



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024

Informe N° 3



Mayo 2020

R 1033-20

Tabla de contenido

ABREVIATURAS	11
REGISTRO DE COMUNICACIONES.....	12
RESUMEN EJECUTIVO.....	13
SECCIÓN PRINCIPAL.....	15
1. INTRODUCCIÓN	15
2. ACTIVIDADES.....	15
3. ANTECEDENTES, OBJETIVOS Y ALCANCE.....	16
3.1. Antecedentes	16
3.2. Objetivo General	20
3.3. Objetivos Específicos	20
3.4. Alcance	22
4. ACTIVIDAD 1: PREPARACIÓN DE LA BASE DE DATOS Y DE LOS ESCENARIOS BASE.....	26
4.1. Actividad 1.1: Recopilación de información	26
4.2. Actividad 1.2: Preparación de la base de datos.....	26
4.3. Actividad 1.3: Preparación de escenarios base.....	33
5. ACTIVIDAD 2: DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA	41
5.1. Actividad 2.1: Requerimientos de CRF y CPF	42
5.2. Actividad 2.2: Requerimientos de Cargas Interrumpibles.....	132
6. ACTIVIDAD 3: DETERMINAR/VERIFICAR REQUERIMIENTOS DEL SC DE CONTROL DE TENSIÓN	138
6.1. Actividad 3.1: Identificación de Recursos para la prestación del Control de Tensión	140
6.2. Actividad 3.2: Estudios Eléctricos	141
6.3. Actividad 3.3: Evaluación del Desempeño.....	142
7. CONCLUSIONES.....	143
APÉNDICES.....	145
1. DESCRIPCIÓN MODELOS DINÁMICOS INCORPORADOS.....	145
1.1. Modelos dinámicos ERNC.....	145
1.2. Modelos dinámicos Centrales hidráulicas	157
2. SELECCIÓN PRELIMINAR ESCENARIOS PCP	160
3. CRITERIOS DE ESCENARIOS PLP.....	161
4. RESPUESTA DE UNIDADES ANTE PERFIL DE FRECUENCIA NORMALIZADO	162
4.1. Respuesta temporal.....	162
4.2. Aportes individuales.....	172
4.3. Observaciones	178

5. DESVÍOS DE LA DEMANDA NETA	180
-------------------------------------	-----

Índice de tablas

Tabla 1. Reservas CPF para atender contingencias de severidad 5 más extremas.....	13
Tabla 2. Definición de los SSCC objeto del estudio.	20
Tabla 3. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2021.....	28
Tabla 4. Obras y ampliaciones de generación. Año 2021.	29
Tabla 5. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2021.	29
Tabla 6. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2022.....	30
Tabla 7. Obras y ampliaciones de generación. Año 2022.....	30
Tabla 8. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2022.	30
Tabla 9. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2023.....	31
Tabla 10. Obras y ampliaciones de generación. Año 2023.	31
Tabla 11. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2024.....	31
Tabla 12. Obras y ampliaciones de generación. Año 2024.	31
Tabla 13. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2024.	31
Tabla 14. Escenarios base de la Etapa 1.	38
Tabla 15. Escenarios base de la Etapa 2.	40
Tabla 16. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 1.....	44
Tabla 17. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2022.	44
Tabla 18. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2023.....	45
Tabla 19. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2024.	45
Tabla 20. Parámetros de los perfiles estandarizados de frecuencia.	47
Tabla 21. Unidades evaluadas para CPF, turbinas a vapor (carbón).	50
Tabla 22. Unidades evaluadas para CPF, turbinas a gas.....	51
Tabla 23. Unidades evaluadas para CPF, turbinas hidráulicas.....	51
Tabla 24. Aportes P10 y P300, turbinas a vapor (carbón).....	62
Tabla 25. Aportes P10 y P300, turbinas a gas.	63
Tabla 26. Aportes P10 y P300, turbinas hidráulicas.	64
Tabla 27. Límites de transferencia por el sistema de transmisión.	67
Tabla 28. Aportes P10 de unidades en CPF y nadir obtenido	76
Tabla 29. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz según inercia sistémica	78
Tabla 30. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz variando CPF y CRF, caso 3	81
Tabla 31. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz variando CPF y CRF, caso 10.....	82

