 de dicha SE.
- Debido al traspaso de aproximadamente el 40% de los consumos del alimentador 11 al nuevo alimentador 13, fue necesario modelar ambos como cargas equivalentes.
- Se adicionaron los parámetros de secuencia cero a los modelos de las líneas de transmisión de 23 y 66 kV de Tres Puentes – Punta Arenas.
- Se incluyeron las curvas de capacidad (PQ) de las unidades generadoras de las centrales Tres Puentes y Punta Arenas.
- A las cargas que representan a los alimentadores conectados a la S/E Tres Puentes que no poseían la modelación del comportamiento dinámico con dependencia de la tensión, se les asignó el modelo utilizado para el resto de las cargas del sistema (Impedancia constante).

4.2 Escenarios de operación base

En la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2 se muestran los escenarios de operación base preparados para realizar los estudios. Para el año 2021 se consideran condiciones extremas tanto de demanda como de generación ERNC. Dado que no se contemplan nuevas obras de generación y transmisión dentro del horizonte de estudio, para el año 2024 sólo se analizan escenarios de demanda máxima.

Los despachos de generación se definieron tomando como referencia los datos de generación real proporcionados por EDELMAG para el período julio 2019 a junio 2020 y haciendo los ajustes necesarios para alcanzar la generación total requerida en cada escenario y para cumplir los siguientes criterios de reserva, que son los que se utilizan actualmente en la programación:

1. Reserva mínima de +/- 10 MW (subida/bajada).
2. Al menos 2 unidades en servicio con $P_{nom} \geq 10$ MW.
3. Reserva de subida en cada unidad ≤ 5 MW, para evitar que se concentre toda la reserva en una unidad.

En las columnas “Res +” y “Res -” de las tablas se indica la reserva de subida y de bajada disponible en cada unidad, respectivamente.

Se puede apreciar que, en demanda mínima, para cumplir el criterio de reserva de bajada, es necesario verter toda la ERNC y, aún así, sólo es posible tener una reserva de bajada máxima de 9.8 MW. Por esta razón, se considera un escenario con el mínimo nivel de demanda que resulta compatible con máxima generación ERNC (DMed 2021 - ERNC Max).

Para todos los escenarios de operación analizados se consideró que las unidades de los parques eólicos operan en modo de control de potencia reactiva (PQ).

Tabla 4.1 Escenarios de operación base año 2021

				DMax 2021								DMed 2021				DMin 2021			
				ERNC Max				ERNC Min				ERNC Max				ERNC Min			
Central	Unidad	Pnom MW	Pmin MW	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom
PE Vientos Patagónicos	-	10.35	-	10.35	-	-	100%	0	-	-	0%	10.35	-	-	100%	0	-	-	0%
PE Cabo Negro	-	2.55	-	2.55	-	-	100%	0	-	-	0%	2.55	-	-	100%	0	-	-	0%
Tres Puentes	U1	24.00	10.00	0.0	0.0	0.0	0%	19.0	5.0	9.0	79%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
	U4	10.00	4.00	5.0	5.0	1.0	50%	7.2	2.8	3.2	72%	8.0	2.0	4.0	80%	7.8	2.2	3.8	78%
	U5	2.72	1.00	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
	U7	15.00	5.00	10.7	4.3	5.7	71%	12.4	2.6	7.4	83%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
	U8	10.50	2.00	5.5	5.0	3.5	52%	5.5	5.0	3.5	52%	6.0	4.5	4.0	57%	6.0	4.5	4.0	57%
Punta Arenas	U5	6.70	1.00	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
Total				44.1	19.3	15.2		44.1	15.4	23.1		29.9	10.2	10.0		16.8	10.4	9.8	

Tabla 4.2 Escenarios de operación base año 2024

				DMax 2024							
				ERNC Max				ERNC Min			
Central	Unidad	Pnom MW	Pmin MW	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/ Pnom
PE Vientos Patagónicos	-	10.35	-	10.35	-	-	100%	0	-	-	0%
PE Cabo Negro	-	2.55	-	2.55	-	-	100%	0	-	-	0%
Tres Puentes	U1	24.00	10.00	0.0	0.0	0.0	0%	19.0	5.0	9.0	79%
	U4	10.00	4.00	5.0	5.0	1.0	50%	8.2	1.8	4.2	82%
	U5	2.72	1.00	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
	U7	15.00	5.00	12.7	2.3	7.7	85%	14.0	1.0	9.0	93%
	U8	10.50	2.00	5.5	5.0	3.5	52%	6.4	4.1	4.4	61%
Punta Arenas	U5	6.70	1.00	0.0	0.0	0.0	0%	0.0	0.0	0.0	0%
Total				47.6	15.8	18.7		47.6	11.9	26.6	

4.3 Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

4.3.1 Objetivo específico

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas tiene como principal objetivo determinar los requerimientos de reserva de potencia activa, para el Control Primario y Secundario de Frecuencia, que permita operar al SM de Punta Arenas cumpliendo con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT de SSMM.

4.3.2 Metodología de Análisis

La reserva para el Control Primario de Frecuencia de subida es determinada, según se indica en la normativa vigente, empleando un criterio de optimización económica de la operación del SM. En efecto, esta debe ser aquella reserva que minimice el costo total de operación, considerando por una parte el mayor costo de operación derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para contar con esta reserva y, por otra parte, los costos de la Energía No Suministrada (ENS) de corta duración en que se debería incurrir de no contar con dicha reserva.

Por otra parte, para el caso de la reserva para CPF de bajada, es decir, aquella empleada para reducir las excursiones de sobrefrecuencia derivadas de la pérdida de consumos, se considera que sea aquella en la cual la respuesta dinámica del SM para la salida de servicio del alimentador con mayor carga permita operar cumpliendo los criterios establecidos en la norma técnica.

Con las reservas para Control Primario de Frecuencia determinadas de acuerdo a lo descrito en los párrafos anteriores, se procede a verificar el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente, por medio de simulaciones dinámicas de contingencias que deriven en los mayores desbalances de generación y de consumo.

En cuanto a las reservas para CSF, se determina este requerimiento en base a los errores de previsión de la demanda neta, siendo esta la que aglomera las variaciones tanto de la demanda como de la generación con recursos renovables variables, que en el caso del SM de Punta Arenas contempla sólo generación eólica. Estos errores de previsión se determinan empleando registros de la operación real que contienen sólo al PE Cabo Negro en servicio, y posteriormente se hace una proyección considerando la entrada en operación del PE Vientos Patagónicos.

Adicionalmente, se determina el requerimiento de reserva para CSF para variaciones intrahorarias en base a las diferencias de la generación eólica media en intervalos de 10 minutos. Esta reserva permitiría compensar la variabilidad de potencia generada que presentan los parques eólicos debido a fenómenos meteorológicos observables en ese rango de tiempo.

4.3.3 Resultados

a) Determinación Requerimientos mínimos de Control Primario de Frecuencia

El requerimiento de reserva de potencia activa, según se indica en la NT de SSMM, debe ser determinado a través de la evaluación económica de la operación SM de Punta Arenas.

Para determinar la reserva óptima económica, que resulte de minimizar el Costo de Operación Total del SM de Punta Arenas, se deben calcular los dos tipos de costos que lo componen, esto es, el Costo de Operación y el Costo de Energía No Suministrada, ambos en función del nivel de reserva para CPF. Estos costos son determinados a continuación.

Costos de operación anual esperado vs. nivel de reserva para CPF

El modelo de operación económica Plexos es empleado para determinar el Costo de Operación del sistema y la potencia de las unidades de generación que permiten abastecer la demanda para cada bloque de operación.

Este modelo utiliza como datos de entrada el costo de combustible, el programa de mantenimiento mayor y las reservas de potencia necesarias para CPF y CSF, entre otros parámetros relevantes.

El modelo realiza una asignación económica de las reservas, entre las unidades designadas previamente para tal efecto.

La tabla siguiente muestra los Costos de Operación Anual para el periodo 2021 al 2024 resultante del programa de operación para el SM de Punta Arenas, en función de distintos niveles de reserva para CPF.

Tabla 4.3 Costos de Operación 2021 - 2024.

RCPF [MW]	Costos de operación (USD)			
	2021	2022	2023	2024
0	9,423,153	10,121,430	10,602,103	11,037,814
1	9,423,774	10,122,154	10,602,899	11,038,687
2	9,424,750	10,123,091	10,603,892	11,039,817
3	9,426,188	10,124,500	10,605,213	11,041,245
4	9,435,541	10,132,588	10,612,943	11,048,563
5	9,466,757	10,160,282	10,639,172	11,073,285
6	9,508,205	10,196,823	10,673,263	11,105,423
7	9,554,521	10,237,761	10,711,160	11,140,722
8	9,605,982	10,283,212	10,753,259	11,179,881
9	9,662,631	10,332,960	10,799,425	11,222,788
10	9,734,738	10,396,395	10,858,430	11,277,802

RCPF [MW]	Costos de operación (USD)			
	2021	2022	2023	2024
11	9,827,992	10,475,198	10,931,618	11,345,683
12	9,949,386	10,573,504	11,019,297	11,426,046
13	10,100,540	10,697,709	11,128,159	11,520,841
14	10,282,386	10,848,498	11,262,208	11,639,047
15	10,503,842	11,031,696	11,426,640	11,786,118
16	10,777,316	11,251,207	11,622,741	11,960,999
17	11,113,670	11,514,820	11,853,550	12,167,725
18	11,525,732	11,844,509	12,139,349	12,415,698
19	12,006,052	12,240,953	12,486,398	12,716,320
20	12,566,695	12,722,969	12,918,055	13,097,803
21	13,207,704	13,303,570	13,449,799	13,575,657
22	13,922,680	13,964,321	14,073,512	14,149,617
23	14,713,966	14,703,632	14,779,225	14,819,777
24	15,582,159	15,516,425	15,558,188	15,560,518
25	16,502,635	16,380,464	16,385,362	16,367,070

En la figura siguiente se grafican las curvas de los Costos de Operación Anual del SM Punta Arenas, de acuerdo con la información contenida en la tabla precedente.

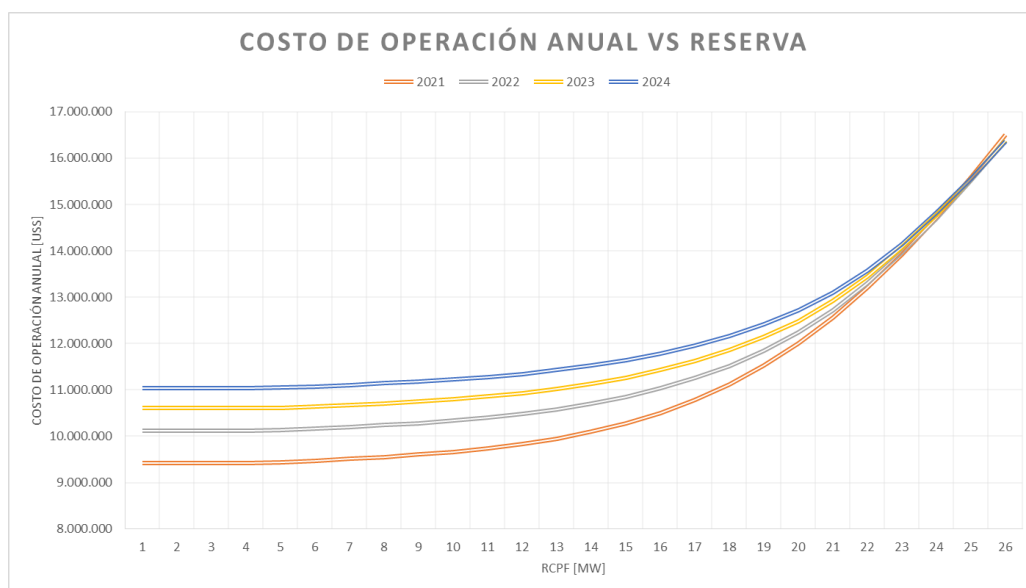


Figura 4.1 Curvas de Costos de Operación Anual del SM de Punta Arenas 2021-2024

Costos de ENS Anual Esperado vs nivel de reserva para CPF

En este capítulo se determina el Costo de Energía No Suministrada Anual, para el horizonte de estudio 2021-2024, para distintos niveles de reserva para CPF.

La metodología para determinar el Costo de ENS consiste en los siguientes pasos:

Paso 1: Determinar los montos de energía no suministrada que provocaría la contingencia de cada unidad generadora del SM de Punta Arenas, en cada bloque horario para el horizonte de estudio.

En primera instancia se determina el monto de carga desconectada de acuerdo con el siguiente criterio:

Monto de Carga Desconectada	Condición
0	$P_{ijk} \leq RP_k$
DC_{1j}	$RP_k < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j}$
$DC_{1j} + DC_{2j}$	$RP_k + DC_{1j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j}$
$DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j}$	$RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j}$
$DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j}$	$RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j}$
$DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} + DC_{5j}$	$RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} + DC_{5j}$
$DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} + DC_{5j} + DC_{6j}$	$RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} + DC_{5j} < P_{ijk} \leq RP_k + DC_{1j} + DC_{2j} + DC_{3j} + DC_{4j} + DC_{5j} + DC_{6j}$

Donde:

RP_k : es el monto de reserva del caso k , con $k = \{0, 1, 2, \dots, 25\}$

P_{ijk} es la potencia de despacho de la Unidad generadora i , en el bloque horario j , para el caso de reserva de CPF k .

$DC_{1j}, DC_{2j}, \dots, DC_{6j}$: es el monto de carga disponible en los escalones 1, 2, ..., 6, respectivamente, del EDAC de SM Punta Arenas, para el bloque horario j . Los porcentajes de Carga asociados al EDAC considerados, se consideran en la siguiente tabla.

Tabla 4.4 EDAC del SM Punta Arenas

EDAC baja frecuencia SM Punta Arenas				
Prioridad	Alimentadores	Frecuencia [Hz]	Tiempo [s]	Monto de Carga *(%)
1	11-12-13-14	49	60	20.2%
2	9	48.8	120	8.1%
3	10	48.5	120	7.6%
4	7-8	48.5	180	11.7%
5	5	48.3	250	7.3%
6	4	48	250	7.7%
7	1-2-3-6	Deshabilitado		

*Determinado en base al promedio de los escenarios de demanda Máxima, media y mínima esperados para el 2021.

Habiendo determinado el monto de carga desconectado, la ENS es calculada como el producto de esa carga y el tiempo que demoraría la reposición de dichos consumos. Estos tiempos de reposición toman en consideración los tiempos de partida informados de las unidades generadoras del SM, mostrados en el Anexo 6.1.

Paso 2: Para cada nivel de reserva k, se determina el Costo Total Anual de la energía no suministrada de corta duración, a través de la siguiente expresión:

$$CENS_k = CFCD \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{j=1}^{24 \cdot Ndías} \sum_{i=1}^{Ng} ENS_{ijk} \cdot TF_i}{(1 + r)^m}$$

Donde,

- i : Subíndice que identifica unidad de generación
- j : Subíndice que identifica bloque horario
- m : Subíndice que identifica un mes
- ENS : Energía No Suministrada
- TF : Tasa de falla horaria de generador, Anexo 6.1.
- CFCD : Costos de falla de corta duración, fijado en 12.59 US\$/[MW], en Resolución exenta N°333 del 31 de agosto de 2020 “Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos.”
- r : Tasa descuento costo capital mensual derivado del 10% anual.
- Ndías : Número de días del mes m

En la tabla siguiente se resumen los los resultados obtenidos de los Costos anuales de ENS en función de la reserva en [MW] para CPF:

Tabla 4.5 Costo Energía No Suministrada para distintos niveles de reserva de CP, años 2021-2024

RCPF	Costo de Energía No Suministrada (USD)			
	2021	2022	2023	2024
0	170,072	161,268	150,270	142,154
1	148,726	140,845	131,270	123,364
2	125,564	119,331	111,548	104,368
3	112,860	107,135	99,966	93,069
4	102,127	97,445	91,499	85,282
5	80,418	77,114	72,755	68,541
6	71,788	69,379	65,465	61,526
7	63,056	61,677	58,637	54,829
8	55,850	54,112	51,105	47,139
9	48,967	47,337	44,609	41,105
10	40,227	38,991	36,972	34,607
11	30,079	29,350	27,907	26,522
12	26,107	25,091	23,627	22,544
13	19,454	18,537	17,732	17,471
14	16,338	15,834	15,058	15,080
15	9,022	9,305	9,106	8,221
16	7,226	7,478	7,431	6,843
17	6,692	7,116	7,021	6,573
18	5,997	6,518	6,563	6,147
19	5,235	5,876	5,979	5,727
20	4,468	5,098	5,310	5,229
21	3,582	4,108	4,315	4,385
22	2,762	3,376	3,585	3,677
23	703	0	0	0
24	0	0	0	0
25	0	0	0	0

A partir de los resultados tabulados anteriores, se obtiene las curvas de Costos de ENS, en función del monto de reserva, para el periodo de análisis 2021-2024 que se muestran en la figura siguiente.

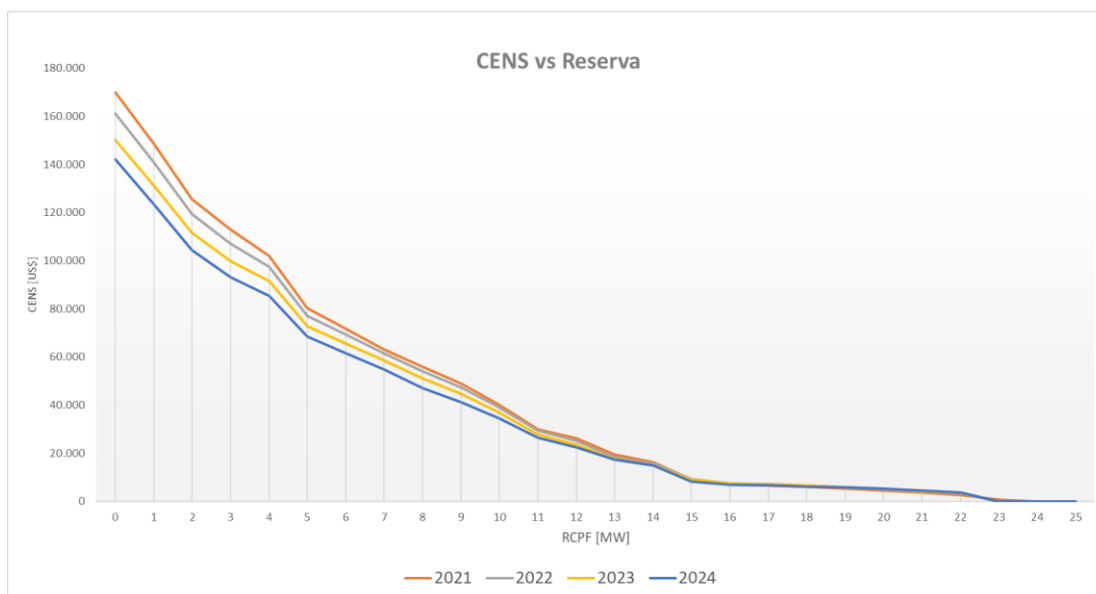


Figura 4.2 Curvas de Costo Energía No Suministrada, años 2021-2024

Costos de Operación Total

A partir de los Costos de Operación y Costos de ENS determinados en los capítulos anteriores se procede a calcular los Costos de Operación Total, siendo ésta la suma de los dos primeros. La tabla siguiente muestra los valores de Costo Total de Operación esperado, para los diferentes niveles de reserva para CPF y periodo analizado del año 2021 al 2024.

Tabla 4.6 Costo de Operación Total, para distintos niveles de reserva de CPF, años 2021-2024

RCPF	Costo de Operación Total (Costo Operación+CENS) [USD]			
	2021	2022	2023	2024
0	9,593,225	10,282,699	10,752,373	11,179,968
1	9,572,500	10,262,999	10,734,169	11,162,052
2	9,550,314	10,242,421	10,715,440	11,144,184
3	9,539,048	10,231,635	10,705,179	11,134,313
4	9,537,668	10,230,033	10,704,443	11,133,845
5	9,547,175	10,237,396	10,711,927	11,141,827
6	9,579,994	10,266,203	10,738,728	11,166,949
7	9,617,577	10,299,438	10,769,796	11,195,551
8	9,661,831	10,337,324	10,804,363	11,227,020
9	9,711,599	10,380,297	10,844,034	11,263,894
10	9,774,965	10,435,386	10,895,402	11,312,408
11	9,858,070	10,504,547	10,959,525	11,372,204
12	9,975,494	10,598,595	11,042,925	11,448,589
13	10,119,994	10,716,246	11,145,891	11,538,312

RCPF	Costo de Operación Total (Costo Operación+CENS) [USD]			
	2021	2022	2023	2024
14	10,298,724	10,864,331	11,277,266	11,654,126
15	10,512,864	11,041,002	11,435,746	11,794,339
16	10,784,542	11,258,685	11,630,172	11,967,842
17	11,120,362	11,521,936	11,860,571	12,174,298
18	11,531,730	11,851,028	12,145,912	12,421,845
19	12,011,288	12,246,829	12,492,377	12,722,047
20	12,571,164	12,728,067	12,923,365	13,103,033
21	13,211,287	13,307,678	13,454,113	13,580,042
22	13,925,442	13,967,698	14,077,097	14,153,294
23	14,714,669	14,703,632	14,779,225	14,819,777
24	15,582,159	15,516,425	15,558,188	15,560,518
25	16,502,635	16,380,464	16,385,362	16,367,070

La siguiente figura muestra las Curvas de Costo de Operación (anaranjado), CENS (rojo) y Costo Total de operación (morado), para los 4 años de análisis.