Tabla 32. Aportes P10 y P300 necesarios para los casos base analizados	86
Tabla 33. CPF10 y CPF300 Caso 1a.....	90
Tabla 34. CPF10 y CPF300 Caso 1b.....	91
Tabla 35. CPF10 y CPF300 Caso 1b Desc. San Isidro.....	92
Tabla 36. CPF10 y CPF300 Caso 2a.....	94
Tabla 37. CPF10 y CPF300 Caso 2b	95
Tabla 38. CPF10 y CPF300 Caso 2c	97
Tabla 39. CPF10 y CPF300 Caso 2c Desc. San Isidro.....	98
Tabla 40. CPF10 y CPF300 Caso 3.....	99
Tabla 41. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios 2022 analizados.	105
Tabla 42. Unidades participando del CPF en el Caso B22a_HS_DB.....	106
Tabla 43. Unidades participando del CPF en el Caso B22b_HS_DA.....	107
Tabla 44. Unidades participando del CPF en el Caso B22c_HH_DB.....	107
Tabla 45. Unidades participando del CPF en el Caso B22d_HH_DA.....	107
Tabla 46. Unidades participando del CPF en el Caso B22e_HS_ERVrel.	108
Tabla 47. Unidades participando del CPF en el Caso B22f_HH_ERVrel.	108
Tabla 48. Unidades participando del CPF en el Caso B22g_HS_DA.....	108
Tabla 49. Unidades participando del CPF en el Caso B22h_HS_DB.....	109
Tabla 50. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados.....	109
Tabla 51. Unidades participando del CPF en el Caso B23a_HS_DB_Ene.....	110
Tabla 52. Unidades participando del CPF en el Caso B23b_HS_DA_Mar.....	111
Tabla 53. Unidades participando del CPF en el Caso B23c_HH_DB_Ene.....	111
Tabla 54. Unidades participando del CPF en el Caso B23d_HH_DA_Dic.....	111
Tabla 55. Unidades participando del CPF en el Caso B23e_HH_DB_ERVrel_Ene.....	112
Tabla 56. Unidades participando del CPF en el Caso B23e_HS_DA_ERVrel_Mar.....	112
Tabla 57. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados de 2024.....	113
Tabla 58. Unidades participando del CPF en el Caso B24a_HS_DB_Ene.....	114
Tabla 59. Unidades participando del CPF en el Caso B24b_HS_DA_Mar.....	114
Tabla 60. Unidades participando del CPF en el Caso B24f_HH__DA_ERVrel_Dic.....	114
Tabla 61. Horas de generación solar según el mes del año.....	119
Tabla 62. Percentiles P2.5 y P97.5 de los desvíos de cada registro calculados para un año completo (marzo 2019 a febrero 2020).....	124
Tabla 63. Reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda según la estación del año y la hora del día para 2019.	125
Tabla 64. Medidas estadísticas de la demanda neta y de sus desvíos calculados para un año	

completo (marzo de 2019 a febrero de 2020).....	128
Tabla 65. Proyecciones de demanda y generación para las Etapas 1 y 2.....	129
Tabla 66. Reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta para las Etapas 1 y 2.....	130
Tabla 67. Estimación de las desviaciones estándar proyectadas de cada variable y de la demanda neta para los años del 2020 al 2024.....	131
Tabla 68. Análisis de probabilidad de desabastecimiento en 2019.	137
Tabla 69. Proyecciones de demanda y generación para las Etapas 1 y 2.....	138
Tabla 70. Reservas CPF para atender contingencias de severidad 5 más extremas.....	143
Tabla 71. Ajuste por defecto del control P vs F.	150
Tabla 72. Selección preliminar de escenarios PCP para 2021	160