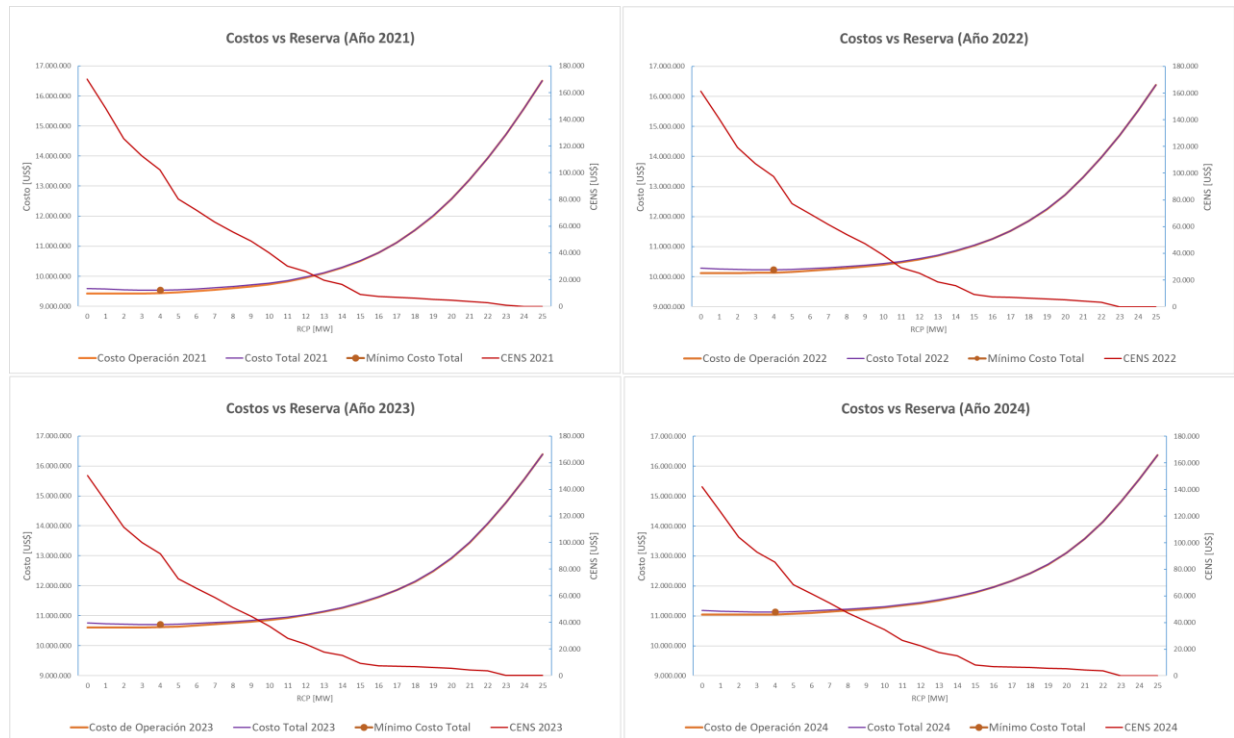


Figura 4.3 Curvas de Costos, periodo 2021-2024

De la tabla y gráficos anteriores se puede concluir que la **reserva óptima económica para CPF para enfrentar desbalances de generación es de 4.0 MW**. Este nivel de reserva resulta para todo el periodo de análisis, es decir, desde el año 2021 al 2024.

En cuanto al monto mínimo de reserva para CPF para afrontar pérdidas de consumos, éste es determinado mediante simulaciones dinámicas de la salida de servicio del alimentador con mayor demanda del SM de Punta Arenas (Alimentador 2 de a S/E Punta Arenas). Este requerimiento mínimo resulta de aquel que permita cumplir con los criterios de seguridad y calidad de servicio establecido en la NT de SSMM. De los resultados que se muestran en el siguiente capítulo, se logró determinar que la Reserva para CPF de bajada es de 3.5 MW, para todo el periodo de análisis.

En definitiva, la tabla siguiente muestra los requerimientos mínimos de Reserva para CPF.

Tabla 4.7 Montos de Reserva para CPF, periodo 2021-2024

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico COP+CENS (NT de SSMM)	4.0 [MW]	+4.0 / -3.5 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	-3.5 [MW]	

b) Verificación Reservas de Control Primario de Frecuencia

En este capítulo se valida mediante simulaciones dinámicas que, con los requerimientos mínimos de reservas para CPF determinados anteriormente, se da cumplimiento a los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en la NT de SSMM.

La tabla siguiente muestra el resumen de los resultados de las contingencias simuladas para distintos escenarios de operación, también individualizados en esta. Por otra parte, en el Anexo 6.1 se entrega con mayor detalle los resultados gráficos de estas simulaciones.

Tabla 4.8 Resultados de simulaciones para reservas de CPF

		2021				2024	
		Dem. Alta/ ERV Media	Dem. Media/ ERV Baja	Dem. Baja/ ERV Nulo	Dem. Alta/ ERV Alta	Dem. Alta/ ERV Media	Dem. Alta/ ERV Alta
Gx Total [MW]		43.2	28.7	16.8	43.5	46.7	46.7
Gx ERV [MW]		7.6	2.8	0.0	10.1	7.1	10.1
RCPF [MW]		4.0	4.3	4.3		4.0	-3.0
Despachos Unidades [MW]	CTP Unidad 1	20.0	-	-	22.0	22.0	23,0
	CTP Unidad 4	-	-	8.5	-	-	-
	CTP Unidad 7	13.0	13.0	-	3.5(*)	13.0	3,5(*)
	CTP Unidad 8	2.6	-	8.4	7.9	4.7	10,5
	CTP Unidad 9		12.9	-	-	-	-
	PE Vientos Patagónicos	5.0	2.0	-	7.5	4.5	7,5
	PE Cabo Negro	2.6	0.8	-	2.6	2.6	2,6
Contingencia		Unid. N°1 CTP con 20.0 MW	Unid. N°9 CTP con 12.9 MW	Unid. N°4 CTP con 8.5 MW	Alimentad or 2 de S/E Punta Arenas con 4.7 MW	Unid. N°1 CTP con 22.0 MW	Alimentad or 2 de S/E Punta Arenas con 5.0 MW
Frec. Max		51.3	52.2	52.2	51.0	51.2	51.0
Frec. Mín		48.1	48.2	47.7	50.0	48.0	50.0
Cumple Criterios NT		✓	✓	✓	✓	✓	✓

(*) Para la contingencia en el Alimentador 2 de la S/E Punta Arenas se despachó a la CTP Unidad 7 bajo su mínimo técnico para efectos de determinar el requerimiento mínimo de reserva de CPF de bajada tal que se cumplan los criterios de seguridad y calidad de servicio de la NT de SSMM.

De la tabla anterior y los gráficos de las simulaciones contenidos en el Anexo 6.1, se puede concluir que con los requerimientos mínimos de reserva para CPF y frente a las contingencias de generación y de consumo analizadas se cumple con los criterios de la NT de SSMM en cuanto a las tensiones en régimen permanente (rango 0.96 p.u. – 1.06 p.u, artículo 6-17) y los márgenes de frecuencia en régimen permanente (rango 50 ± 0.5 Hz, artículo 9-5).

Sin perjuicio de lo anterior, queda de manifiesto que en algunas de las contingencias de generación analizadas y por efecto de la actuación del EDAC, la frecuencia muestra una sobreoscilación, llegando en ciertos casos a niveles por sobre los 52.0 Hz. De acuerdo con lo establecido en la NT de SSMM en su artículo 3-6, sobre ese umbral de frecuencia las unidades térmicas podrían desconectarse de manera opcional y los parques eólicos deberán desconectarse forzosamente, lo que podría provocar la salida descontrolada de unidades generadoras pudiendo comprometer la recuperación segura del sistema.

Por tal motivo, es que en el Estudio de EDAC se hace una propuesta de modificación que permita evitar el riesgo de salida de unidades de generación por sobrefrecuencia.

c) Determinación de Reservas para Control Secundario de Frecuencia CSF

La NT de SSMM en su artículo 7-32 establece que la reserva para CSF debe ser determinada en función del mayor error estadístico de la previsión de la demanda. Sin perjuicio de lo anterior, se determina también la reserva asociada al error de previsión de la generación en base a recursos variables, que en el caso del SM de Punta Arenas es sólo eólica.

Complementariamente, se determina el monto de reserva para afrontar las variaciones intrahorarias de la generación eólica, para lo cual se consideran los promedios de generación eólica en intervalos de 10 minutos.

A continuación, se detallan los resultados del cálculo de las reservas para ambos factores: errores de previsión y variaciones intrahorarias.

Reserva de CSF por errores de previsión

Se considera que la operación del SM debe contar con una reserva de potencia que permita afrontar aquellas diferencias entre la generación programada y la generación real. Estas diferencias constituyen los errores de previsión.

Las principales componentes de estos errores, en el SM de Punta Arenas, son los errores de previsión de la demanda y los errores de previsión de la generación eólica.

Debido a la característica aleatoria de los anteriores errores de previsión, se debe determinar el error estadístico, que para el caso de la generación o denominada también demanda bruta, como el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Los registros de generación real que se deben emplear no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

Sea la siguiente notación:

- h: índice de notación de hora “h” con $h=1,2,\dots,N_h$.
- GReal_h: generación real del SM de Punta Arenas en hora “h”, en [MW].
- GProg_h: generación programada del SM de Punta Arenas en hora “h”, en [MW].
- EPrevi_h: error de previsión incremental de generación en hora “h”, en [MW].
- Nh: número de registros
- EPrevi_{Medio}: error medio de previsión de la generación.

El cálculo considera los siguientes pasos:

- Calcular el Error de Previsión de generación horario:

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

- Calcular el error medio de la previsión de generación

$$E\text{Previ}_{\text{Medio}} = \frac{\sum_{h=1}^{N_h} E\text{Previ}_h}{N_h}$$

- Calcular la desviación estándar del error de previsión de generación horario, como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{N_h} (E\text{Previ}_h - E\text{Previ}_{\text{Medio}})^2}{(N_h - 1)}}$$

El anterior procedimiento también se aplica para determinar el error estadístico de la generación ERV y la demanda neta, siendo esta última la diferencia entre la generación total o demanda bruta y la generación ERV.

Para efectos del cálculo de las reservas para CSF para errores de previsión se han empleado los registros de la Operación Real y Programada en el periodo del 01 de agosto de 2020 al 19 de octubre de 2020.

Los siguientes gráficos muestran el histograma de los errores de previsión de la demanda bruta, generación ERV y demanda neta. Además, la Tabla 4.9 resume las variables estadísticas (media y desviación estándar) de dichos errores.

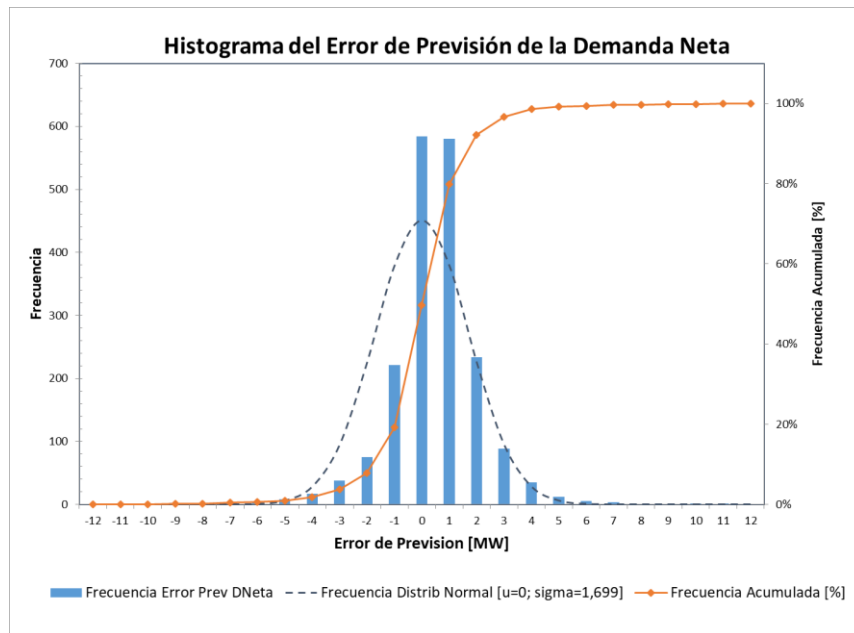


Figura 4.4 Histograma de Error de Previsión de la demanda Neta

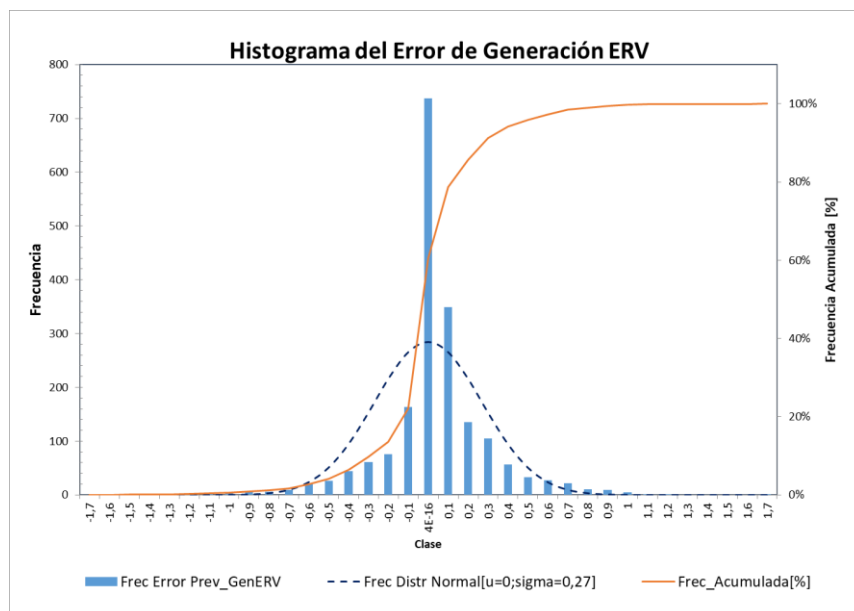


Figura 4.5 Histograma de Error de Previsión de la generación ERV

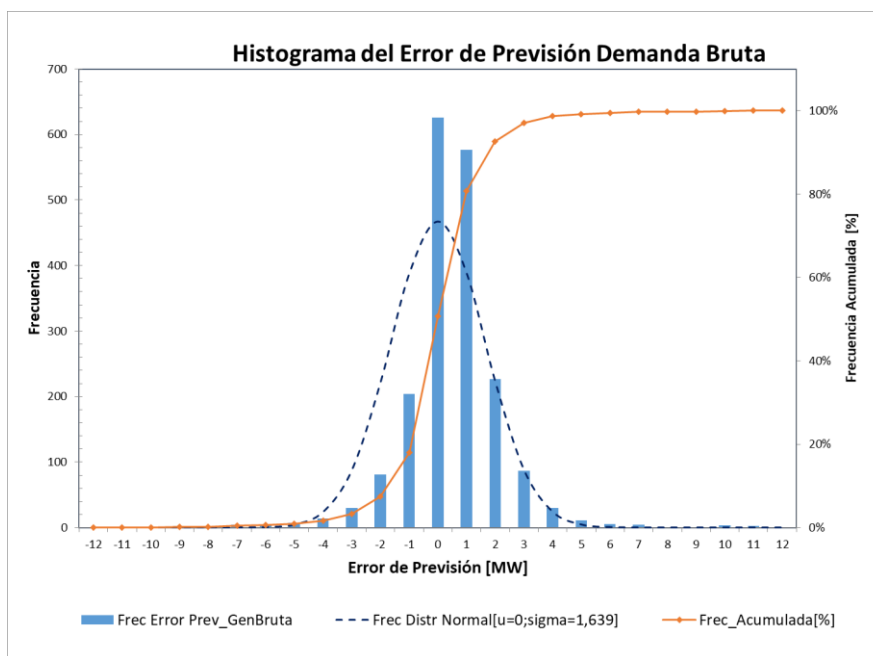


Figura 4.6 Histograma de Error de Previsión de la demanda bruta

Tabla 4.9 Parámetros estadísticos de los errores de previsión, sin PE Vientos Patagónicos

Parámetro estadístico	Error de Previsión		
	Demanda Bruta	Generación ERV	Demanda Neta
Media [MW]	0.00	0.00	0.00
Desviación estándar [MW]	1.64	0.27	1.70

Se aprecia de los gráficos anteriores que los errores estadísticos de previsión presentan una distribución similar una distribución normal (representada en los mismos gráficos con líneas punteadas).

Considerando lo anterior, es decir, que los errores de previsión de la demanda bruta y de la generación ERV siguen una distribución normal y que son variables aleatorias independientes, se puede estimar que el error de la demanda neta tiene, del mismo modo, una distribución normal con los siguientes parámetros estadísticos.

$$\mu_{error_prev_Dneta} = \mu_{error_prev_Dbruta} + \mu_{error_prev_Gen_ERV}$$

$$\sigma_{error_prev_Dneta} = \sqrt{\sigma_{error_prev_Dbruta}^2 + \sigma_{error_prev_Gen_ERV}^2}$$

De este modo la siguiente tabla muestra los valores de la media y desviación estándar del error de previsión de la demanda neta, calculados directamente de los registros de la operación real y estimados en base a los parámetros estadísticos de los errores de previsión de la demanda bruta y la generación ERV.

Tabla 4.10 Parámetros estadísticos del Error de Previsión de la demanda neta

Parámetro estadístico	Cálculo del Error de Previsión de la demanda neta	Estimación del Error de Previsión de la demanda neta
Media [MW]	0.00	0.00
Desviación estándar [MW]	1.70	1.66

Se desprende de la tabla anterior que, el error medio y la desviación estándar del error de previsión de la demanda neta presenta valores muy similares aplicando en ambos casos. Esto es de utilidad para hacer una estimación de los requerimientos de reserva para CSF considerando el PE Vientos Patagónicos en servicio.

Teniendo el error estadístico de previsión de la generación ERV para el caso sin el PE Vientos Patagónicos, y considerando que la desviación estándar de este error es proporcional a la capacidad instalada de este tipo de generación, los parámetros estadísticos del error de previsión de la generación ERV para el caso con el PE Vientos Patagónicos en servicio son los que muestra la tabla siguiente.

Tabla 4.11 Error de previsión de la generación ERV sin y con el PE Vientos Patagónicos

Ítem	Error de Previsión de Generación ERV	
	Sin PE Vientos Patagónicos	Con PE Vientos Patagónicos
Capacidad instalada [MW]	2.55	12.9
Media [MW]	0.00	0.00
Desviación estándar [MW]	0.27	1.37

Por lo tanto, el error de previsión de la demanda neta, calculada a partir del error de previsión de demanda bruta y el error de previsión de la generación ERV (considerando la PES del PE Vientos Patagónicos), está dado por lo que se indica en la siguiente tabla.

Tabla 4.12 Parámetros estadísticos de los errores de previsión, con PE Vientos Patagónicos

Variable estadística	Error de Previsión		
	Demanda Bruta	Generación ERV con PE Vientos Patagónicos	Demanda Neta con PE Vientos Patagónicos
Media [MW]	0.00	0.00	0.00
Desviación estándar [MW]	1.64	1.37	2.13

Entendiendo que la reserva para CSF debe cubrir el mayor error estadístico de la demanda neta, considerando para ello un intervalo de confianza del 95% y tomando en cuenta que este error de previsión se asemeja a una distribución normal, el requerimiento de reserva para CSF por error de Previsión de la Demanda Neta ($RCSF_{EP_DN}$) está dado por:

$$RCSF_{EP_DN} = \mu_{EP_DN} \pm 1.96 * \sigma_{EP_DN} = \pm 4.2 [MW]$$

Donde:

μ_{EP_DN} : Valor medio del Error de previsión de la demanda neta, equivalente a 0 [MW]

σ_{EP_DN} : Desviación estándar del Error de previsión de la demanda neta, equivalente a 2.13 [MW]

Reserva de CSF para Variaciones Intrahorarias de Generación ERV

La información disponible para determinar las variaciones intrahorarias de la generación con recursos renovables son los registros de generación del PE Cabo Negro durante el año 2020, con resolución de 10 minutos.

El siguiente gráfico muestra el histograma de estas variaciones de la potencia media de 10 minutos generada por el PE Cabo Negro.

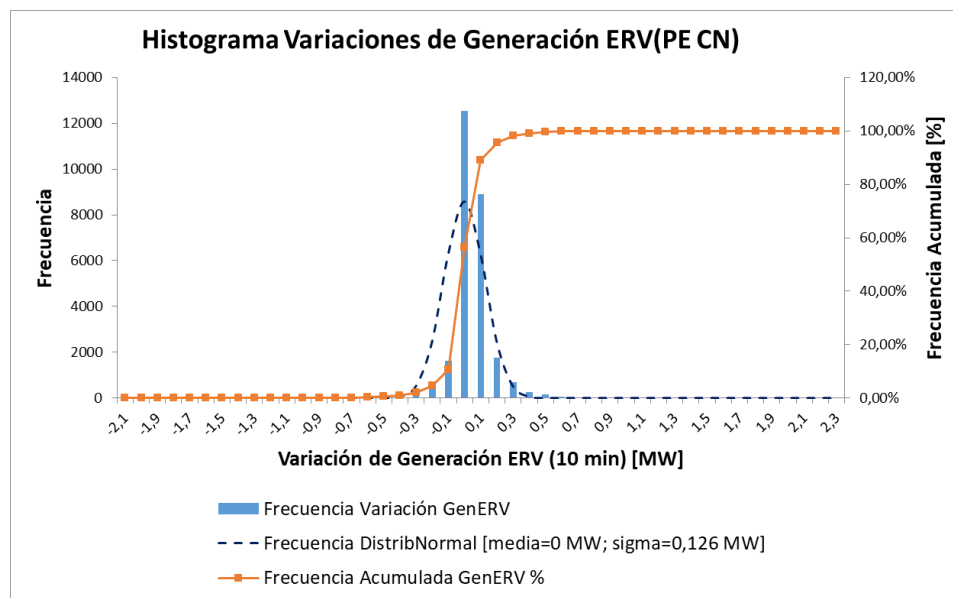


Figura 4.7 Histograma de Variaciones Intrahorarias de la Generación del PE Cabo Negro

Se aprecia que estas variaciones de potencia media intrahorarias de 10 minutos del PE Cabo Negro tienen una distribución similar a una normal de media $\mu_{VI_CN} = 0$ MW y desviación estándar $\sigma_{VI_CB} = 0.126$ MW, graficada con líneas punteadas en el gráfico anterior. Por tanto, la reserva para CSF requeridas para cubrir estas variaciones, si se considera un intervalo de confianza del 95%, está dado por:

$$RCSF_{VI_CN} = \mu_{VI} \pm 1.96 * \sigma_{VI} = \pm 0.25 [MW]$$

Habiendo determinado las reservas para CSF para variaciones intrahorarias, con los registros de la operación real del PE Cabo Negro se procede a proyectar este requerimiento haciendo la consideración

que el monto de reserva para estas variaciones intrahorarias es proporcional a la potencia instalada de centrales ERV, por lo que se tiene que la Reserva para variaciones intrahorarias con el PE Vientos Patagónicos ($RCSF_{VI_conPEVP}$) es:

$$RCSF_{VI_conPEVP} = RCSF_{VI_CN} \times \frac{P_{ERV_conPEVP}}{P_{ERV_sinPEVP}} = 1.3 [MW]$$

Donde:

$RCSF_{VI_CN}$: Reserva para CSF para Variaciones Intrahorarias del PE Cabo Negro

$PERV_{VI_conPEVP}$: Capacidad instalada de Generación ERV, considerando al PE Vientos Patagónicos

$PERV_{VI_sinPEVP}$: Capacidad instalada de Generación ERV, sin considerar al PE Vientos Patagónicos

d) Resumen General de Reservas CPF y CSF

Finalmente, la tabla siguiente resume los requerimientos de reserva para CPF y CSF.