Índice de gráficos

Gráfico 1. Régimen de Servicios Complementarios.	17
Gráfico 2. Servicios complementarios y sus categorías. Los cuadros en naranja corresponden a los SSCC objeto de la presente Consultoría.	19
Gráfico 3. Valores totales de demanda (más pérdidas) en los escenarios PCP para 2021.....	34
Gráfico 4. Valores totales de generación los escenarios PCP para 2021.	35
Gráfico 5. Flujos de potencia de los escenarios PCP para 2021 (1/2).	36
Gráfico 6. Flujos de potencia de los escenarios PCP para 2021 (2/2).	36
Gráfico 7. Generación total por bloque de los escenarios PCP de la Etapa 2.....	39
Gráfico 8. Despachos seleccionados de los escenarios PLP para la Etapa 2.....	39
Gráfico 9. Metodología de ejecución de la Actividad 2.....	41
Gráfico 10. Inercia mínima en función del valor máximo de RoCoF y de la desconexión de demanda o generación.	43
Gráfico 11. Perfil de frecuencia estandarizado para evaluación de aportes a los 10 s y 5 min. ...	47
Gráfico 12. Curva de respuesta normalizada vs simulaciones sobre el SEN.....	48
Gráfico 13. Perfiles de frecuencia estandarizados.	48
Gráfico 14. Respuesta ideal esperada de unidades en CPF, despacho inicial 70%.	49
Gráfico 15. Respuesta ideal esperada de unidades en CPF, despacho inicial 80% y 90%.....	50
Gráfico 16. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 70%.....	52
Gráfico 17. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 80%.	53
Gráfico 18. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 90%.....	53
Gráfico 19. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 70%.	54

Gráfico 20. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 80%.	54
Gráfico 21. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 90%.	55
Gráfico 22. Respuesta de unidades en CPF por fuera de lo exigido en la NTSyCS.	56
Gráfico 23. Respuesta de unidades en CPF igual o mayor al 100% de Pmax.	56
Gráfico 24. Aporte P10 y P300 (subir), unidades TV a carbón.	57
Gráfico 25. Aporte P10 y P300 (subir), unidades TG a gas.	57
Gráfico 26. Aporte P10 y P300 (subir), unidades hidráulicas.	57
Gráfico 27. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades TV a carbón.	58
Gráfico 28. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades TG a gas.	58
Gráfico 29. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades hidráulicas.	58
Gráfico 30. Respuestas de referencia definidas para unidades térmica e hidráulicas.	59
Gráfico 31. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad térmica (TG1A).	60
Gráfico 32. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad térmica (U16).	60
Gráfico 33. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad hidráulica (Pangue U1).	61
Gráfico 34. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad hidráulica (Cipreses U1).	61
Gráfico 35. Sistema para determinar la inercia mínima adicional en función de la $RCPF_{10}$.	69
Gráfico 36. Disparo de la unidad Santa María, caso H30 para distintas reservas.	72
Gráfico 37. Disparo de la unidad Santa María, caso H40 para distintas reservas.	72
Gráfico 38. Disparo de la unidad Santa María, caso H50 para distintas reservas.	73
Gráfico 39. Disparo de la unidad Santa María, caso H60 para distintas reservas.	73
Gráfico 40. Disparo de la unidad Santa María, caso R1 para distintas inercias.	74
Gráfico 41. Disparo de la unidad Santa María, caso R2 para distintas inercias.	74
Gráfico 42. Disparo de la unidad Santa María, caso R3 para distintas inercias.	75
Gráfico 43. Disparo de la unidad Santa María, caso R4 para distintas inercias.	75
Gráfico 44. Disparo de la unidad Santa María, caso R5 para distintas inercias.	76
Gráfico 45. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, SM.	77
Gráfico 46. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, SI.	77
Gráfico 47. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, U16.	77
Gráfico 48. Disminución de aporte P10 por incremento de inercia sistémica.	78
Gráfico 49. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R1.	

.....	79
Gráfico 50. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R2	79
Gráfico 51. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R380	
Gráfico 52. Aporte P10 de BESS ante disparo SM, casos R11, R12 y R13	80
Gráfico 53. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo de generación.	81
Gráfico 54. Evolución de la frecuencia para distintas combinaciones de CPF y CRF, caso 3	81
Gráfico 55. Evolución de la frecuencia para distintas combinaciones de CPF y CRF, caso 10	82
Gráfico 56. Variación de la demanda con la frecuencia.....	83
Gráfico 57. Variación de la demanda en función de la demanda total para 49,3 y 48,9 Hz	84
Gráfico 58. Disparo de generación equivalente a la variación de demanda por frecuencia a 49,3 Hz	84
Gráfico 59. Variación de la demanda en función de la demanda total para 49,3 y 48,9 Hz	85
Gráfico 60. Aportes mínimos P10 y P300 para cumplir frecuencia mínima y final.....	86
Gráfico 61. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300.....	87
Gráfico 62. Disparo de generación equivalente a la variación de demanda por frecuencia a 48, 9 Hz.....	87
Gráfico 63. Variación de la demanda en función de la demanda total para 50,7 Hz	88
Gráfico 64. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1a	91
Gráfico 65. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1b	92
Gráfico 66. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1b Desc. San Isidro	93
Gráfico 67. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2a.....	95
Gráfico 68. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2b	96
Gráfico 69. Potencia unidades escogidas CPF Caso 2b.....	96
Gráfico 70. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2c.....	97
Gráfico 71. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2c Desc. San Isidro	98
Gráfico 72. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro.....	100
Gráfico 73. MVar SVC Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro.....	101
Gráfico 74. P y Q estáticos Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro ..	101
Gráfico 75. P y u sincrónicos Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro	102
Gráfico 76. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro.....	102
Gráfico 77. MVar SVC Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro	103
Gráfico 78. P y Q estáticos Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro.	103
Gráfico 79. P y Q sincrónicos SVC Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro	

.....	104
Gráfico 80. Comparación Frecuencia Caso 3 con y sin SVC extra. Desc. San Isidro	104
Gráfico 81. Ubicación relativa de los escenarios 2022 y los aportes P10 y P300 requeridos	105
Gráfico 82. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2022 .	106
Gráfico 83. Ubicación relativa de los escenarios 2023 y los aportes P10 y P300 requeridos	109
Gráfico 84. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2023 .	110
Gráfico 85. Ubicación relativa de los escenarios 2024 y los aportes P10 y P300 requeridos	112
Gráfico 86. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2024 .	113
Gráfico 87. Muestras faltantes de los registros con resolución de 10 s.....	116
Gráfico 88. Ejemplo de asignación de muestras faltantes en el registro de la generación total.	117
Gráfico 89. Registros cada 10 s procesados para el mes de febrero de 2020.....	118
Gráfico 90. Promedios de perfiles diarios de generación total anual y de cada mes.	119
Gráfico 91. Promedios de perfiles diarios de generación solar total anual y de cada mes.	119
Gráfico 92. Promedios de perfiles diarios de generación eólica total anual y de cada mes.....	119
Gráfico 93. Promedios cada 10 s y 5 minutos (arriba) y desvíos (abajo) de la generación total para un intervalo de 3 horas.....	120
Gráfico 94. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de generación total anual y de cada mes.....	121
Gráfico 95. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de generación solar total anual y de cada mes.....	122
Gráfico 96. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de generación eólica total anual y de cada mes.	122
Gráfico 97. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta de día (generación total y generación solar y eólica).	123
Gráfico 98. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta de noche (generación total y generación eólica).....	124
Gráfico 99. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta según la estación y la hora del día.....	125
Gráfico 100. Valores promedio en ventanas de 10 s (valores originales) y 5 minutos (P_{5min}) de la demanda neta, y desvíos $dP_{10s} = P_{10s} - P_{5min}$ para un día completo.	126
Gráfico 101. Valores promedio en ventanas de 10 s (valores originales) y 5 minutos (P_{5min}) de la demanda neta, y desvíos $dP_{10s} = P_{10s} - P_{5min}$ para una hora completa.....	127
Gráfico 102. Promedios cada 10 s de demanda neta (arriba) y desvíos respecto a los promedios de 5 minutos (abajo) para los 12 meses.....	127
Gráfico 103. Funciones de distribución de probabilidad y de probabilidad acumulada de la demanda neta para los años de las Etapas 1 y 2 considerando que se concreta el 100 % de las obras de generación ERV proyectadas.	130