Tabla 4.13 Resumen de Reservas para CPF y CSF

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico COP+CENS (NTSSMM)	4.0 [MW]	+4.0 / -3.5 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	3.5 [MW]	
RCSF	RCSF+/RCSF-	Error de Previsión (NTSSMM)	± 4.2 [MW]	± 4.4 [MW]*
		Variaciones Intrahorarias de Generación ERV ($\Delta G_{10 \text{ min}}$)	± 1.3 [MW]	

*: Calculado como $RCSF = \sqrt{RCSF_{EP}^2 + RCSF_{VI}^2}$

Notar que la Reserva para CSF fue determinada, considerando que los factores de influencia asociados a los errores de previsión y la variabilidad son independientes entre sí y siguen una distribución normal, como $RCSF = \sqrt{RCSF_{EP}^2 + R_{VI}^2}$. Siendo $RCSF_{EP}$ la reserva para cubrir los errores de previsión y $RCSF_{VI}$ para las variaciones intrahorarias.

4.4 Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

4.4.1 Objetivo específico

Según se establece en el artículo 7-33 de la NT de SSMM, la operadora principal o el Coordinador debe llevar a cabo el estudio de EDAC con el objetivo de revisar y adecuar los EDAC vigentes. Este estudio se realiza para un horizonte de operación de 48 meses.

4.4.2 Metodología de Análisis

Se evalúa la operación del EDAC actualmente implementado en el SM de Punta Arenas, considerando la reserva para control primario óptima resultante del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, en diferentes escenarios de operación para el horizonte de este estudio, es decir, en el periodo comprendido entre los años 2021 y 2024.

Para efectos del análisis de operación del EDAC se contempla la simulación de contingencias de generación en las unidades de mayor tamaño del SM, verificando en cada caso el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM.

4.4.3 Análisis

a) EDAC vigente

El SM de Punta Arenas actualmente tiene implementado un EDAC por subfrecuencia con 7 etapas o escalones, representativos de prioridades de apertura de los alimentadores asociados, de las cuales la última se encuentra inhabilitada. Estas etapas tienen ajustes de umbrales de frecuencia absoluta y tiempos de actuación, los que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.14 EDAC del SM Punta Arenas

Prioridad de Apertura	Alimentadores	Frecuencia [Hz]	Tiempo [ms]
1	11 – 12 – 13- 14	49.0	60
2	9	48.8	120
3	10	48.5	120
4	7 – 8	48.5	180
5	5	48.3	250
6	4	48.0	250
7	1 – 2 – 3 – 6	Inhabilitado	

En los análisis realizados en el Estudio de Control de Frecuencia se evidenció que la actuación del EDAC, frente a algunos de los desbalances de generación simulados, provocaba una sobreoscilación de la frecuencia del SM llevándola a valores que superan transitoriamente los 52,0 Hz. Esto se puede apreciar en la figura siguiente, que grafica la evolución de la frecuencia para la salida de servicio intempestiva de la unidad 9 de la Central Tres Puentes despachada con 12.5 MW, en el escenario de demanda media del año 2021.

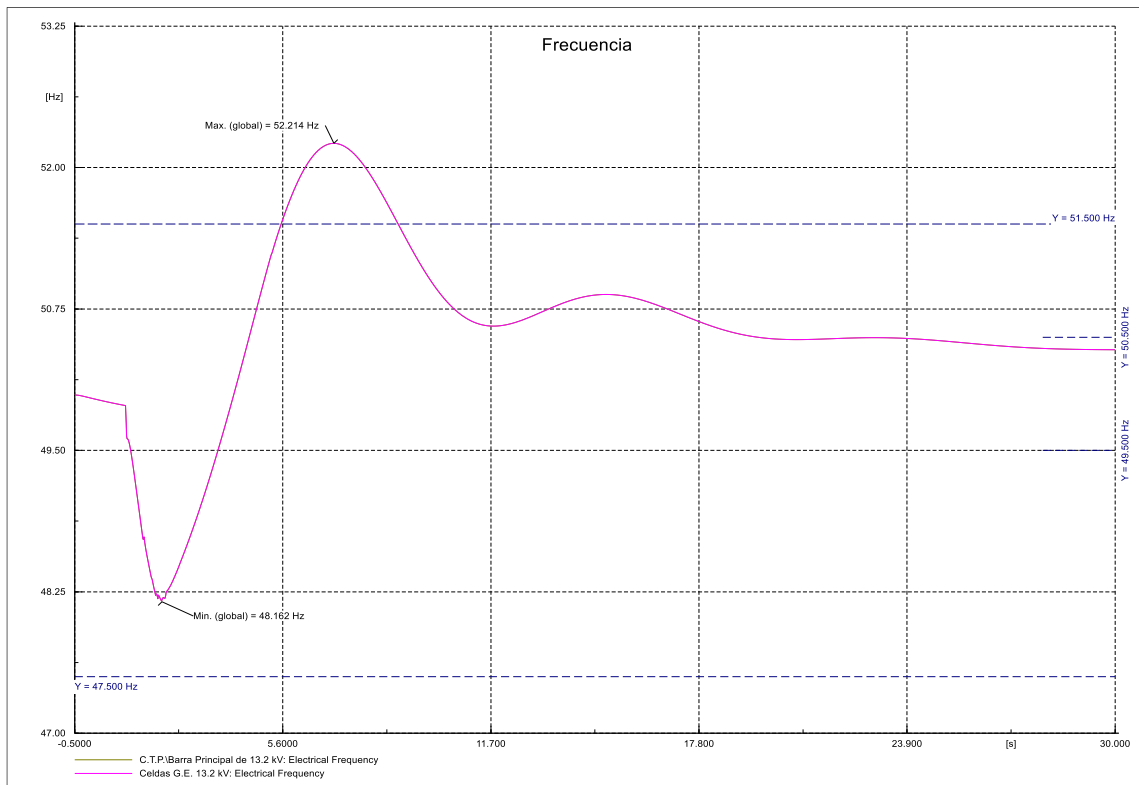


Figura 4.8 Comportamiento de la frecuencia en Escenario DMed año 2021, contingencia en Unidad 9 de CTP con despacho de 12.5 MW

De acuerdo con lo indicado en el artículo 3-6 de la NT de SSMM, para frecuencias sobre los 52.0 Hz las unidades térmicas pueden desconectarse opcionalmente y los parques eólicos lo deben hacer forzosamente, lo que podría provocar una desconexión descontrolada de unidades generadoras, pudiendo con ello comprometer la recuperación segura del SM.

En consecuencia, en el capítulo a continuación se detalla una propuesta de modificación al EDAC del SM de Punta Arenas que permite evitar el riesgo de una sobrerreacción de la frecuencia.

b) Propuesta de modificación del EDAC

La propuesta de modificación del EDAC consiste básicamente en retirar el Alimentador 8 de la S/E Punta Arenas del EDAC, y en consecuencia agruparlo con el resto de los alimentadores en el escalón 7, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 4.15 Propuesta de EDAC del SM Punta Arenas

Prioridad de Apertura	Alimentadores	Frecuencia [Hz]	Tiempo [ms]
1	11 – 12 – 13- 14	49.0	60
2	9	48.8	120
3	10	48.5	120
4	7	48.5	180
5	5	48.3	250
6	4	48.0	250
7	1 – 2 – 3 – 6 – 8	Inhabilitado	

Para efectos de validar la propuesta de EDAC, se simulan diferentes contingencias de generación, considerando el monto mínimo de reserva para CPF determinado en el Estudio de Control de Frecuencia. La tabla siguiente muestra el detalle de los escenarios de operación considerados y los principales resultados de las simulaciones dinámicas. En el Anexo 6.2 se muestra gráficamente las variables eléctricas obtenidas de estas simulaciones.

Tabla 4.16 Resultados de simulaciones para EDAC Propuesto

		2021			2024
		Dem. Alta/ ERV Media	Dem. Media/ ERV Baja	Dem. Baja/ ERV Nulo	Dem. Alta/ ERV Media
Gx Total [MW]		43.2	28.7	16.8	46.7
Gx ERV [MW]		7.6	2.8	0.0	7.1
RCPF [MW]		4.0	4.3	4.3	4.0
Despachos Unidades [MW]	CTP Unidad 1	20.0	-	-	22.0
	CTP Unidad 4	-	-	8.5	-
	CTP Unidad 7	13.0	13.0	-	13.0
	CTP Unidad 8	2.6	-	8.4	4.7
	CTP Unidad 9		12.9	-	-

		2021			2024
		Dem. Alta/ ERV Media	Dem. Media/ ERV Baja	Dem. Baja/ ERV Nulo	Dem. Alta/ ERV Media
	PE Vientos Patagónicos	5.0	2.0	-	4.5
	PE Cabo Negro	2.6	0.8	-	2.6
Contingencia		Unid. N°1 CTP con 20,0 MW	Unid. N°9 CTP con 12.9 MW	Unid. N°4 CTP con 8.5 MW	Unid. N°1 CTP con 22.0 MW
Frec. Máx.		50,7	51.2	51.6	51.2
Frec. Mín.		48,1	48.1	47.7	47.9
Cumple Criterios NT		✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se desprende que la respuesta del SM de Punta Arenas es satisfactoria, desde el punto de vista del cumplimiento normativo. La figura siguiente muestra en mayor detalle la respuesta de la frecuencia para los distintos desbalances de generación simulados.

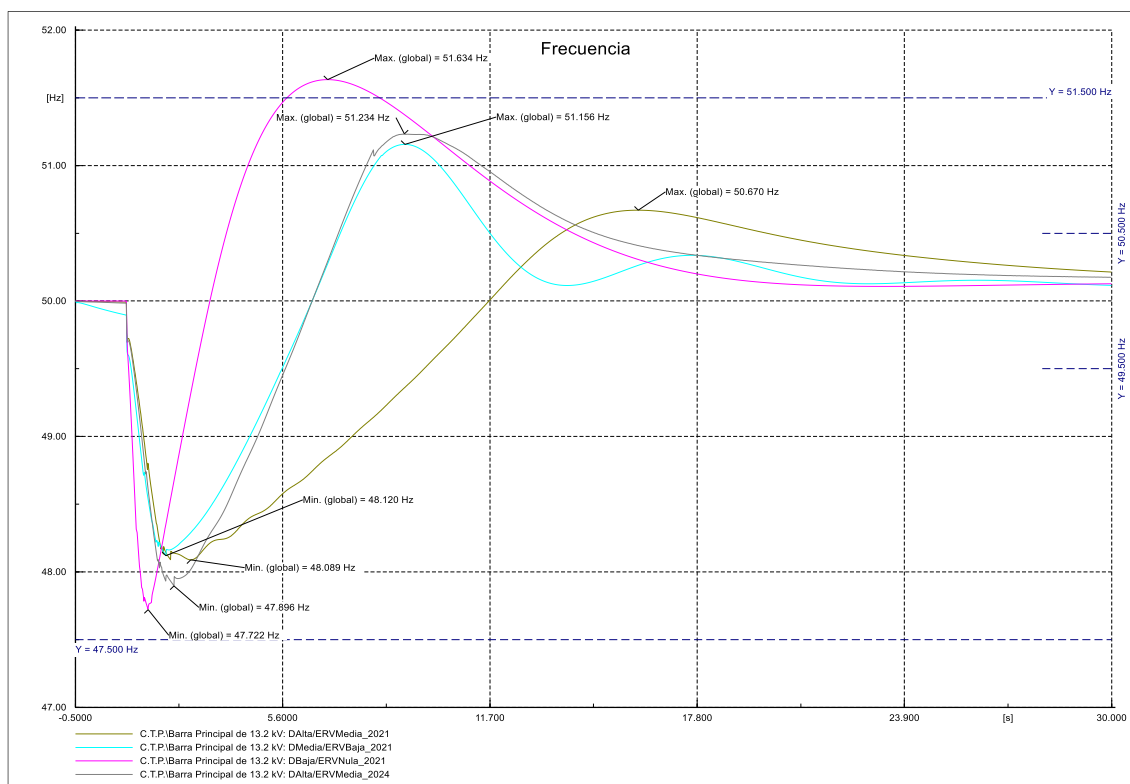


Figura 4.9 Comportamiento de la frecuencia con el EDAC Propuesto

Del gráfico anterior se puede ver que la frecuencia tiene una evolución dentro de los márgenes establecidos en la NT de SSMM para el régimen permanente permaneciendo dentro del rango 50 ± 0.5 Hz. Se aprecia además que, la frecuencia en todas las simulaciones permanece por debajo de los 52.0 Hz, evitando que puedan desconectarse unidades generadoras adicionales.

Es importante mencionar que en aquellas simulaciones en que la frecuencia superó los 51.0 Hz se desconectó el PE Cabo Negro dado que tiene un ajuste temporizado de 200 ms con dicho umbral de frecuencia. Su desconexión evita que la frecuencia supere los 51.5 Hz, situación en la cual de acuerdo con la NT de SSMM podría desconectarse voluntariamente el PE Vientos Patagónicos. El único caso en que la frecuencia superó los 51.5 Hz es aquel en que la generación ERV es nula y en consecuencia no gatilla una pérdida adicional de generación.

Se puede notar que en el escenario de demanda baja que cuenta con 2 unidades sincrónicas en servicio, en que cada abastecen la demanda en una razón 50%-50% y, del mismo modo, el monto de reserva de cada una corresponde al 50% del mínimo requerido, la frecuencia mínima es de 47.7 Hz, manteniendo un margen de 0.2 Hz con respecto a la frecuencia en que las unidades podrían desconectarse, según la NT de SSMM (47.5 Hz). Por lo tanto, para mantener un margen de seguridad sobre esta condición es recomendable para escenarios en que se dispongan 2 unidades de servicio, tanto las potencias de despacho como las reservas asociadas a cada una sean equivalentes.

4.5 Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Este apartado presenta un análisis de control de tensión, cuyo objetivo, definido en el Título 7-6 de la NT, es efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados. Como objetivos específicos se consideran los siguientes:

- Analizar el control de tensión realizado por las unidades generadoras pre y post contingencia.
- Determinar los requerimientos de potencia reactiva de modo de mantener la tensión dentro de los rangos normativos.

4.5.1 Bases Técnicas y Metodología

El control de tensión (CT) consiste en la realización de un conjunto de acciones sobre equipos que están capacitados para inyectar y/o absorber potencia reactiva y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, destinados a mantener las tensiones en los nudos del sistema dentro de los márgenes especificados por la norma técnica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

La determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias corresponde a la diferencia de los reactivos generados por los elementos que participan en el CT entre los estados de pre y post contingencia, resultantes de simulaciones de flujos de potencia estáticos (régimen permanente). En otras palabras, es el requerimiento adicional de potencia reactiva en el sistema para alcanzar un estado post contingencia estable, a partir de un escenario de operación normal con un despacho específico y sujeto a una contingencia en particular.

La verificación de las exigencias operativas de tensión en los nudos más críticos, respecto del colapso de tensión, se puede ilustrar con el ejemplo del gráfico siguiente:

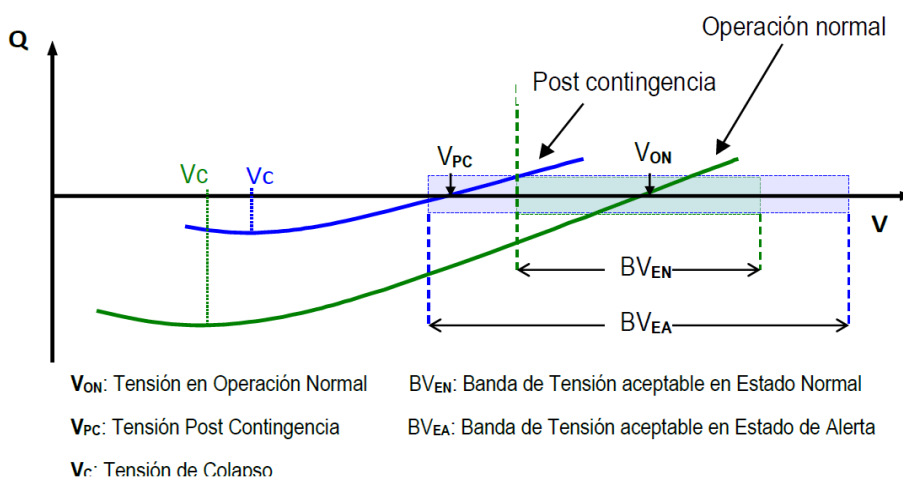


Figura 4.10 : Ejemplo Curvas QV.

En el ejemplo, se puede apreciar que las tensiones de operación de régimen permanente, tanto en condición normal como post contingencia, están comprendidas dentro de las respectivas bandas de tensión aceptables, según su estado operativo.

Conforme lo anterior, en este estudio se realizaron los siguientes análisis con simulaciones estáticas:

- Determinación de requerimientos de potencia reactiva para diversas contingencias en distintos escenarios de estudio.
- Determinación de curvas de potencia reactiva versus tensión de una barra determinada previo y posterior a la aplicación de contingencias.

4.5.2 Escenarios y Consideraciones

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema, el estudio contempla escenarios base de operaciones representativas de demanda máxima y mínima, como también de condiciones de máxima y mínima generación renovable. Estos escenarios corresponden a condiciones esperadas para los años 2021 y 2024.

Los escenarios de demanda máxima de cada año difieren principalmente en los despachos de generación, considerando el cambio en la condición de operación (En servicio o fuera de servicio) de las Unidad 1, 5 y 9 de Central Tres Puentes, la Unidad 5 de la Central Punta Arenas y de los parques eólicos Cabo Negro y Vientos Patagónicos.

Los escenarios analizados se describen en la siguiente tabla, en ella se observa la condición de demanda considerada, el nivel de generación eólica del escenario y el detalle de la operación de las Unidades 5 de la Central Tres Puentes y Punta Arenas, ya que su estado de servicio tiene relevancia en los resultados obtenidos.

Tabla 4.17 : Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Año	Característica
Esc 1 – D _{máx} ERV máx	2021	Demanda máxima, máxima generación eólica, U5 CTP E/S
Esc 2 – D _{máx} ERV mín		Demanda máxima, nula generación eólica, U5 CTP E/S
Esc 3 – D _{med} ERV máx		Demanda media, máxima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 4 – D _{mín} ERV mín		Demanda mínima, mínima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 5 – D _{máx} ERV máx	2024	Demanda máxima, máxima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 6 – D _{máx} ERV mín		Demanda máxima, nula generación eólica, U5 Pta Arenas E/S

Los montos de generación en los distintos escenarios analizados se detallan en las siguientes tablas.

Tabla 4.18 : Montos de generación de los escenarios 2021 analizados.

Generador	2021							
	Esc 1		Esc 2		Esc 3		Esc 4	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
Unidad N° 1 CTP	-	-	19000	9035	-	-	-	-
Unidad N° 4 CTP	4000	4135	6200	1980	8000	5103	7800	430
Unidad N° 5 CTP	1500	500	2100	700	-	-	-	-
Unidad N° 7 CTP	10083	5335	11238	2554	-	-	-	-
Unidad N° 8 CTP	5500	3946	5500	1889	5917	4870	5997	410
Unidad N° 9 CTP	10000	5335	-	-	-	-	-	-
Unidad N° 5 C.P.A.	-	-	-	-	3000	600	3000	400
PE Cabo Negro	2550	-750	-	-	2550	-750	-	-
PE Vientos Patagónicos	10350	0	-	-	10350	0	-	-
Total	43983	18501	44038	16157	29817	9823	16797	1240

Tabla 4.19 : Montos de generación de los escenarios 2024 analizados.

Generador	2024			
	Esc 5		Esc 6	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
Unidad N° 1 CTP	-	-	19000	8834
Unidad N° 4 CTP	5000	4214	8200	1881
Unidad N° 5 CTP	-	-	-	-
Unidad N° 7 CTP	11593	5437	11000	2427
Unidad N° 8 CTP	5444	4021	6209	1795
Unidad N° 9 CTP	9890	5437		
Unidad N° 5 C.P.A.	2500	500	3000	700
PE Cabo Negro	2550	-750	-	-
PE Vientos Patagónicos	10350	-300	-	-
Total	47327	18559	47409	15636

La operación del SM de Punta Arenas contempla el control de la tensión sobre la barra de 11,5 kV de la SE Tres Puentes, con el aporte de unidades de la C.T.P. (U1, U4, U7, U8 y U9), en función de su capacidad.

Por otro lado, se puede observar que los parques eólicos al estar en servicio generan una elevación de la tensión en su punto de conexión, debido a la caída de tensión en las líneas de transmisión y a que se

mantiene fija la tensión en la SE Tres Puentes cercana a valores nominales (1 p.u), luego la tensión en los puntos de conexión de los parques debe ser mayor al valor nominal ($1.0 + \Delta V > 1.0$ p.u). En consecuencia, se espera que los parques deban operar absorbiendo potencia reactiva para mantener la tensión del SM dentro de la banda admisible según las exigencias de la NT (Art. 6-17).

Respecto a las contingencias, se analiza la desconexión de elementos que implican una mayor exigencia al sistema en términos de requerimientos de potencia reactiva en los distintos escenarios de operación descritos previamente. Estos elementos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.20 : Contingencias analizadas.