Gráfico 104. Probabilidad acumulada de indisponibilidad de generación para 2020.	137
Gráfico 105. Determinación de Requerimientos para Control de Tensión.	139
Gráfico 106. Diagrama unilineal de los modelos genéricos de parque a) solar fotovoltaico b) eólico	146
Gráfico 107. Slots, elementos de medición y DSL que conforman el modelo general	147
Gráfico 108. Diagrama de bloques del marco general del modelo	148
Gráfico 109. Diagrama de bloques del modelo de control de planta.....	149
Gráfico 110. Diagrama de bloques del marco del convertidor.....	150
Gráfico 111. Diagrama de bloques del modelo de control PQ	151
Gráfico 112. Diagrama PQ genérico a) aerogenerador b) inversor solar fotovoltaico	151
Gráfico 113. Inyección de corriente reactiva durante el soporte ante fallas (FRT)	152
Gráfico 114. Diagrama de bloques del modelo de convertidor.....	152
Gráfico 115 - Configuración bloque medición PQ del control de planta.....	153
Gráfico 116 - Configuración bloque medición de fase (PLL) para el generador estático equivalente	153
Gráfico 117 - Configuración bloque medición de frecuencia (PLL) para el control de planta	154
Gráfico 118 - Configuración bloques de medición de tensión.....	154
Gráfico 119. Diagrama de bloques del modelo de protecciones	155
Gráfico 120. Ajuste por defecto de las protecciones de tensión y frecuencia	156
Gráfico 121. Contenidos del Template de modelo genérico.....	156
Gráfico 122. Composite model generador sincrónico.....	157
Gráfico 123. Diagrama de bloques RAT.....	158
Gráfico 124. Diagrama de bloques PSS	158
Gráfico 125. Diagrama de bloques OEL	158
Gráfico 126. Diagrama de bloques regulador de velocidad	159
Gráfico 127. Generador sincrónico. Pestaña RMS	159
Gráfico 128. Perfil de frecuencia simulado (subir).....	162
Gráfico 129. Perfil de frecuencia simulado (bajar)	162
Gráfico 130. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 70%	163
Gráfico 131. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 70%	164
Gráfico 132. Respuesta unidades TH, despacho al 70%	165
Gráfico 133. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 80%	166
Gráfico 134. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 80%	167
Gráfico 135. Respuesta unidades TH, despacho al 80%	168
Gráfico 136. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 90%	169

Gráfico 137. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 90%.....	170
Gráfico 138. Respuesta unidades TH, despacho al 90%.....	171
Gráfico 139. Aporte de unidades TV, despacho al 70%.....	172
Gráfico 140. Aporte de unidades TG, despacho al 70%.....	173
Gráfico 141. Aporte de unidades TH, despacho al 70%.....	174
Gráfico 142. Aporte de unidades TV, despacho al 80%.....	174
Gráfico 143. Aporte de unidades TG, despacho al 80%.....	175
Gráfico 144. Aporte de unidades TH, despacho al 80%.....	176
Gráfico 145. Aporte de unidades TV, despacho al 90%.....	176
Gráfico 146. Aporte de unidades TG, despacho al 90%.....	177
Gráfico 147. Aporte de unidades TH, despacho al 90%.....	178
Gráfico 148. Diagrama PQ CH Cipreses.....	178
Gráfico 149. Diagrama PQ CH El Toro.....	179
Gráfico 150. Diagrama PQ CH Rapel.....	179
Gráfico 151. Promedios cada 10 s de demanda neta (arriba) y desvíos respecto a los promedios de 5 minutos (abajo) para los primeros 12 días de julio 2019.	180
Gráfico 152. Detalle de la demanda neta en los <i>outliers</i> de desvío de la demanda neta señalados en el Gráfico 151.	181



ABREVIATURAS

BD	Base de Datos
Coordinador	Coordinador Eléctrico Nacional
CI	Carga Interrumpible
CNE	Comisión Nacional de Energía
CPF	Control Primario de Frecuencia
CRF	Control Rápido de Frecuencia
CT	Control de Tensión
ERV	Energía renovable variable
FDP	Función de distribución de probabilidad
FPA	Función de probabilidad acumulada
IQR	Rango intercuartil
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NTSSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
PCP	Programación de Corto Plazo
PLP	Programación de Largo Plazo
RoCoF	Tasa de cambio de la frecuencia (del inglés “ <i>rate of change of frequency</i> ”)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SC	Servicio Complementario
SSCC	Servicios Complementarios
TG	Turbina a gas
TH	Turbina hidráulica
TV	Turbina a vapor



REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

Número	Fecha	Objeto	Referencias	Observaciones	Responsable
1	06/04/2020	Informe 1 preliminar	Realizó NP/FDM/FM	Emisión original	CJ
2	07/04/2020	Informe 1 preliminar	Realizó NP/FDM/FM	Agregado metodologías	CJ
3	22/04/2020	Informe 1	Realizó NP/FDM/FM	Corrección de observaciones	CJ
4	11/05/2020	Informe 2 preliminar	Realizó NP/FDM/FM	Corrección de observaciones	CJ
5	29/05/2020	Informe 3 preliminar	Realizó NP/FDM/FM	Corrección de observaciones	CJ

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe presentó los resultados de la ejecución de la Actividad 1, consistente en la recopilación de información, consolidación de la BD utilizada para los estudios, y el procesamiento de los despachos PCP y PLP y su carga al modelo DlgSILENT PowerFactory del SEN. Se adjunta al presente informe la BD del SEN con incluyendo las obras futuras de generación y transmisión, y los escenarios base del estudio.

Se presenta el avance de la ejecución de la Actividad 2 para la Etapa 1, consistente en la determinación de los requerimientos de reservas para CPF. Se presentan a continuación las principales conclusiones de la Actividad 2.1: Requerimientos de CRF y CPF:

Actividad 2.1.a: Determinación inicial de la inercia mínima.

Para los escenarios base del estudio se calcularon los valores teóricos de las máximas tasas de variación de la frecuencia (RoCoF) ante eventos de desconexión de generación o demanda. Se verificó que los máximos valores de RoCoF se encuentran muy por debajo de 0,6 Hz/s (ajuste del EDAC) y de 2 Hz/s (valor que deben soportar los parques renovables sin desconectarse). El máximo valor de RoCoF observado fue de 0,32 Hz/s para un escenario de 31,3 GWs de inercia sistémica ante la desconexión de 395 MW de generación.

Actividad 2.1.b: Identificación de recursos técnicos para CRF y CPF

Se utilizó un banco de pruebas preparado en PowerFactory para determinar a través de simulaciones la cantidad de reservas para CPF disponibles en las instalaciones del sistema. En dicho banco se conectaron las unidades de generación a una barra de potencia infinita cuya frecuencia se varió de acuerdo a perfiles similares a los observados en las simulaciones de las contingencias de Severidad 5 más críticas. Se tabularon los aportes de reserva a los 10 s y a los 5 minutos en función del despacho inicial de generación.

Actividad 2.1.c: Determinación de reserva conjunta para CRF y CPF

Se determinó la reserva conjunta CRF y CPF necesarios en el escenario base de menor inercia sistémica y mayor penetración ERV en términos relativos de desconexiones de generación y demanda considerando distintos niveles de reserva para CPF distribuidos en unidades térmicas e hidroeléctricas. Los valores de reserva necesarios para contener la frecuencia dentro de los valores admisibles se resumen en la siguiente Tabla 70.