Contingencia
Unidad 5 Caterpillar
Unidad 5 Central Punta Arenas
PE Cabo Negro
PE Vientos Patagónicos
Alimentador 2 (S/E Pta. Arenas)

4.5.3 Resultados

4.5.3.1 Control de Tensión en Alimentador 6

En el Alimentador 6 es donde está conectado el PE Cabo Negro cuya generación máxima es del orden de los 2550 kW, mientras que el monto de consumo del alimentador completo es del orden de 3300 kW. Luego, cuando este parque está en servicio se produce una inversión en el flujo de potencia hacia la cabecera de aproximadamente los dos últimos tercios del alimentador. Producto de lo anterior, el punto de conexión del parque genera una caída de tensión hacia la cabecera de alimentador, este último punto mantiene la tensión en valores cercanos a los nominales nominales debido al fuerte control de las unidades de la Central Tres Puentes. En consecuencia, existe una elevación de tensión en el punto de conexión del parque, pudiendo existir puntos del alimentador en los que las tensiones salgan del margen definido en la NT.

Debido a lo anterior es necesario realizar un control de tensión del alimentador pensando en las distintas condiciones operativas del parque Cabo Negro, para esto es posible ajustar la posición del Tap del transformador regulador existente en el alimentador entre las posiciones -2 y -1 cuando el parque está en servicio y entre -5 y -3 cuando el parque está fuera de servicio, esto dependiendo del nivel de demanda del alimentador.

A continuación, se presentan como ejemplo, los perfiles de tensión del alimentador con el parque en servicio y fuera de servicio.

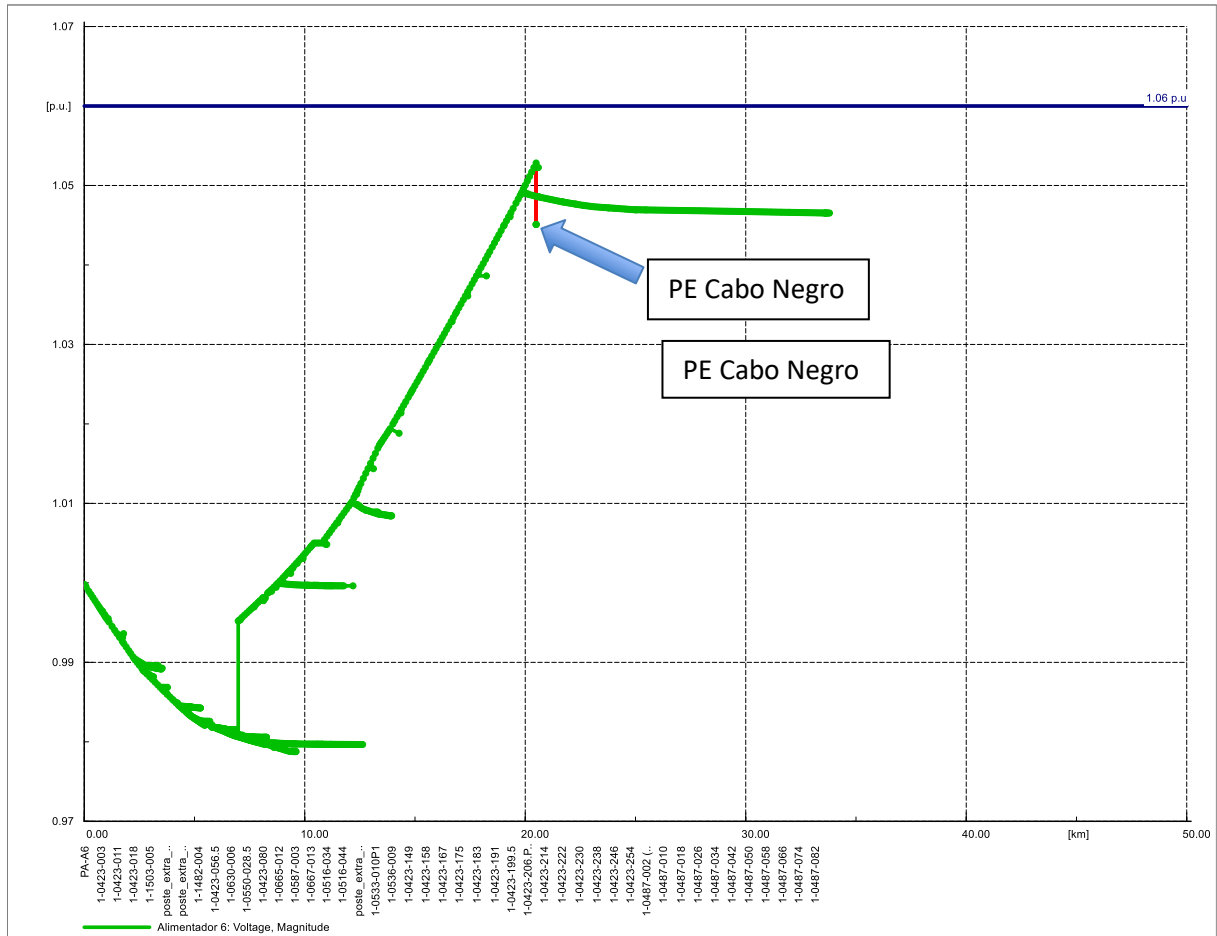


Figura 4.11 : Perfil de tensión de Alimentador 6 en escenario 1 con el PE Cabo Negro en servicio, Tap del transformador en posición -2.

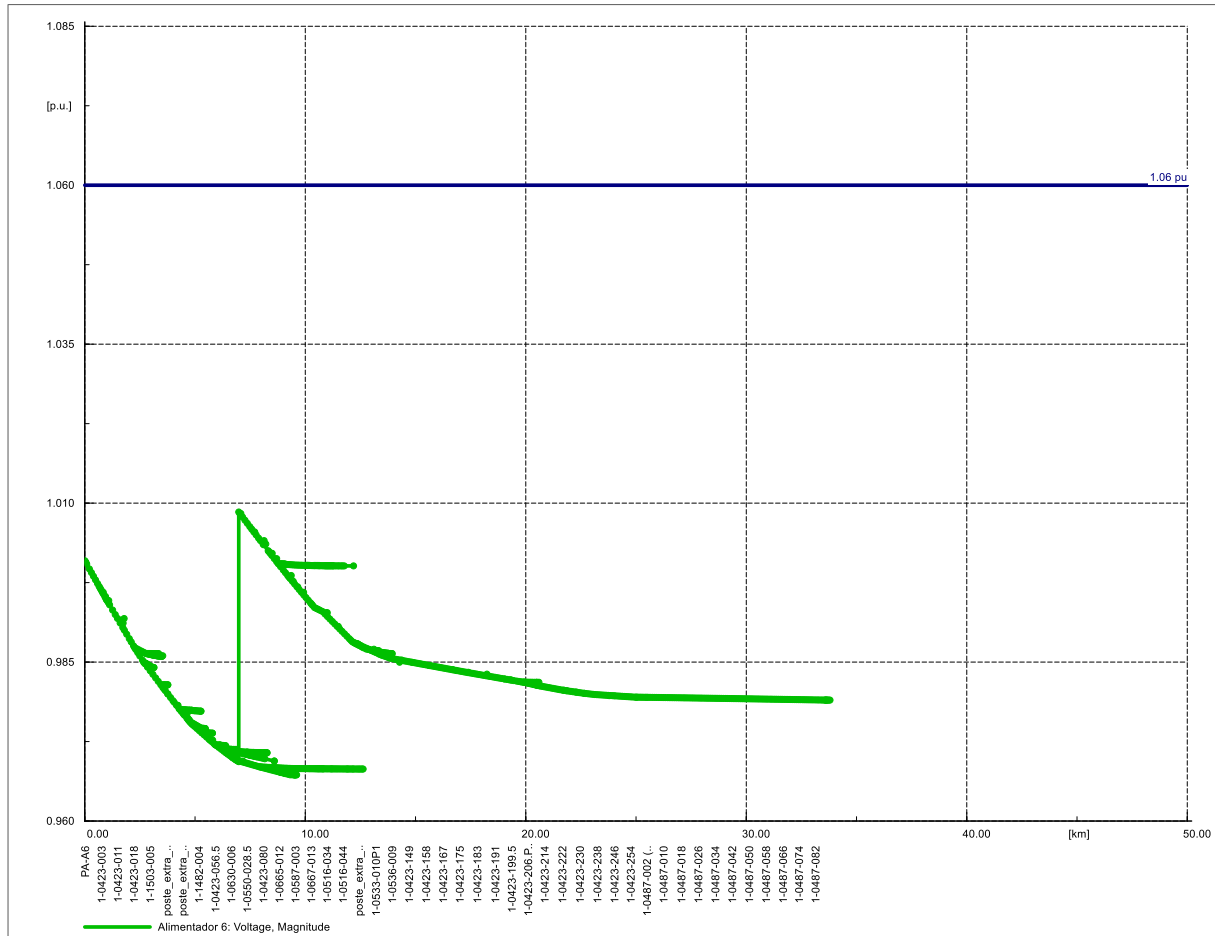


Figura 4.12 : Perfil de tensión de Alimentador 6 en escenario 2 con el PE Cabo Negro fuera de servicio, Tap del transformador en posición -5.

4.5.3.2 Requerimientos mínimos de Potencia Reactiva (ΔQ)

En este apartado se presenta la determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias en el sistema.

Estos requerimientos se muestran en las siguientes tablas, que muestra los mayores requerimientos de potencia reactiva obtenidos, los que corresponden al total de la diferencia de potencia reactiva aportada por los elementos de control de tensión entre los estados pre y post contingencia.

Tabla 4.21 : Requerimientos de Potencia Reactiva en los escenarios proyectados para el 2018.

Contingencia	2021			
	ΔQ Esc 1 [kVAr]	ΔQ Esc 2 [kVAr]	ΔQ Esc 3 [kVAr]	ΔQ Esc 4 [kVAr]
Unidad 5 Caterpillar	92.2	128.4	-	-
Unidad N° 5 C.P.A.	-	-	1265.9	640
PE Cabo Negro	-189.3	-	-275	-
PE Vientos Patagónicos	-3002.5	-	-3938.1	-
Alimentador 2	-	-	-1460	-413.2

Tabla 4.22 : Requerimientos de Potencia Reactiva en los escenarios proyectados para el 2019.

Contingencia	2024	
	ΔQ Esc 5 [kVAr]	ΔQ Esc 6 [kVAr]
Unidad 5 Caterpillar	-	-
Unidad N° 5 C.P.A.	2214.4	2734.0
PE Cabo Negro	-168.4	-
PE Vientos Patagónicos	-3063.1	-

De las tablas se desprende que el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva es de 1266 kVAr para el 2021 y de 2734 kVAr para el 2024 ante la desconexión de la Unidad 5 de Central Punta Arenas. Estas diferencias se deben a los montos de demanda de los escenarios analizados, ya que una mayor demanda trae consigo un aumento en la transferencia por la línea de 66 kV Tres Puentes – Punta Arenas, lo que se traduce en un mayor requerimiento de potencia reactiva al fallar la Unidad 5 de Punta Arenas. Por otro lado, cuando esta unidad no está en servicio el mayor requerimiento corresponde a la desconexión de la Unidad 5 de Central Tres Puentes con 128 kVAr.

Respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, el mayor requerimiento para los escenarios con los parques eólicos en servicio es la falla del PE Vientos Patagónicos con -3938 kVAr para el año 2021, en el escenario de demanda media, el cual posee la menor cantidad de unidades sincrónicas en servicio para generación ERV máxima. Para el año 2024 el mayor requerimiento de absorción asciende a -3063 kVAr para la misma falla. Este resultado de altos montos de requerimientos de absorción se debe principalmente a los requerimientos de potencia reactiva de la línea de transmisión del parque cuando este está en servicio, que no serían necesarios si falla el parque.

4.5.4 Determinación de Curvas QV

Estas curvas se determinan en la barra de 13,2 kV de Punta Arenas cuando la Unidad 5 de la Central Punta Arenas está en servicio, y para la barra de 13,2 kV de Tres Puentes cuando la Unidad 5 de CTP está en servicio.

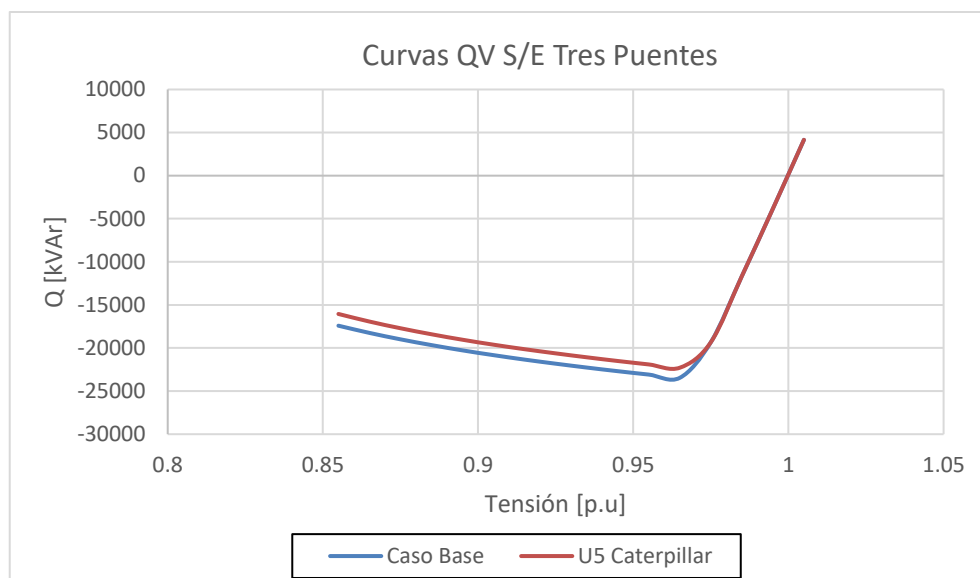


Figura 4.13 : Curva QV de S/E Tres Puentes en el escenario 1 del 2021 previo y post la contingencia de la U5 Caterpillar.

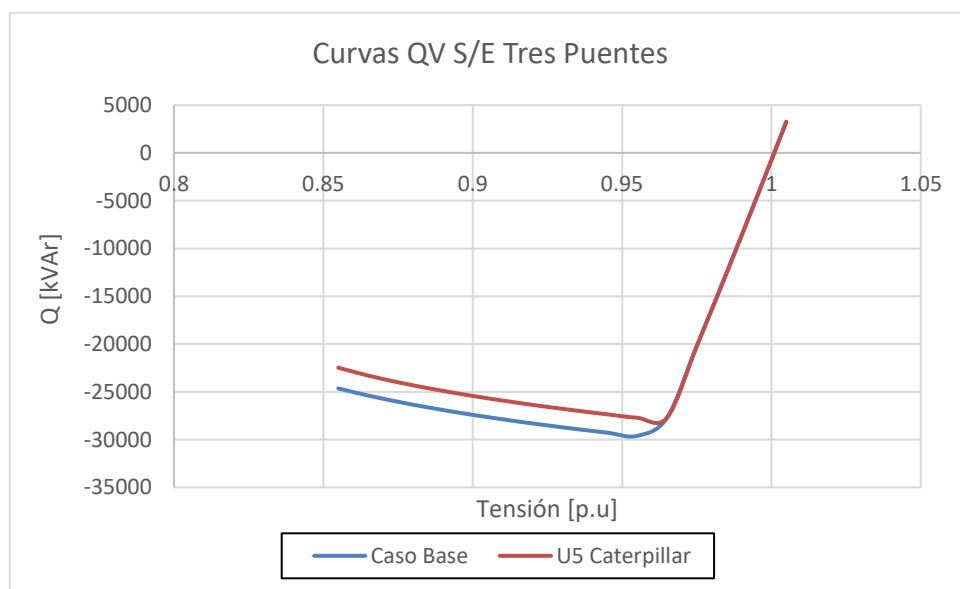


Figura 4.14 : Curva QV de S/E Tres Puentes en el escenario 2 del 2021 previo y post la contingencia de la U5 Caterpillar.

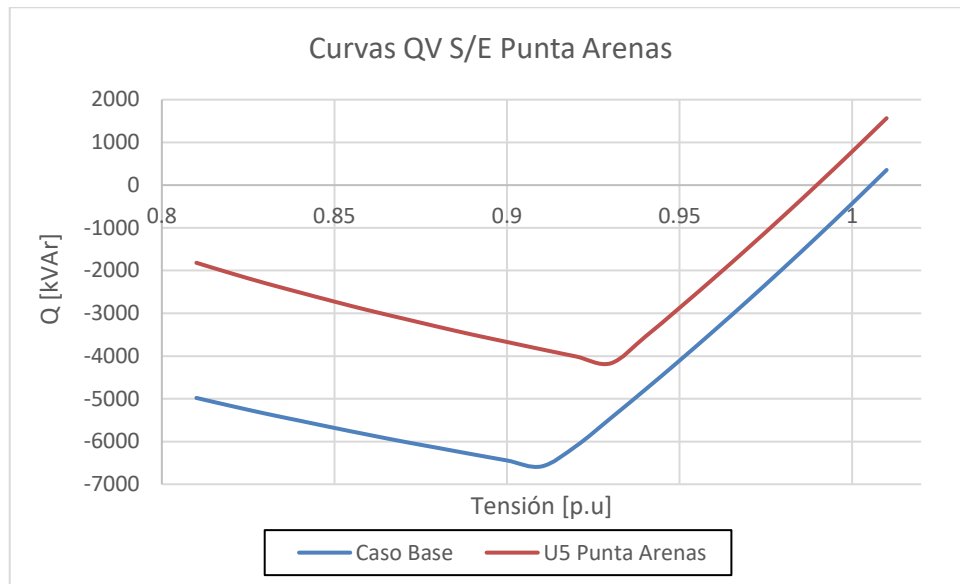


Figura 4.15 : Curva QV de S/E Punta Arenas en el escenario 3 del 2021 previo y post la contingencia de la Unidad 5 de la Central Punta Arenas.

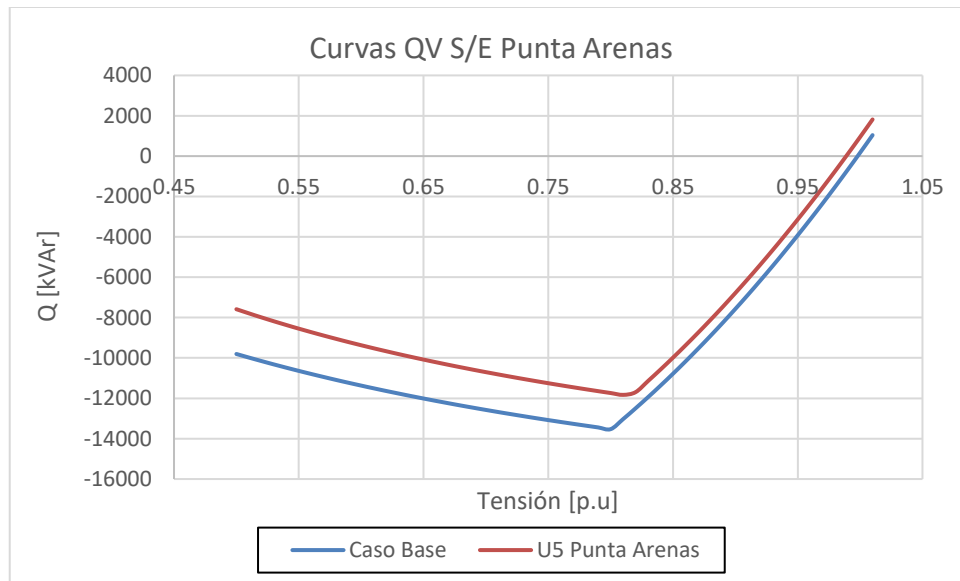


Figura 4.16 : Curva QV de S/E Punta Arenas en el escenario 4 del 2021 previo y post la contingencia de la Unidad 5 de la Central Punta Arenas.

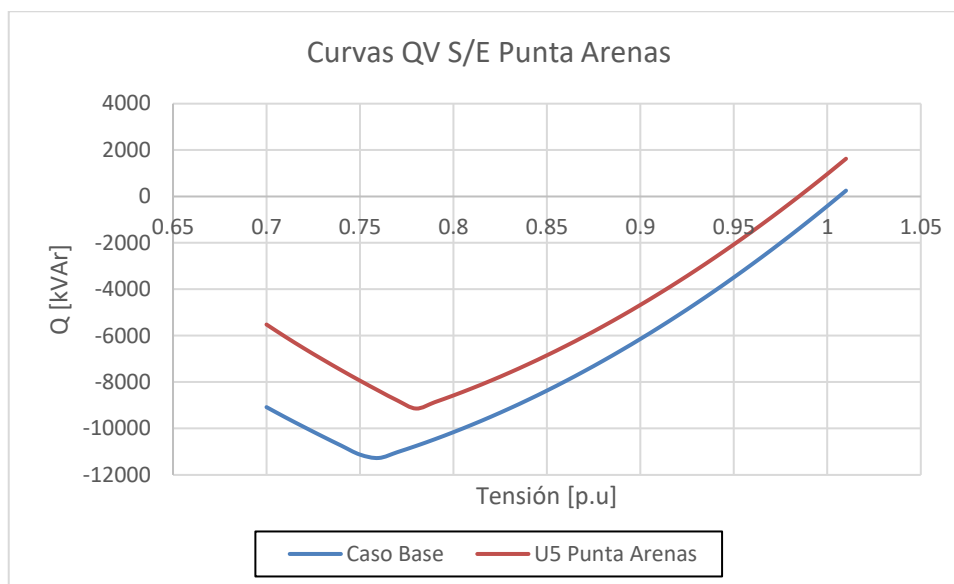


Figura 4.17 : Curva QV de S/E Punta Arenas en el escenario 5 del 2024 previo y post la contingencia de la Unidad 5 de la Central Punta Arenas.