Tabla 1. Reservas CPF para atender contingencias de severidad 5 más extremas.

Año	Reservas para CPF (MW)	
	$R_{CPF_{10s}}$	$R_{CPF_{5minutos}}$
2021	±261	±285
2022	±242	±261
2023	±242	±274
2024	±177	±226

Estos valores pueden optimizarse en aproximadamente 100 MW para los aportes P10 y 50 MW los aportes P300 considerando los distintos estados de demanda e inercia sistémica.

Se determinó la dependencia de las reservas para CPF de la inercia sistémica para contener la frecuencia dentro de los límites admisibles luego de una desconexión de generación. Por ejemplo, en el escenario de menor inercia sistémica (31 GWs) se determinó que para reducir las reservas para CPF en aproximadamente 30 MW sería necesario aumentar la inercia sistémica en 10 GWs despachando de manera forzada generadores sincrónicos fuera del despacho económico. Considerando que el aumento de inercia requerido para reducir las reservas para CPF es muy elevado, se concluye que no sería económicamente viable definir un valor mínimo de inercia sistémica para contener la frecuencia.

En las simulaciones dinámicas se encuentra que el valor de RoCoF inmediatamente luego de la desconexión de generación es de 0,32 Hz/s en el caso más crítico, por lo que no se considera necesario establecer un valor de inercia mínima del sistema desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia.

En todos los escenarios se observaron reservas CPF suficientes para atender la contingencia de severidad 5 más exigente, no siendo necesaria la utilización de CRF, aun en escenarios de inercia muy baja (ceranos a los 20 GWs).

Actividad 2.1.d: Reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta

Se procesaron registros de valores promedios cada 10 s de generación total (demanda más pérdidas) y de generación solar y eólica del SEN para un período de 12 meses. Se calcularon las funciones de distribución de probabilidad (FDP) y las funciones de probabilidad acumuladas (FPA) de los desvíos de dichos registros respecto a los respectivos valores promedio en ventanas de 5 minutos.

Se calcularon las reservas para CPF para subir (RCPF+) y para bajar (RCPF-) generación a partir de los percentiles P2,5 y P97,5, respectivamente, de la FPA de la demanda neta (generación total menos generación ERV) de modo de compensar el 95 % de las variaciones más probables. La reserva para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta queda definida por el requerimiento durante las horas del día en meses de verano como sigue:

Año	Concreción de proyectos de generación ERV			
	100%		50%	
	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)
2021	-61,7	63,7	-48,7	49,0
2022	-63,1	64,6	-49,0	48,8
2023	-63,1	64,9	-49,0	49,1
2024	-63,4	64,6	-49,1	48,7

La BD utilizada en el estudio se adjunta al presente informe en el archivo “BD Estudios SSCC 2021-2024 – Informe 3.pfd”.

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

Este documento constituye el Informe N° 2 del “Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024”.

En el estudio se determinarán los requerimientos del SC de Control de Frecuencia de las siguientes categorías y subcategorías definidas en el Informe de Definición de SSCC emitido por la CNE:

- i. Control rápido de frecuencia (CRF), Subcategorías CRF $\pm$.
- ii. Categoría Control primario de frecuencia (CPF), Subcategorías, CPF $\pm$.
- iii. Categoría Cargas Interrumpibles.

Asimismo, se determinará y verificarán los montos de las reservas de potencia reactiva requeridos por el SEN de acuerdo a los requerimientos del SC de Control de Tensión. Se revisarán los requerimientos técnicos de los SC de CRF y CPF, proponiendo modificaciones a sus definiciones en los casos que se requiera.

La Consultoría separará el análisis para el período 2021-2024, en la **Etapla 1:** análisis del año 2021, y la **Etapla 2:** análisis para el periodo 2022-2024, con detalle al menos anual.