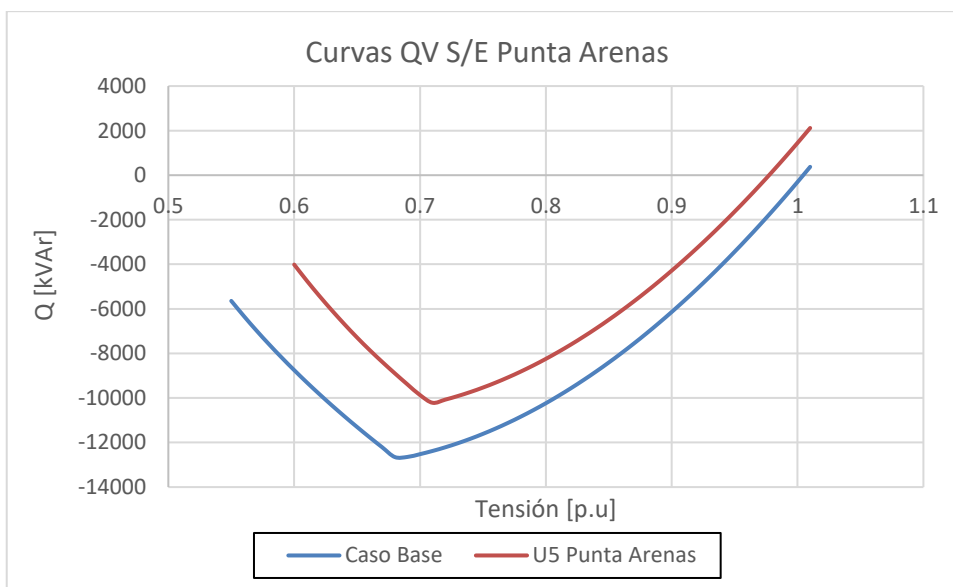


Figura 4.18 Curva QV de S/E Punta Arenas en el escenario 6 del 2024 previo y post la contingencia de la Unidad 5 de la Central Punta Arenas.

En las curvas pre y post contingencia del mismo escenario, se observa que la única contingencia que cambia el margen de reactivos en el punto de colapso, y en consecuencia tiene efecto en el control de tensión es la desconexión de la unidad 5 de la Central Punta Arenas en la subestación Punta Arenas. La

contingencia de la Unidad 5 Caterpillar en la subestación Tres Puentes se ve compensada de buena manera con el control aportado por las demás unidades de Central Tres Puentes.

En la siguiente tabla se resumen los puntos de colapso de las curvas. En ella se observa que para el caso de las curvas calculadas para la S/E Tres Puentes la tensión de colapso está dentro del rango permitido operativo según lo definido por la NT, pero el requerimiento de potencia reactiva es del orden de 22 MVAR, y no se encontró contingencia que requiera tales niveles de requerimiento.

Para el caso de las curvas calculadas para la SE Punta Arenas, en la mayoría de los escenarios el voltaje de colapso está fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta, por lo que la subestación Punta Arenas contaría con suficiente margen de reactivos. El único escenario en el que podría existir riesgo es en el escenario 3 debido a sus condiciones exigentes de demanda media, con mínima cantidad de unidades sincrónicas y máxima generación eólica. De todas maneras, el margen de potencia reactiva que lleva al colapso de tensión en esta subestación es mayor que cualquier requerimiento de contingencias analizadas.

En consecuencia, no se presentarían problemas de estabilidad de tensión, esto considerando que las simulaciones se realizaron en base a la información disponible, respecto de la curva de capacidad de los generadores. Sin embargo, se debe tener especial atención en la operación del sistema en condiciones de demanda media con mínima cantidad de unidades sincrónicas en servicio.

Tabla 4.23 Puntos de colapso de tensión en Curvas QV de S/E Punta Arenas en escenarios 2021.

Escenario	Rango Aceptable de Tensión [p.u]	2021							
		Esc 1		Esc 2		Esc 3		Esc 4	
		Tensión [p.u]	Margen Q [kVAR]	Tensión [p.u]	Margen Q [kVAR]	Tensión [p.u]	Margen Q [kVAR]	Tensión [p.u]	Margen Q [kVAR]
Base	0.94 - 1.06	0.965	--23458	0.955	-29611	0.91	-6583	0.8	-13528
Post Contingencia	0.92 - 1.08	0.965	-22286	0.965	-27733	0.93	-4171	0.81	-11829

Tabla 4.24 Punto de colapso de tensión en Curvas QV de S/E Punta Arenas en escenario 2024.

Escenario	Rango Aceptable de Tensión [p.u]	2024	
		Tensión [p.u]	Margen Q [kVAR]
Base	0.94 - 1.06	0.76	-11271
Post Contingencia	0.92 - 1.08	0.78	-9139

4.6 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

En el Artículo 7-9 de la NT se señala que el estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión deberá identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en tiempo real.

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de transmisión y que permitan garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias de severidad 1, 2, 3 y 4, se verifique a lo menos que:

- Las unidades generadoras no pierden sincronismo, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad transitoria.
- El control de tensión durante y después del periodo transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación de los EDAC o EDAG.
- Se cumple con los estándares de SyCS establecidos en la NT, en lo referente a la recuperación dinámica de las variables eléctricas.

Para lo anterior, deberán considerarse márgenes adecuados para la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión que sean necesarios.

El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes de reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras y de almacenamiento de energía, para controlar la tensión entre 0,94 y 1,06 por unidad.

Por otra parte, para el Estado de Alerta, se deberá controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,92 y 1,08 por unidad.

Los elementos serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos puedan ser controlados por el operador del SM.

4.6.1 Objetivos Específicos

El estudio de Restricciones en las instalaciones de transmisión pretende identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en tiempo real.

4.6.2 Información Técnica Utilizada

A continuación, se muestran las tablas con los principales elementos serie del SM de Punta Arenas.

Tabla 4.25 Transformadores en SE Tres Puentes

Transformador	SE Tres Puentes	
	Tensión (kV)	Potencia (MVA)
TR N°1	23 / 11.5	10 / 12 (ONAN / ONAF)
TR N°5	66 / 11.5	33
TR N°7	66 / 11.5	33
TR N°6	13.2 / 11.5	20
ATR N°2	13.2 / 11.5	14

Tabla 4.26 Transformadores en SE Punta Arenas

Transformador	SE Punta Arenas	
	Tensión (kV)	Potencia (MVA)
TR N°6	23 / 13.2	10 / 12 (ONAN/ONAF)
TR N°7	69 / 13.8	33
TR N°8	69 / 13.8	33

Tabla 4.27 TTCC en SE Punta Arenas

Paño	SE Punta Arenas				
	Marca	Tensión (kV)	TTCC	Capacidad (A)	Capacidad (MVA)
CT1	MITSUBISHI	13.2	800-400 / 5	960	22
CT2	ABB	13.2	2500-1250 / 5	3000	69
CT3	ABB	13.2	2500-1250 / 5	3000	69
BT3	SIEMENS	66	400-200 / 5	480	55
BT4	SIEMENS	66	400-200 / 5	480	55
B1	SIEMENS	66	600-300 / 5	720	82

Nota: Las capacidades indicadas consideran una sobrecarga permanente admisible del 20 %.

Tabla 4.28 TTCC en SE Tres Puentes

Paño	SE Tres Puentes				
	Marca	Tensión (kV)	TTCC	Capacidad (A)	Capacidad (MVA)
BT1	GEC ALSTOM	66	400-200 / 5	480	55
BT2	GEC ALSTOM	66	400-200 / 5	480	55
DT1	ABB	11,5	2500-1250 / 5	3000	60
DT2	ABB	11,5	2500-1250 / 5	3000	60
DT3	ABB	11,5	2000 / 5	2400	48
DT4	ABB	11,5	2500-1250 / 5	3000	60
DT5	sin información	11,5	2000 / 5	2400	48

Nota: Las capacidades indicadas consideran una sobrecarga permanente admisible del 20 %.

4.6.3 Determinación de Limitaciones Térmicas

Las limitaciones térmicas se determinarán sobre la base de la información suministrada por el propietario de las instalaciones de transmisión. Estas limitaciones incluyen la capacidad térmica de las líneas y sus respectivos transformadores de corriente (TTCC) como también la capacidad de los transformadores de poder u otros elementos en serie con dichas líneas.

Para los transformadores de poder, el límite térmico para su operación en régimen permanente no considera sobrecargas siendo su límite la capacidad nominal de este, mientras que, para los transformadores de corriente se considera una sobrecarga admisible de 20 % de su capacidad nominal.

4.6.4 Resultados

En la tabla siguiente se muestra un resumen de los elementos serie del SM de Punta Arenas con las principales capacidades y limitaciones para cada tramo de línea.

Tabla 4.29 Resumen elementos serie y limitaciones SM Punta Arenas

Tramo	Conductor	Cap. Térmica [MVA] 20° c/sol	Transformador de Poder		Capacidad TT/CC			Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA]	Causa
			Unidad	[MVA]	Paño	[kV]	[MVA]			
Tres Puentes – Punta Arenas 66 kV	CU 3/0 AWG	38	TR N°7	33	BT2	66	55	Tres Puentes	33	Capacidad del Transformador de Poder
			TR N°5	33	DT4	11,5	60			
			TR N°7	33	BT3 BT4	66	55	Punta Arenas		
			TR N°8	33	CT2 CT3	13,2	69			
Tres Puentes – Punta Arenas 23 kV	CU 3/0 AWG	13	TR N°1	10	DT1	11,5	60	Tres Puentes	10	Capacidad del Transformador de Poder
			TR N°6	10	CT1	13,2	22	Punta Arenas		

De acuerdo con lo señalado en el punto 3.3, para el horizonte de los próximos cuatro años no se proyectan obras de generación y transmisión. Por lo tanto, se mantendrían los límites de la tabla anterior, los cuales no se activan para los niveles de demanda actuales y proyectados. Esto también aplica para las capacidades nominales de los transformadores N°6 y N°2 (11,5/13,2 kV).

4.7 Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

4.7.1 Objetivos Específicos

De acuerdo con la NT, el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones tiene por objeto verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes, especialmente ante la incorporación de nuevas instalaciones al SM, identificando los sistemas de protección que presentan deficiencias de coordinación, así como las instalaciones que resultan afectadas.

4.7.2 Metodología

El estudio se desarrolló utilizando el Método Completo de cálculo de cortocircuitos, el cual considera las condiciones de flujos de potencia previas a la ocurrencia del cortocircuito.

- Como criterio, el paso de coordinación mínimo se consideró igual a 150 ms. Este valor considera un tiempo medio de activación del dispositivo de protección de 20ms y un tiempo de apertura de interruptor de 60ms dejando un margen de seguridad de 70ms.
- Se simulon cortocircuitos trifásicos (3F-0), bifásicos (2F-0), monofásicos (1F-0), monofásicos con resistencia de falla de 25 Ω (1F-25) y bifásicos a tierra (2FT-0).

En la tabla siguiente se presentan los escenarios de estudio, en los cuales se analizaron las condiciones extremas de operación del SM Punta Arenas, desde el punto de vista del nivel de demanda y del despacho de las unidades generadoras.

Tabla 4.30 Escenarios de estudio

		Escenarios de estudio			
		DMax 2021		DMed 2021	DMin 2021
		01 - ERV Max	02 - ERV Min	03 - ERVMax	04 - ERV Min
Central	Unidad	P MW	P MW	P MW	P MW
PE Vientos Patagónicos	-	10.35	0	10.35	0
PE Cabo Negro	-	2.55	0	2.55	0
Tres Puentes	U1	0.0	19.0	0.0	0.0
	U4	5.0	7.2	8.0	7.8
	U5	0.0	0.0	0.0	0.0
	U7	10.7	12.4	0.0	0.0
	U8	5.5	5.5	6.0	6.0
	U9	10.0	0.0	0.0	0.0
Punta Arenas	U5	0.0	0.0	3.0	3.0
Total MW		44.1	44.1	29.9	16.8

La verificación de la coordinación de las protecciones se realizó utilizando la herramienta “Trazo de Cortocircuito” de PowerFactory de DigSILENT, que consiste en un método en régimen permanente en donde se muestra la respuesta de las protecciones en pasos discretos de tiempo, considerando la apertura secuencial de los interruptores y los efectos de estas aperturas sobre las corrientes de falla.

4.7.3 Protecciones consideradas

En la figura siguiente se muestra un diagrama unilineal del SM Punta Arenas con las protecciones consideradas en el análisis de verificación. En este diagrama se representa la topología base considerada para todos los escenarios de estudio. Los interruptores y/o desconectores que se muestran abiertos/cerrados, permanecen en ese estado en condiciones normales de operación. En la Tabla 4.31 se presenta una descripción de estas protecciones y en las tablas: Tabla 4.32, Tabla 4.33 y Tabla 4.34 se detallan los ajustes considerados. Por otra parte, en la Tabla 4.35 se describen los transformadores de medida correspondientes a los sistemas de protecciones estudiados.

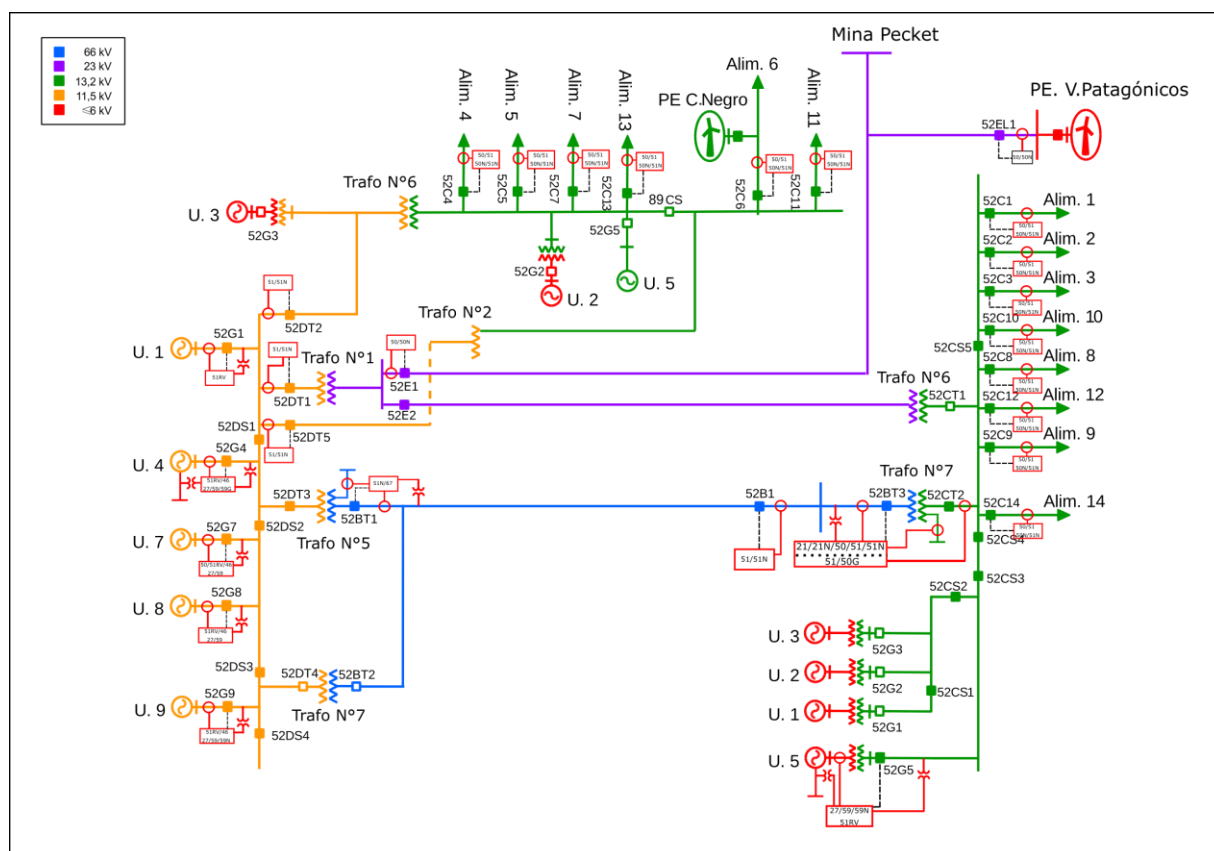


Figura 4.19 Diagrama unilineal con protecciones consideradas

Tabla 4.31 Protecciones consideradas

Elemento asociado	Nivel de tensión (kV)	Modelo protección	Protección
Central Punta Arenas			
Alimentador N°1	13.2	GE F35	52C1_A1_51/51N/50
Alimentador N°2	13.2	GE F35	52C2_A2_51/51N/50
Alimentador N°3	13.2	GE F35	52C3_A3_51/51N/50
Alimentador N°8	13.2	GE F35	52C8_A8_51/51N/50
Alimentador N°9	13.2	GE F35	52C9_A9_51/51N/50
Alimentador N°10	13.2	GE F35	52C10_A10_51/51N/50
Alimentador N°12	13.2	GE F35	52C12_A12_51/51N/50
Alimentador N°14	13.2	GE F35	52C14_A14_51/51N/50
Línea 66 kV C.P.A – C.T.P	66	GE C90	52B1_Línea 66kV_51/51N/50/50N
Trafo N°7-CPA	66	GE T60	52BT3_Trafo 7 CPA_21
			52BT3_Trafo 7 CPA_21N
			52BT3_Trafo 7_ALTA_CPA_51
			52BT3_Trafo 7_ALTA_CPA_51N
			52BT3_Trafo 7_BAJA_CPA_51
			52BT3_Trafo 7_BAJA_CPA_50G
Generador U5 CPA	6	BECKWHIT M3425	52G5_CPA_27/59/59N
			52G5_CPA_U5_51RV
Central Tres Puentes			
Alimentador N°4	13.2	MICOM P141	52C4_A4_51/51N/50
Alimentador N°5	13.2	MICOM P141	52C5_A5_51/51N/50
Alimentador N°6	13.2	MICOM P141	52C6_A6_51/51N/50
Alimentador N°7	13.2	MICOM P141	52C7_A7_51/51N/50
Alimentador N°11	13.2	MICOM P141	52C11_A11_51/51N/50
Alimentador N°13	13.2	MICOM P141	52C13_A13_51/51N/50

Trafo N°1 CTP	11.5	GE T60	52DT1_Trafo 1 BAJA CTP 51/51N
Trafo N°2 CTP	11.5	GE T60	52DT5_Trafo 2 CTP_51/51N
Trafo N°5 CTP	11.5	KCEG-110	52BT1_Trafo 5 CTP_51N
		KCEG-130	52BT1_Trafo 5 CTP_67
Trafo N°6 CTP	11.5	GE F35	52DT2_Trafo 6 CTP_51/51N
Línea 23 kV C.T.P - TAP M.Pecket	23	SEL-651R	52E1_Línea 23kV_50
			52E1_Línea 23kV_50N
Generador U1	11.5	HITACHI TYPE IOV-C3-B1	52G1_U1_51RV
Generador U4	11.5	BASLER BE1-2759 / TOV501(59G)	52G4_U4_27/59/59G
		GE SGC 21A	52G4_U4_46
		BASLER BE1-51/27R	52G4_U4_51RV
Generador U7	11.5	BECKWHIT M3425	52G7_U7_27/59
			52G7_U7_46
			52G7_U7_50
			52G7_U7_51RV
Generador U8	11.5	BECKWHIT M3425	52G8_U8_27/59
			52G8_U8_46
			52G8_U8_51RV
Generador U9	11.5	BECKWHIT M3425	52G9_U9_27/59
			52G9_U9_46
			52G9_U9_51RV
PE Vientos Patagónicos			
Línea 23 kV PEVP - Tap Off 23 kV	23	Efacec TPU 430	52EL1_P EVP_50
			52EL1_P EVP_50N

Tabla 4.32 Ajustes funciones de protección de corriente

Elemento asociado	Protección	Función de protección (fase/secuencia)	Pickup (A pri.)	Tiempo (s)	Curva	Función de protección tierra	Pickup (A pri.)	Tiempo (s)	Curva
Central Punta Arenas									
Alimentador N°1	52C1_A1_51/51N/50	51	300	0.11	IEC Normal Inverse	51N	51	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°2	52C2_A2_51/51N/50	51	300	0.11	IEC Normal Inverse	51N	51	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°3	52C3_A3_51/51N/50	51	340	0.11	IEC Normal Inverse	51N	51	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°8	52C8_A8_51/51N/50	51	340	0.11	IEC Normal Inverse	51N	51	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°9	52C9_A9_51/51N/50	51	340	0.11	IEC Normal Inverse	51N	52	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°10	52C10_A10_51/51N/50	51	340	0.11	IEC Normal Inverse	51N	51	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°12	52C12_A12_51/51N/50	51	340	0.11	IEC Normal Inverse	51N	52	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Alimentador N°14	52C14_A14_51/51N/50	51	300	0.11	IEC Normal Inverse	51N	50	0.11	IEC Normal Inverse
		50	2500	0.10	Definite Time	50N	1250	0.15	Definite Time
Línea 66 kV C.P.A – C.T.P	52B1_Línea 66kV_51/51N/50/50N	51	300	0.05	IEC Normal Inverse	51N	60	0.12	IEC Normal Inverse
		50	1002	0.30	Definite Time	50N	318	0.35	Definite Time
Trafo N°7-CPA	52BT3_Trafo 7 ALTA CPA 51	51	300	0.06	IEC Normal Inverse	----	----	----	----
	52BT3_Trafo 7 ALTA CPA 51N	----	----	----	----	51N	50	0.11	IEC Normal Inverse
	52BT3_Trafo 7 BAJA CPA 51	51	1400	0.06	IEC Normal Inverse	----	----	----	----
	52BT3_Trafo 7 BAJA CPA 50G	----	----	----	----	50G	1600	0.25	Definite Time
Generador U5 CPA	52G5_CPA_51RV	51RV	2400	5.00	BECODEfinite Time	----	----	----	----

Central tres Puentes									
Alimentador N°4	52C4_A4_51/51N/50	51	300	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1299	0.12	Definite Time	----	----	----	----
Alimentador N°5	52C5_A5_51/51N/50	51	330	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1200	0.10	Definite Time	----	----	----	----
Alimentador N°6	52C6_A6_51/51N/50	51	330	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1200	0.10	Definite Time	----	----	----	----
Alimentador N°7	52C7_A7_51/51N/50	51	300	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1200	0.10	Definite Time	----	----	----	----
Alimentador N°11	52C11_A11_51/51N/50	51	330	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1200	0.10	Definite Time	----	----	----	----
Alimentador N°13	52C13_A13_51/51N/50	51	300	0.10	IEC Normal Inverse	51N	42	0.15	IEC Normal Inverse
		50	1200	0.20	Definite Time	----	----	----	----
Trafo N°1 CTP	52DT1_Trafo 1_BAJA_CTP_51/51N	51_1	650	0.15+0.11(Sumador)	IEC Normal Inverse	51N_1	81	0.4+0.04(Sumador)	IEC Normal Inverse
		51_2	3300	0.41	Definite Time	51N_2	2800	0.45	Definite Time
Trafo N°2 CTP	52DT5_Trafo 2 CTP_51/51N	51	500	0.22	IEC Normal Inverse	51N	80	0.9	IEC Normal Inverse
Trafo N°5 CTP	52BT1_Trafo 5 CTP_51N	----	----	----	----	51N	90	0.05	IEC Normal Inverse
		----	----	----	----	50N	315	0.10	Definite Time
		----	----	----	----	50N	504	0.04	Definite Time
	52BT1_Trafo 5 CTP_67	67_1	319	0.08	IEC Normal Inverse (Forward)	----	----	----	----
		67_2	736	0.04	Definite (Forward)	----	----	----	----
Trafo N°6 CTP	52DT2_Trafo 6 CTP_51/51N	51	1050	0.08	IEC Normal Inverse	51N	75	0.90	IEC Normal Inverse
Línea 23 kV C.T.P - TAP M.Pecket	52E1_Línea 23kV_50	50_1	1100	0.20	Definite Time	----	----	----	----
		50_2	350	0.45	Definite Time	----	----	----	----
		50_3	300	2.00	Definite Time	----	----	----	----
	52E1_Línea 23kV_50N	50N_1	800	0.20	Definite Time	----	----	----	----
		50N_2	35	0.40	Definite Time	----	----	----	----
Generador U1	52G1_U1_51RV	51V	La curva de op. Es función de V e I. Derivación : 2 Índice de tiempo: 10 Multiplicador de retención: 4			----	----	----	----

Generador U4	52G4_U4_46	46	624	40.00	I2t	----	----	----	----
	52G4_U4_51RV	51V	941	1.00	BASLER B4-Tp:30	----	----	----	----
		50V	8320	0.00	Definite	----	----	----	----
Generador U7	52G7_U7_46	46	848	20.00	I2t	----	----	----	----
	52G7_U7_50	50	9600	0.00	Definite Time	----	----	----	----
	52G7_U7_51RV	51V	1296	8.00	BECO Inverse	----	----	----	----
Generador U8	52G8_U8_46	46	627	30.00	I2t	----	----	----	----
	52G8_U8_51RV	51V	920	2.00	BECO Inverse	----	----	----	----
Generador U9	52G9_U9_46	46	848	20.00	I2t	----	----	----	----
	52G9_U9_51RV	51V	864	11.00	BECO Very Inverse	----	----	----	----
PE Vientos Patagónicos									
Línea 23 kV PEVP - Tap Off 23 kV	52E1_PEVP_50	50_1	330	0.30	Definite Time	----	----	----	----
		50_2	300	1.80	Definite Time	----	----	----	----
	52E1_PEVP_50N	----	----	----	----	50N	20	0.20	Definite Time

Tabla 4.33 Ajustes funciones de protección de tensión

Elemento asociado	Protección	Función de protección	Pickup Voltaje (V pri.)	Tiempo (s)	Curva
Central Punta Arenas					
Generador U5 CPA	52G5_CPA_27/59/59N	59N_1	432	0.80	Definite time
		59N_2	1080	0.60	Definite time
		59N_3	150	1.00	Definite time
		27_1	12960	10.00	Definite time
		27_2	11520	0.10	Definite time
		59_1	15840	10.00	Definite time
		59_2	21600	0.10	Definite time
Central Tres Puentes					
Generador U4	52G4_U4_27/59/59G	59G	1992	0.80	Definite time
		27	10200	2.00	Definite time
		59	13800	2.00	Definite time
Generador U7	52G7_U7_27/59	27	9840	3.00	Definite time
		27	10440	10.00	Definite time
		59	12240	5.00	Definite time
Generador U8	52G8_U8_27/59	27	9240	2.00	Definite time
		59	13800	1.00	Definite time
Generador U9	52G9_U9_27/59	27	9840	3.00	Definite time
		27	10440	10.00	Definite time
		59	12600	5.00	Definite time

Tabla 4.34 Ajustes funciones de protección de distancia

Elemento asociado	Protección	Función de protección	Zona	Característica	impedancia [Ohm pri.]	Tiempo (s)	Direccionalidad
Central Punta Arenas							
Trafo N°7-CPA	52BT3_Trafo 7 CPA_21	21	1	Mho <90°	19.883	0.15	Forward
			2	Mho <90°	36.878	1.00	Forward
	52BT3_Trafo 7 CPA_21N	21N	1	Mho <90°	19.883	0.15	Forward

Tabla 4.35 Transformadores de medida

Elemento asociado	Protección	TTCC [A pri./A sec.]	TTPP [V pri./V sec.]
Central Punta Arenas			
Alimentador N°1	52C1_A1_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°2	52C2_A2_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°3	52C3_A3_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°8	52C8_A8_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°9	52C9_A9_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°10	52C10_A10_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°12	52C12_A12_51/51N/50	400/5	-----
Alimentador N°14	52C14_A14_51/51N/50	1250/5	-----
Línea 66 kV C.P.A – C.T.P	52B1_Línea 66kV_51/51N/50/50N	3000/5	-----
Trafo N°7-CPA	52BT3_Trafo 7 CPA_21	400/1	66000/100
	52BT3_Trafo 7 CPA_21N		-----
	52BT3_Trafo 7_ALTA_CPA_51		
	52BT3_Trafo 7_ALTA_CPA_51N		
	52BT3_Trafo 7_BAJA_CPA_51	2500/5	
	52BT3_Trafo 7_BAJA_CPA_50G	Neutro: 2000/5	
Generador U5 CPA	52G5_U5_CPA_46/27/59/51RV	1200/5	Fase - AT: 14400/120
	52G5_U5_CPA_59N	-----	Neutro: 7200/240
Central Tres Puentes			
Alimentador N°4	52C4_A4_51/51N/50	300/5	-----
Alimentador N°5	52C5_A5_51/51N/50	300/5	-----
Alimentador N°6	52C6_A6_51/51N/50	300/5	-----
Alimentador N°7	52C7_A7_51/51N/50	300/5	-----
Alimentador N°11	52C11_A11_51/51N/50	300/5	-----
Alimentador N°13	52C13_A13_51/51N/50	300/5	-----

Trafo N°1 CTP	52DT1_Trafo 1 BAJA CTP_51/51N	1250/5	----
Trafo N°2 CTP	52DT5_Trafo 2 CTP_51/51N	2000/5	----
Trafo N°5 CTP	52BT1_Trafo 5 CTP_51N	300/5	----
	52BT1_Trafo 5 CTP_67	400/5	69000/120
Trafo N°6 CTP	52DT2_Trafo 6 CTP_51/51N	2500/5	----
Generador U1	52G1_U1_27/59/59G	2000/5	12000/120
Generador U4	52G4_U4_46	800/5	----
	52G4_U4_51RV		Fase: 12000/120
	52G4_U4_27/59/59G	----	Neutro: 11500/220
Generador U7	52G7_U7_46	1200/5	----
	52G7_U7_50		----
	52G7_U7_51RV		12000/120
	52G7_U7_27/59	----	
Generador U8	52G8_U8_27/59	----	12000/120
	52G8_U8_46	800/5	----
	52G8_U8_51RV		12000/120
Generador U9	52G9_U9_46	1200/5	----
	52G9_U9_51RV		12000/120
	52G9_U9_27/59	----	
PE Vientos Patagónicos			
Línea 23 kV PEVP - Tap Off 23 kV	52EL1_PEVP_50	1000/1	----
	52EL1_PEVP_50N		

4.7.4 Ubicaciones de fallas

En la figura siguiente se muestran las ubicaciones de falla seleccionadas para realizar la verificación. En la Tabla 4.36 se describen dichas ubicaciones y se indican los nombres abreviados que se utilizan posteriormente para la presentación de resultados.

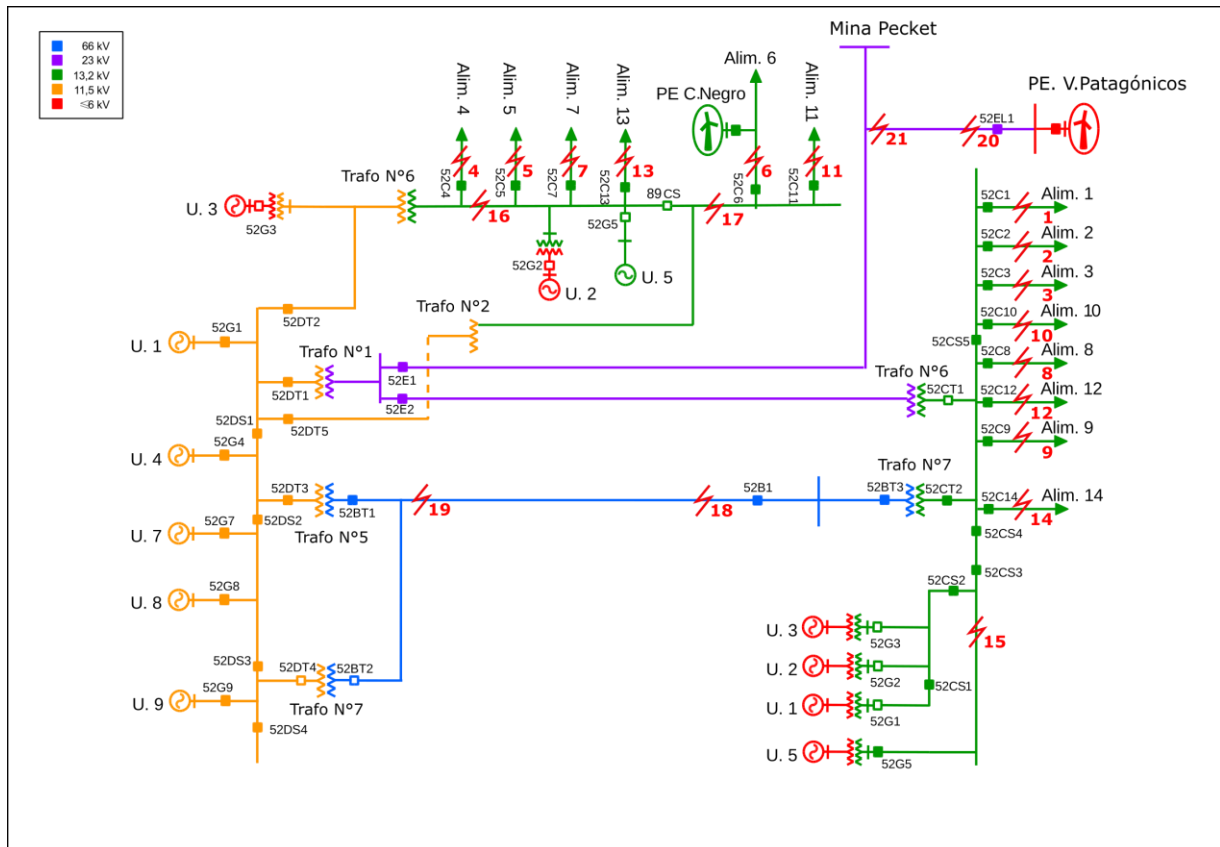


Figura 4.20 Ubicaciones de fallas

Tabla 4.36 Ubicaciones de fallas

Nro.	Nombre abreviado	Descripción
1	52C1-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°1, próximo a interruptor
2	52C2-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°2, próximo a interruptor
3	52C3-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°3, próximo a interruptor
4	52C4-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°4, próximo a interruptor
5	52C5-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°5, próximo a interruptor
6	52C6-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°6 próximo a interruptor
7	52C7-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°7, próximo a interruptor
8	52C8-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°8, próximo a interruptor
9	52C9-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°9, próximo a interruptor
10	52C10-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°10, próximo a interruptor
11	52C11-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°11, próximo a interruptor
12	52C12-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°12, próximo a interruptor
13	52C13-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°13, próximo a interruptor
14	52C14-Sistema de Punta Arenas	Alimentador N°14, próximo a interruptor
15	Celdas G.E. 13.2 kV-Sistema de Punta Arenas	Barra 13.2 kV, CPA
16	Barra Principal de 13.2 kV-Central Tres Puentes	Barra 13.2 kV, CTP
17	Secc. Barra Principal de 13.2 kV-Central Tres Puentes	Seccionamiento barra 13.2 kV, CTP

18	Línea de unión en 66 kV	1% desde CPA, Línea 66kV CPA-CTP
19	Línea de unión en 66 kV	99% desde CPA, Línea 66kV CPA-CTP
20	PE VPatagónicos-Estructura 187	1% desde Conexión PE Vientos Patagónicos, Línea 23kV PEVP-Tap Off 23 kV
21	PE VPatagónicos-Estructura 187	99% desde Conexión PE Vientos Patagónicos, Línea 23kV PEVP-Tap Off 23 kV

Se hace notar que todas las unidades generadoras, tanto de la central Punta Arenas como de la central Tres Puentes, tienen sus neutros conectados a tierra por medio de resistencias, según la información proporcionada por EDELMAG.

4.7.5 Resultados del análisis de verificación

En el Anexo 6.3 se presentan detalladamente los resultados del análisis de verificación. Para cada escenario de operación analizado se presenta una tabla con los tiempos de operación de las protecciones ante cada falla simulada y para cada paso de tiempo determinado por los instantes de apertura de los equipos de interrupción. Para los interruptores se supuso un tiempo de apertura de 60 ms.

En el análisis de la eventual descoordinación de los sistemas de protección se ha considerado la siguiente clasificación:

- Insuficiente paso de coordinación:** Corresponde al caso en que la falla es correctamente detectada por la protección local y por la protección de respaldo remoto, pero el paso de coordinación entre ellas es insuficiente.
- Descoordinación en respaldo:** Corresponde al caso en que la falla es correctamente despejada por la protección local, pero la detección de la protección de respaldo remoto es inadecuada.
- Descoordinación principal:** Corresponde al caso en que la falla es incorrectamente despejada por alguna de las protecciones de respaldo remoto, operando la protección local con posterioridad a esta o no alcanzando a operar.

En la tabla siguiente se resumen los casos en que se presentan insuficientes pasos de coordinación, descoordinaciones principales y descoordinaciones en respaldo. En cada caso se indica la protección que descoordina o que opera con tiempo de paso insuficiente, los tipos de falla para los que se dan estas deficiencias de coordinación y los escenarios de estudio en que se manifiestan estos fenómenos.

Tabla 4.37 Resumen resultados escenarios de estudio

Ubicación falla		Fenómeno	Protección	Tipo de falla	Escenario
Nro.	Nombre abreviado				
1	C.T.P. - A4	I.P.C.	52DT2_51	3F-0,2F-0,2FT-0	02
2	C.T.P. - A5	I.P.C.	52DT2_51	3F-0,2F-0,2FT-0	02
			52DT2_51	3F-0	04
3	C.T.P. - A6	D.D.R.	52G8_U8_51RV	3F-0,2F-0,2FT-0	01,03
			52DT1_Trafo 1_BAJA_CTP_51/51N	1F-25	01,02,03
			52G4_U4_27/59/59G.	1F-0	03
4	C.T.P. - A11	D.D.R.	52G8_U8_51RV	3F-0,2F-0,2FT-0	01,03
			52DT1_Trafo 1_BAJA_CTP_51/51N	1F-25	01,03
5	C.T.P. - A13	I.P.C.	52DT2_51	3F-0,1F-0,2F-0,2FT-0	01,02,03,04
		D.D.R.	52DT2_51	3F-0	02
			52DT2_51	3F-0	04
6	C.T.P. - Secc. Barra. 13.2 kV	I.P.C.	52G8_U8_51RV	2F-0	01
		D.P.	52G8_U8_51RV	3F-0,2FT-0	01
			52G4_U4_27/59/59G.	1F-0,1F-25	01,02,03,04
			52DT1_Trafo 1_BAJA_CTP_51/51N	1F-0,1F-25	01,02,03,04
			52G8_U8_51RV	3F-0,2F-0,2FT-0	03
7	1% desde Conexión PE Vientos Patagónicos, Línea 23kV PEVP-Tap Off 23 kV	D.D.R.	52G4_U4_27/59/59G.	1F-0,2FT-0,1F-25	03,04
8	99% desde Conexión PE Vientos Patagónicos, Línea 23kV PEVP-Tap Off 23 kV	D.D.R.	52G4_U4_27/59/59G.	1F-0,2FT-0,1F-25	03,04
			52C6_A6_51/51N/50	1F-0	04

I.P.C. : Insuficiente paso de coordinación

D.P. : Descoordinación principal

D.D.R. : Descoordinación en respaldo

4.7.6 Análisis de resultados y recomendaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio de verificación de coordinación de protecciones, las conclusiones se pueden consolidar en lo siguiente:

a) Central Punta Arenas

No se encontraron deficiencias de coordinación en ninguno de los sistemas de protección analizados.

b) Central Tres Puentes

En el caso de la central Tres Puentes, es posible agrupar las deficiencias de coordinación encontradas según involucren sistemas de protección de alimentadores de la Barra Principal de 13.2 kV, del Seccionamiento de la Barra Principal de 13.2 kV o de las propias barras antes señaladas. Adicionalmente se incluye un análisis de las protecciones de la línea 23kV PEVP - Tap Off 23 kV.

i. Alimentadores de la Barra Principal de 13.2 kV

Se producen **descoordinaciones principales** para:

- Fallas 3F-0 en el Alimentador N°13, próximo al interruptor. Estas descoordinaciones involucran a las protecciones de corriente asociadas al Transformador N°6 C.T.P. En la falla en cuestión opera correctamente la protección del Alimentador N°13, sin embargo, también opera incorrectamente la protección del transformador antes mencionado (específicamente la función 51). Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 02 y 04, correspondientes a despachos con ERV mínima.

Se detecta un **insuficiente paso de coordinación** para:

- Fallas 3F-0, fallas 2F-0 y fallas 2FT-0 próximas a los interruptores de los alimentadores N°4, N°5, y N°13. Esta insuficiencia en el paso de coordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados a los alimentadores ya señalados y las protecciones de corriente asociadas al Transformador N°6 C.T.P. Notar que, en cualquier caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de los alimentadores. Se observa que la deficiencia señalada se presenta en los escenarios 02 y 04, correspondientes a despachos con ERV Mínima.

ii. Alimentadores y barra, Seccionamiento de la Barra Principal de 13.2 kV

Se producen **descoordinaciones principales** para:

- Fallas 3F-0,2F-0 y 2FT-0 en la Sección de Barra 13.2 kV. Estas descoordinaciones involucran a la protección de corriente con restricción de voltaje (función 51RV) asociada a la unidad de generación de la Central Tres Puentes U8. En la falla en cuestión opera correctamente la protección del Trafo 2 C.T.P., sin embargo, también opera incorrectamente la protección de la U8 antes mencionada. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 01 y 03, correspondientes a despachos con ERV máxima.
- Fallas 1F-0 y 1F-25 en la Sección de Barra 13.2 kV. Estas descoordinaciones involucran a las protecciones de corriente (función 51N) asociadas al Transformador N°1 C.T.P. y las protecciones de tensión (función 27) de la unidad de generación de la Central Tres Puentes U4. En la falla en cuestión opera correctamente la protección del Trafo 2 C.T.P., sin embargo, también operan incorrectamente las protecciones del transformador y de la U4 mencionadas. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 01 y 03, correspondientes a despachos con ERV máxima.

Se producen **descoordinaciones en respaldo** para:

- Fallas 3F-0,2F-0 y 2FT-0 próximas a los interruptores de los alimentadores N°6, y N°11. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados a los alimentadores ya señalados y la protección de corriente con restricción de voltaje (función 51RV) asociada a la unidad de generación de la Central Tres Puentes U8. Notar que, en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de los alimentadores. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 01 y 03, correspondientes a despachos con ERV máxima.
- Fallas 1F-25 próximas a los interruptores de los alimentadores N°6, y N°11. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados a los alimentadores ya señalados y las protecciones de corriente (función 50G) asociadas al Transformador N°1 C.T.P. Notar que, en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de los alimentadores. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 01,02 y 03.
- Fallas 1F-0 próximas al interruptor del alimentador N°6. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados al alimentador ya señalados y las protecciones de tensión (función 27) de la unidad de generación de la Central Tres Puentes U4. Notar que, en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de los alimentadores. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 03.

Se detecta un **insuficiente paso de coordinación** para:

- Fallas 2F-0 en la Sección de Barra 13.2 kV. Esta insuficiencia en el paso de coordinación, involucran a la protección de corriente con restricción de voltaje

(función 51RV) asociada a la unidad de generación de la Central Tres Puentes U8 y a la protección de corriente del Trafo 2 C.T.P. Notar que, en cualquier caso, la falla es correctamente despejada por la protección principal correspondiente al Trafo 2 C.T.P. Se observa que la deficiencia señalada se presenta en el escenario 01.

iii. Línea 23kV PEVP - Tap Off 23 kV

Se producen **descoordinaciones en respaldo** para:

- Fallas 1F-0,2FT-0 y 1F-25 en ambos extremos de la línea analizada. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados al extremo C.T.P 23 kV de la línea C.T.P 23 kV - Tap Off 23 kV y las protecciones de tensión (función 27) de la unidad de generación de la Central Tres Puentes U4. Notar que en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de la línea C.T.P 23 kV - Tap Off 23 kV. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 03 y 04.
- Fallas 1F-0 en el extremo Tap Off 23 kV de la línea analizada. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados al extremo C.T.P 23 kV de la línea C.T.P 23 kV - Tap Off 23 kV y las protecciones de corriente (función 51N) del Alimentador N°6. Notar que en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de la línea C.T.P 23 kV - Tap Off 23 kV. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en el escenario 04.

En conformidad con lo anterior, se recomienda lo siguiente:

El operador principal del SM de Punta Arenas, deberá efectuar un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones del SM Punta Arenas, que posibilite la adecuada coordinación de sus sistemas de protecciones, en particular:

- Coordinar las protecciones de corriente del transformador N°6 C.T.P., de manera que proporcionen un adecuado respaldo con un correcto paso de coordinación entre estas protecciones y la de los alimentadores de la Barra Principal de 13.2 kV C.T.P.
- Coordinar las protecciones de corriente del transformador N°2 C.T.P., de manera que proporcionen un adecuado respaldo con un correcto paso de coordinación entre estas protecciones y los sistemas de protección de: Transformador N°1 C.T.P., Alimentadores del Seccionamiento de la Barra Principal de 13.2 kV y la protección de corriente con restricción de tensión (51RV) de la unidad N°8 de C.T.P.
- Ajustar los pasos de coordinación de las protecciones de corriente del extremo C.T.P 23 kV de la línea C.T.P 23 kV - Tap Off 23 kV y las protecciones de corriente del Alimentador N°6 además de las protecciones de tensión de la unidad de generación de la C.T.P. U4.

5 Comentarios y Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en los estudios desarrollados se puede concluir lo siguiente:

- En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas fueron determinados los requerimientos de reserva para CPF y CSF, los que se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.1 Resumen de Reservas para CPF y CSF

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico COp+CENS (NT de SSMM)	4.0 [MW]	+4.0 / -3.5 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	3.5 [MW]	
RCSF	RCSF+/RCSF-	Error de Previsión (NT de SSMM)	± 4.2 [MW]	± 4.4 [MW]*
		Variaciones Intrahorarias de Generación ERV ($\Delta G_{10 \text{ min}}$)	± 1.3 [MW]	

Es importante aclarar que la Reserva para CSF fue determinada, considerando que los factores de influencia asociados a los errores de previsión y la variabilidad son independientes entre sí,

como $RCSF = \sqrt{RCSF_{EP}^2 + R_{VI}^2}$. Siendo $RCSF_{EP}$ la reserva para cubrir los errores de previsión y $RCSF_{VI}$ para las variaciones intrahorarias.

- El estudio de EDAC se revisó el EDAC existente en el SM de Punta Arenas y se propone una modificación que permitiría reducir la sobreacción de la frecuencia observada, en los análisis del Estudio de control de Frecuencia, para algunas contingencias de generación. Esta sobreacción podría comprometer la recuperación segura de la operación del SM, puesto que alcanza niveles de sobrefrecuencia que pudieran desconectar generación adicional.

La Propuesta de modificación al EDAC consiste en retirar del escalón 4 al Alimentador 8 de la S/E Punta Arenas, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.2 Propuesta de EDAC del SM Punta Arenas

Prioridad de Apertura	Alimentadores	Frecuencia [Hz]	Tiempo [ms]
1	11 – 12 – 13- 14	49.0	60
2	9	48.8	120
3	10	48.5	120
4	7	48.5	180
5	5	48.3	250
6	4	48.0	250
7	1 – 2 – 3 – 6 – 8	Inhabilitado	

Esta propuesta fue validada mediante simulaciones dinámicas, verificando el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NT de SSMM

- El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva contempla escenarios base de operaciones representativas de demanda máxima y mínima del periodo 2021-2024, obteniendo como principales resultados los siguientes:
 - El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva para contingencias es de 2734 kVAr ante la desconexión de la Unidad 5 de Central Punta Arenas, resultante en un escenario de demanda alta, mientras que cuando esta unidad no está en servicio el mayor requerimiento corresponde a la salida de la Unidad 5 de Central Tres Puentes, con un requerimiento de 128 kVAr.
 - Respecto de la necesidad de absorción de potencia reactiva, el mayor requerimiento es de -3938 kVAr ante la falla del PE Vientos Patagónicos. Este resultado se debe principalmente a los requerimientos de potencia reactiva de la línea de transmisión del parque cuando este está en servicio, que no serían necesarios si falla el parque.
 - En cuanto a las curvas de potencia reactiva versus tensión de la S/E Punta Arenas 13.2 kV previo y posterior a la aplicación de contingencias, se tiene que la única contingencia que afecta realmente el control de tensión en la subestación estudiada es la salida de servicio de la unidad 5 de la Central Punta Arenas. No obstante, la tensión de colapso de las simulaciones se encuentra fuera del rango aceptable de tensión en operación normal y alerta en la mayoría de los escenarios, por lo que la subestación Punta Arenas contaría con suficiente margen de reactivos. Sin embargo, se debe tener especial atención en la operación del sistema en condiciones de demanda media con mínima cantidad de unidades sincrónicas en servicio.
 - Es necesario realizar un control de tensión del alimentador 6 pensando en las distintas condiciones operativas del parque Cabo Negro, para esto es posible ajustar la posición del Tap del transformador regulador existente en el alimentador entre las posiciones -2 y -1 cuando el parque está en servicio y entre -5 y -3 cuando el parque está fuera de servicio, esto dependiendo del nivel de demanda del alimentador.
- Para el estudio de Restricciones en el sistema de Transmisión se evaluaron las capacidades térmicas de los elementos serie del sistema de transmisión de Punta Arenas, que pudiesen restringir las transferencias entre ambas SSEE. Sin embargo y al existir solo una línea de transmisión de 66 kV, se determinó que la limitación del tramo está dada por la capacidad térmica de su transformador de poder correspondiente a 33 MVA. Cabe señalar que la NT establece que los equipos transformadores podrán operarse por sobre su límite, siempre y cuando la sobrecarga sea factible y sus efectos puedan ser controlados por su propietario. Para este estudio y no habiendo ampliaciones futuras en el sistema de transmisión dentro del horizonte del estudio, no se prevén otras limitaciones que las ya expuestas.
- Respecto del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones, se analizó la coordinación de los sistemas de protecciones del SM Punta Arenas, considerando diversos escenarios de operación. Los resultados obtenidos muestran:

- Descoordinaciones entre algunas protecciones del SM, para algunos tipos de falla, esencialmente fallas 3F, 1F-0 y 2F-0, que involucran principalmente a protecciones de corriente de transformadores (N°1, N°2 y N°6).

Por lo anterior, se propone que el operador principal del SM de Punta Arenas, efectúe un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones que analice con mayor detalle una mayor cantidad de escenarios y contingencias, y proponga nuevos ajustes, de manera de solucionar los problemas encontrados.

6 Anexos

6.1 Anexo del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

Tabla De Fallas de Generación en SM Punta Arenas

	CABO_ NEGRO_ _EO	PA_U1	PA_U2	PA_U3	PA_U5	TP_U1	TP_U2	TP_U3	TP_U4	TP_U5	TP_U7	TP_U8	TP_U9	VIENTOS_ PATAGONICO S_ _EO
Cantidad de fallas (Promedio Anual)	2,0*	0	0	0	2,0	2,5	1,5	0,25	3,75	5,25	3,25	3,5	3,25	2,0*

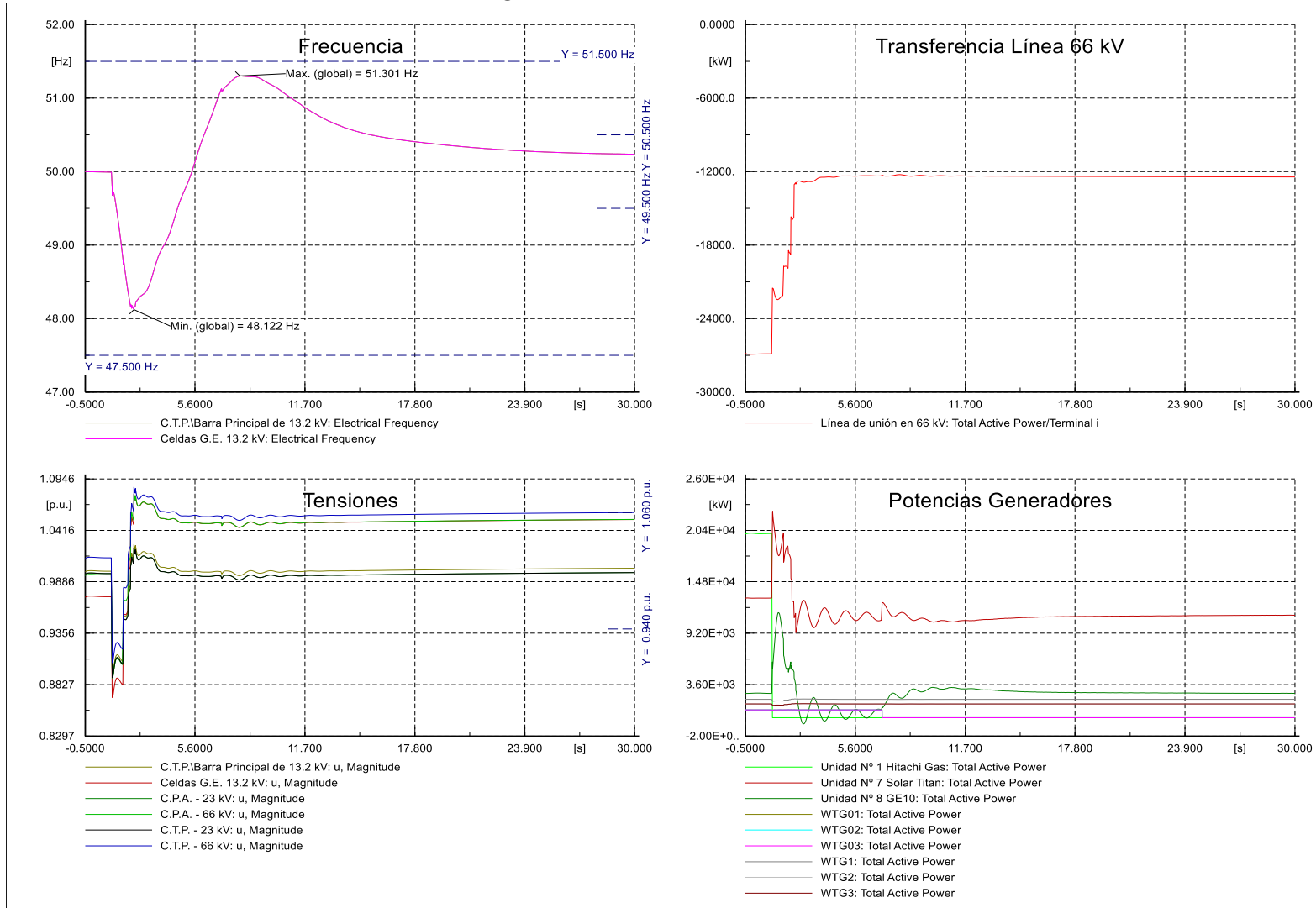
- Cantidad de Fallas anuales promedio para líneas de 23 y 13.8 kV calculadas a partir de los Índices de Indisponibilidad del SEN de septiembre de 2020, disponible en la página del Coordinador Eléctrico Nacional. Se consieran los índices para líneas equivalentes a las que conectan a los parques eólicos al SM Puna Arenas, dado que en caso de contingencias en estos elementos sacaría de servicio al parque completo.

Tiempos de partida de las unidades de generación del SM Punta Arenas

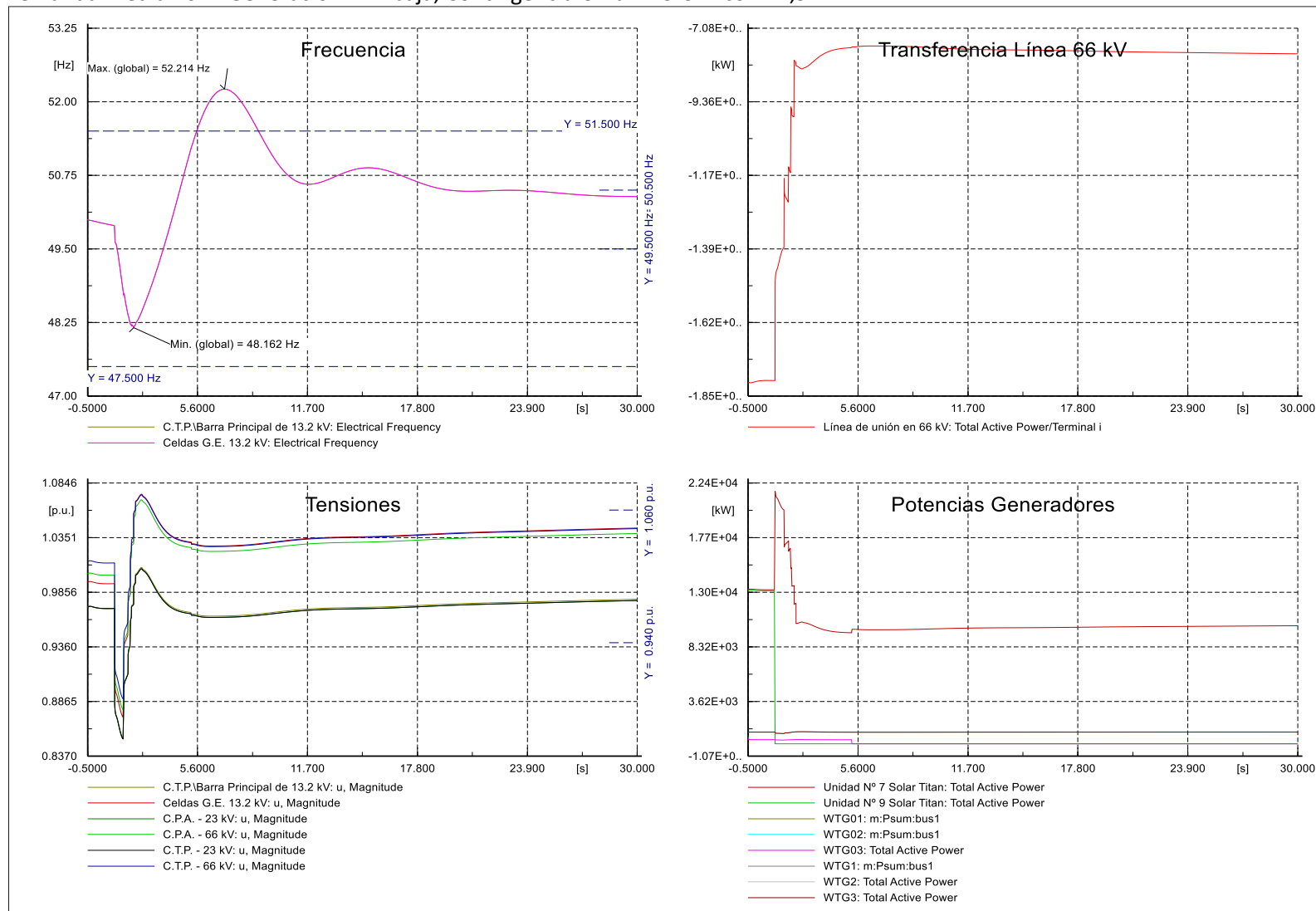
	CABO_ NEGRO_ _EO	PA_U1	PA_U2	PA_U3	PA_U5	TP_U1	TP_U2	TP_U3	TP_U4	TP_U5	TP_U7	TP_U8	TP_U9	VIENTOS_ PATAGONICO S_ _EO
Potencia [MW]		1,4	1,4	1,4		24	1,46	1,46	11,5	2,72	13,7	10,7	15	
Tiempo de partida [min]		5	5	5		15	5	5	15	5	15	15	15	

Simulaciones dinámicas

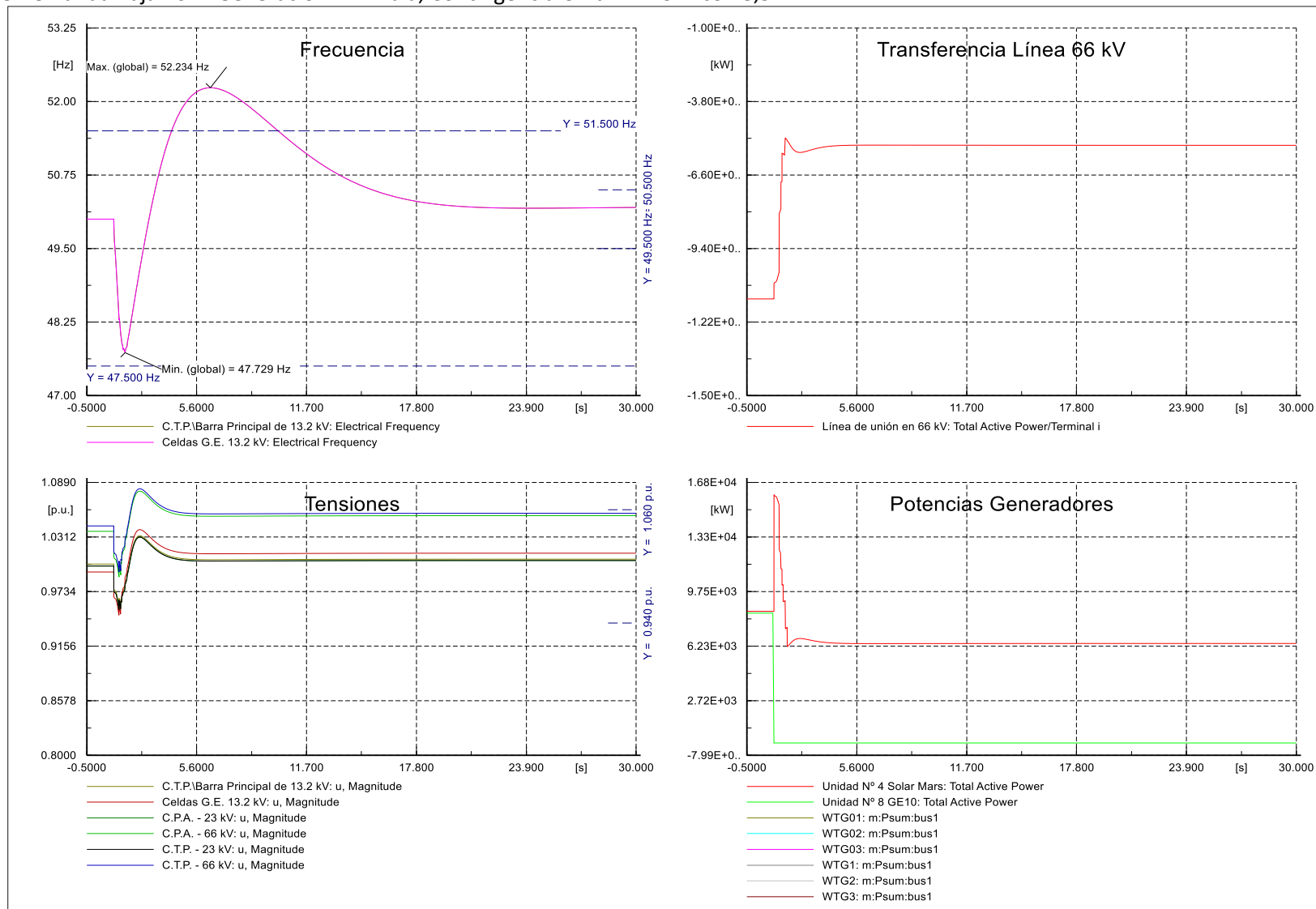
Escenario de Demanda Alta 2021 Generación ERV media, Contingencia Unid. N°1 CTP con 20,0 MW



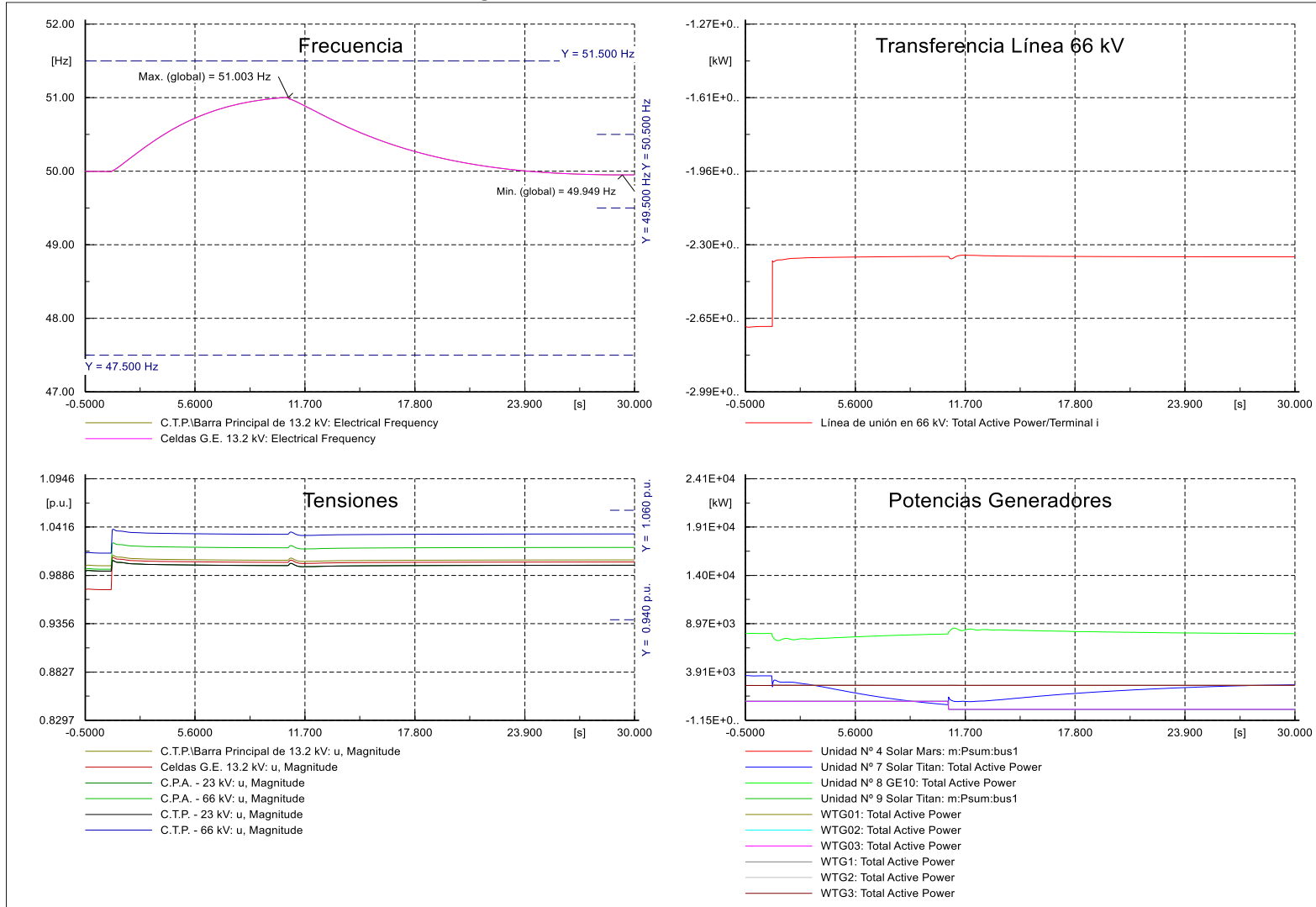
Escenario de Demanda Media 2021 Generación ERV baja, Contingencia Unid. N°9 CTP con 12,9 MW



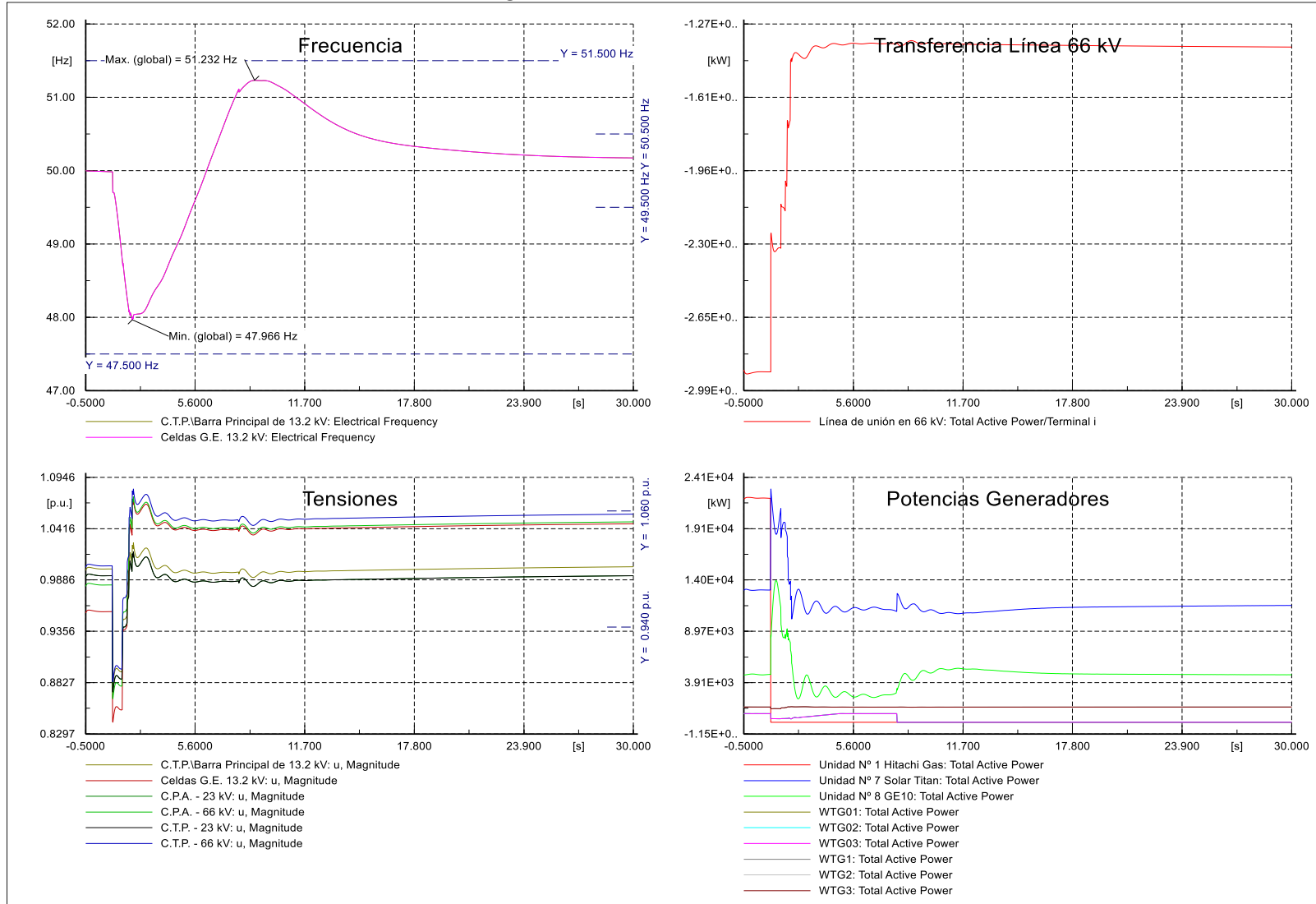
Escenario de Demanda Baja 2021 Generación ERV nula, Contingencia Unid. N°4 CTP con 8,5 MW



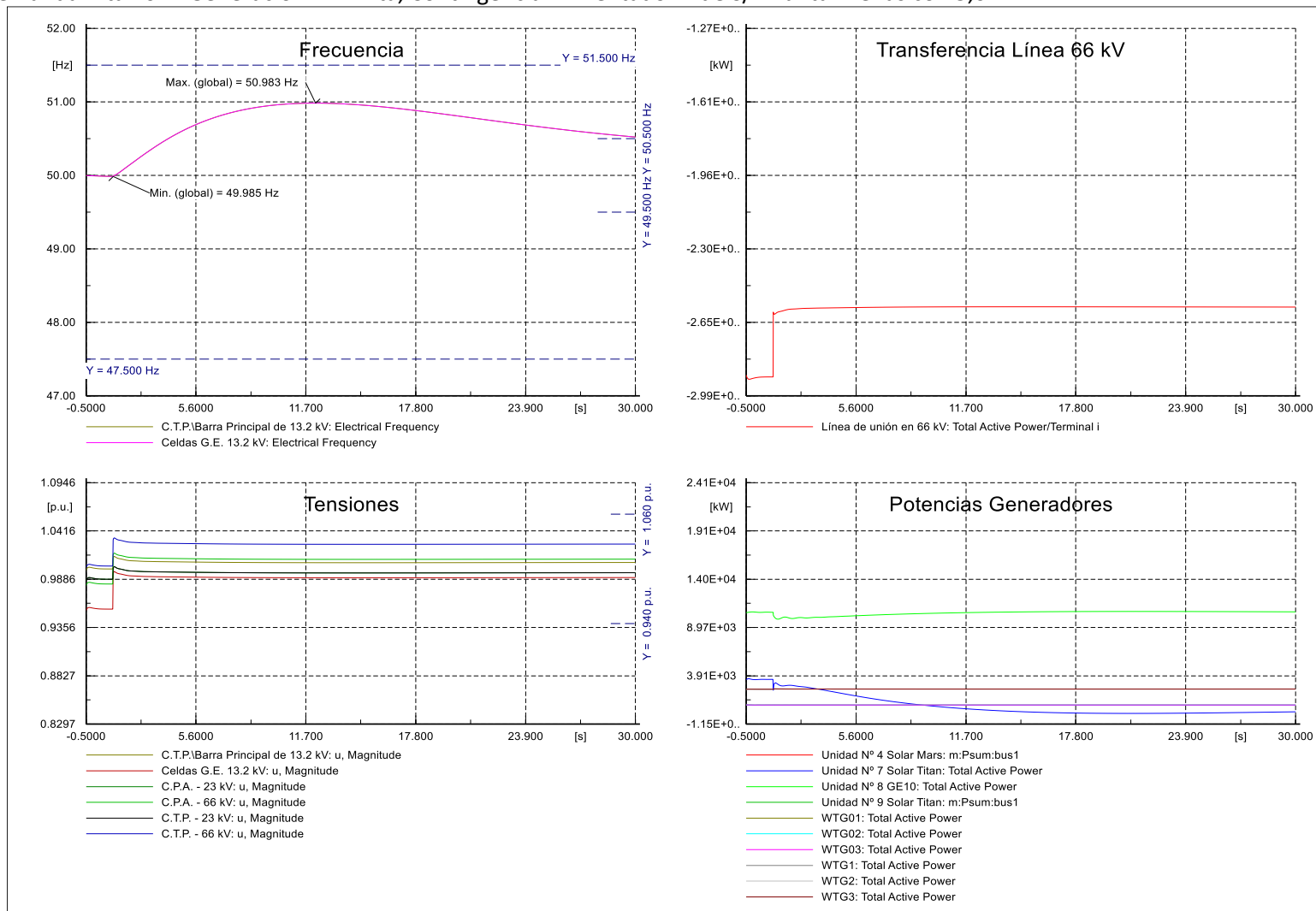
Escenario de Demanda Alta 2021 Generación ERV Alta, Contingencia Alimentador 2 de S/E Punta Arenas con 4,7 MW



Escenario de Demanda Alta 2024 Generación ERV media, Contingencia Unid. N°1 CTP con 22,0 MW



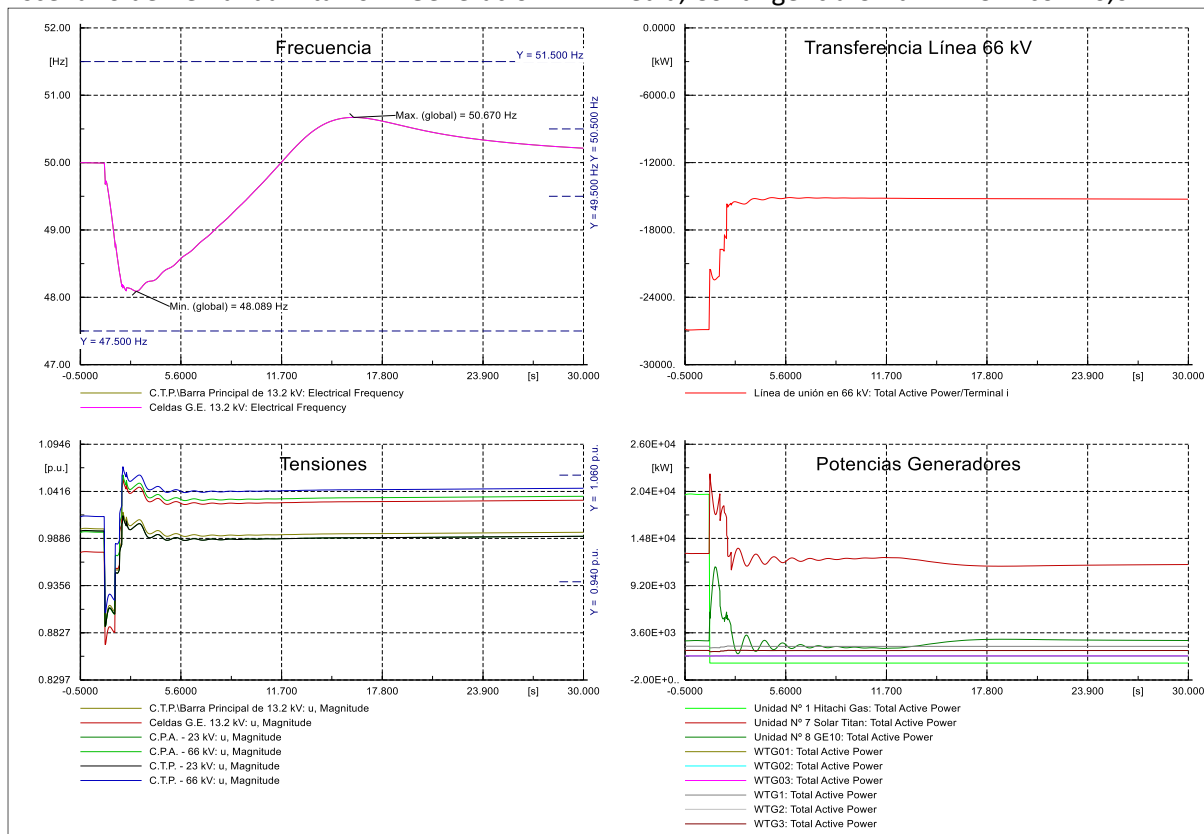
Escenario de Demanda Alta 2024 Generación ERV Alta, Contingencia Alimentador 2 de S/E Punta Arenas con 5,0 MW



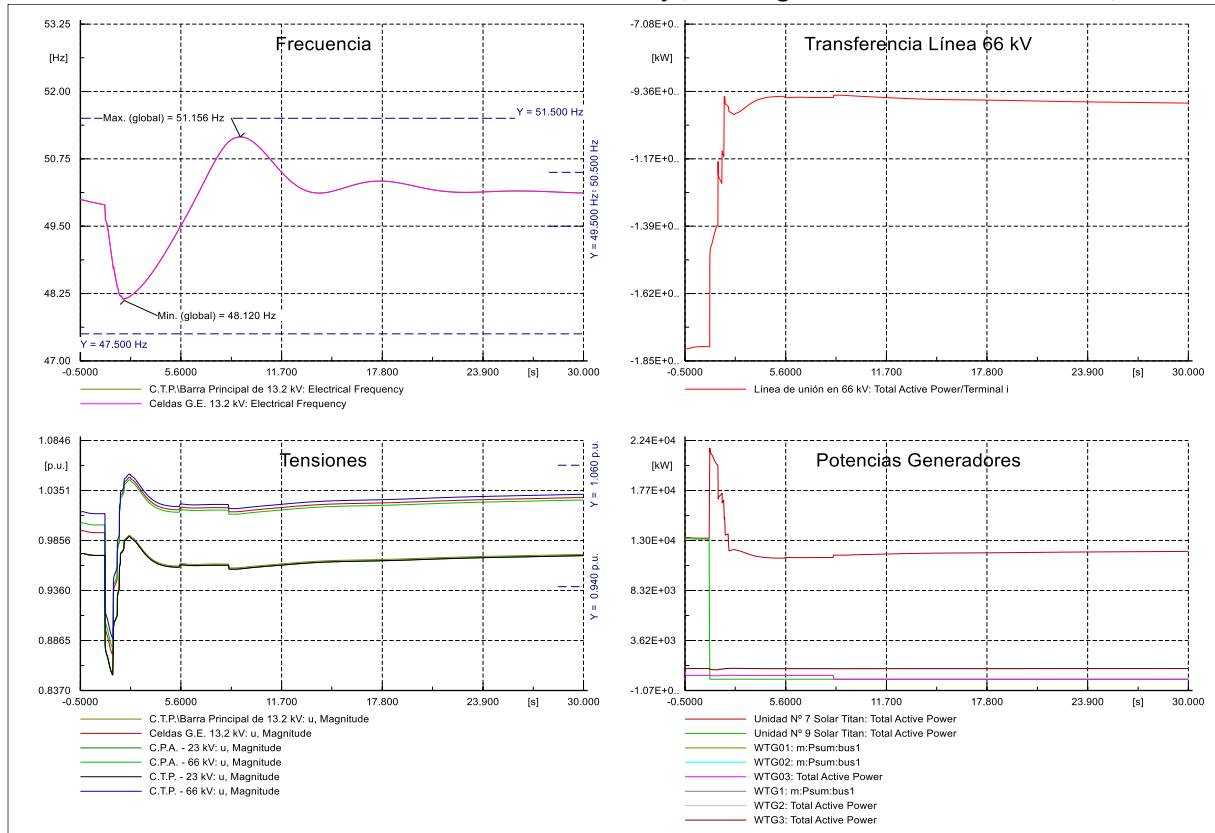
6.2 Anexo del Estudio de EDAC

Simulaciones con EDAC Propuesto

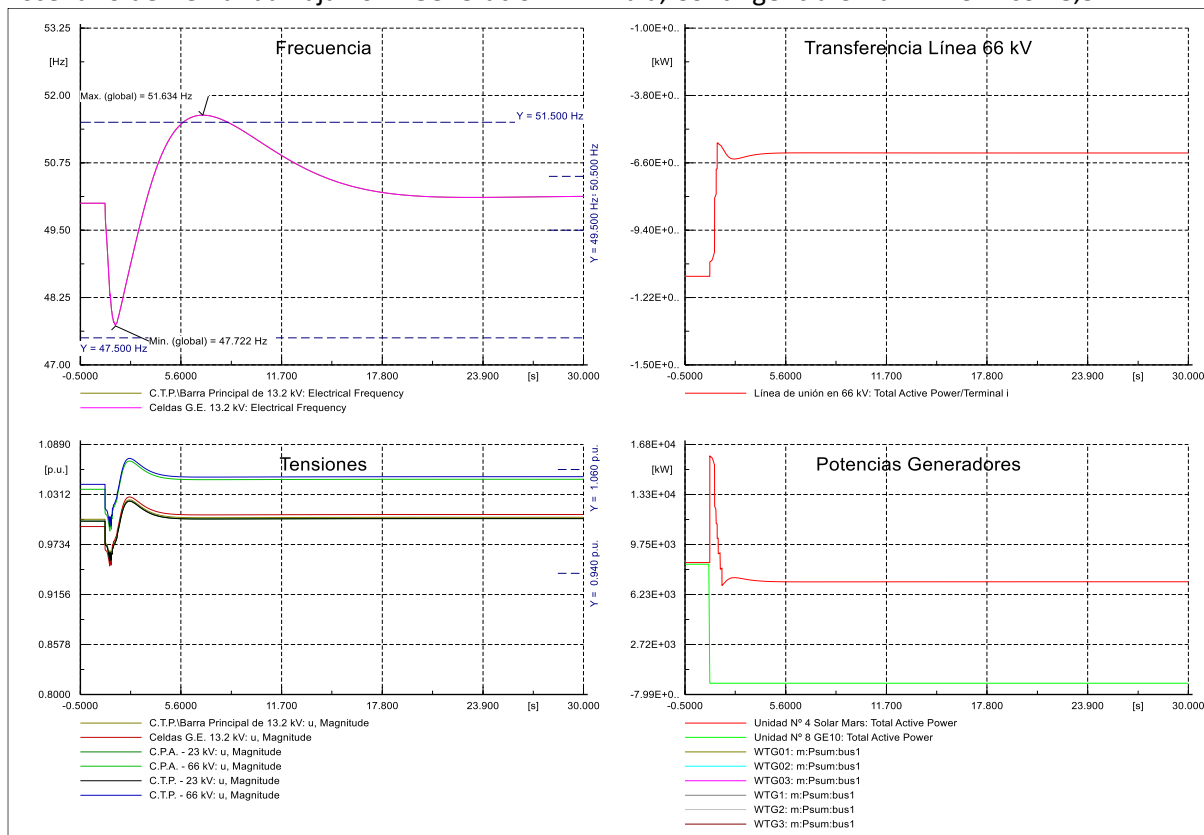
Escenario de Demanda Alta 2021 Generación ERV media, Contingencia Unid. N°1 CTP con 20,0 MW



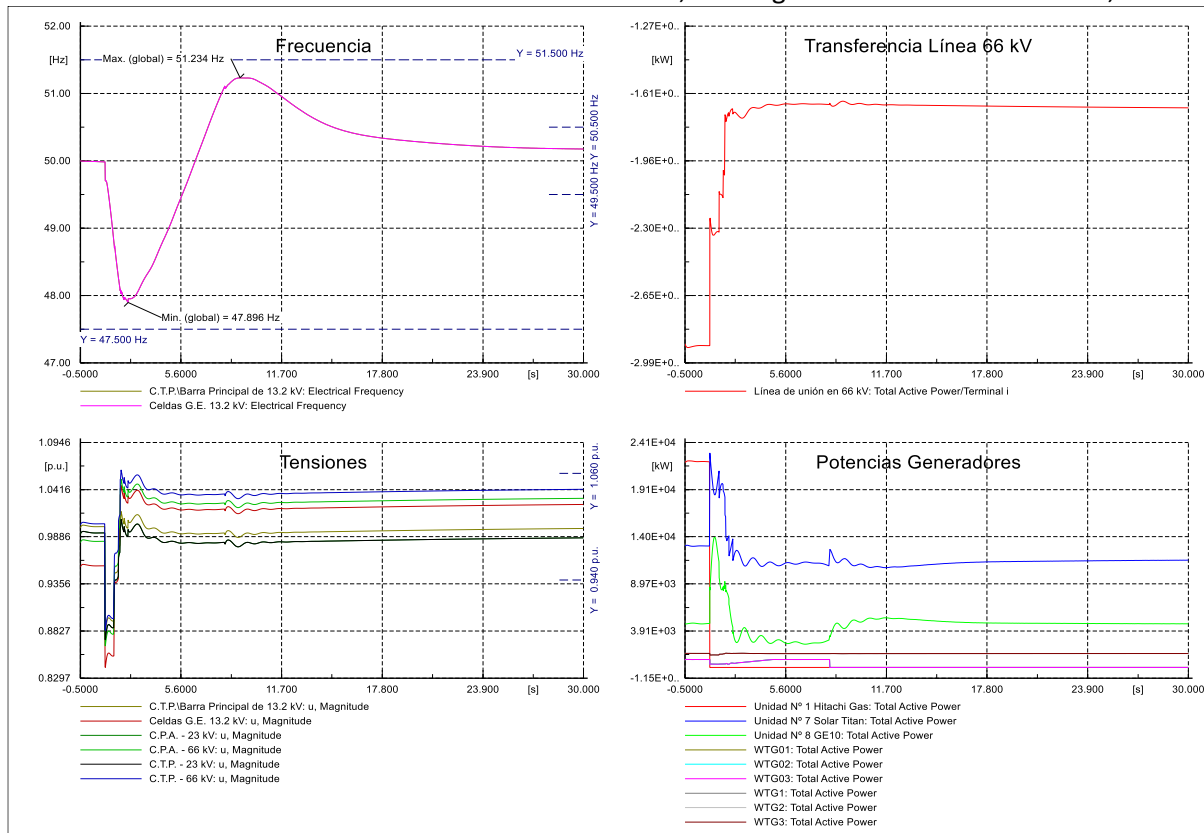
Escenario de Demanda Media 2021 Generación ERV baja, Contingencia Unid. N°9 CTP con 12,9 MW



Escenario de Demanda Baja 2021 Generación ERV nula, Contingencia Unid. N°4 CTP con 8,5 MW



Escenario de Demanda Alta 2024 Generación ERV media, Contingencia Unid. N°1 CTP con 22,0 MW



6.3 Anexo del Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones

Documento: “Anexo EVCP 2020 SM Punta Arenas.xlsx”, de **Resultados Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones Sistema Mediano Punta Arenas**, en formato Excel.