De acuerdo al Artículo 3-3 de la NTSSCC se entenderá que existe el requerimiento de un recurso técnico de un determinado SC, cuando se presentan condiciones operacionales normales o de contingencias propios del Sistema Eléctrico, que originan o podrían originar un incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio si es que ese recurso no es entregado.

Los recursos técnicos requeridos para la prestación de los SSCC necesarios serán cuantificados de modo de garantizar la operación segura y de calidad del Sistema Eléctrico, de conformidad a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

2. ACTIVIDADES

La Consultoría se dividirá en las siguientes cuatro actividades principales, cada una de las cuales se asocia a uno de los objetivos presentados en la Sección 3.3, cuyos alcances se describen en la Sección 3.4:

- Actividad 1: Preparación de la Base de Datos y de los Escenarios Base
- Actividad 2: Determinación de los requerimientos del SC de Control de Frecuencia.
- Actividad 3: Determinar/Verificar Requerimientos del SC de Control de Tensión
- Actividad 4: Análisis de Sensibilidad de las especificaciones técnicas de la prestación de cada Servicio Complementario.

Este informe presenta la metodología a utilizar en la Consultoría para alcanzar los Objetivos 2 y 3 acorde al alcance indicado en la Sección 3.4, explicitando los supuestos considerados y definiendo las actividades necesarias para obtener los resultados requeridos.

Además, describe los escenarios de estudio a considerar, de manera de obtener las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista del objetivo analizado.

El presente informe contiene lo siguiente:

- a. Convenciones y supuestos adoptados para el desarrollo del Estudio.
- b. Metodología y criterios para la obtención de resultados.
- c. Información técnica utilizada, incluyendo descripción de los modelos a utilizar en el Estudio.

- d. Definición, descripción y metodología utilizada en la elaboración de los escenarios de operación específicos y en la determinación de los escenarios más desfavorables y contingencias más exigentes.

Se adjunta al presente informe la base de datos DlgSILENT PowerFactory elaborada en esta etapa.

3. ANTECEDENTES, OBJETIVOS Y ALCANCE

3.1. Antecedentes

3.1.1. Ley General de Servicios Eléctricos

Con la promulgación de la Ley N°19.940 en el año 2004, “Ley Corta I”, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se estableció formalmente, y por primera vez en el país, el concepto de *servicios complementarios* (SSCC), identificando así la existencia de determinadas prestaciones efectuadas en un sistema eléctrico principalmente con la infraestructura de generación, valorables económicamente, y destinadas a lograr que la provisión de energía se efectúe en cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos¹.

En el año 2016, con la promulgación de la Ley N°20.936, y con el objeto de perfeccionar y robustecer el régimen de funcionamiento del esquema de SSCC, se introdujeron en el Artículo 72°-7 de la LGSE precisiones y conceptos adicionales. El Gráfico 1 ilustra la organización del régimen de SSCC y las relaciones entre los documentos que lo componen y que del mismo se desprenden.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 72°-7 de la LGSE, los Coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los SSCC, que permitan realizar la coordinación de la operación conforme a la normativa técnica que dicte la Comisión Nacional de Energía (CNE). En caso de que estos recursos y/o infraestructura sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir y/o licitar según corresponda, la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.

De acuerdo con lo establecido en la LGSE, el Coordinador puede materializar algunos SSCC a través de subastas o licitaciones, dependiendo del SC requerido. De esta forma, se ha migrado desde un esquema de SSCC que operaba por instrucción directa y obligatoria a un mercado más liberalizado para algunos de los SSCC o sus categorías, permitiendo así generar condiciones que permiten incentivar el desarrollo de más recursos de flexibilidad y seguridad para el SEN.

3.1.2. Reglamento de SSCC

Con el fin de regular las disposiciones asociadas a los SSCC indicadas en la LGSE, la CNE dictó el Reglamento de SSCC según decreto supremo N°113, donde se establecen las disposiciones aplicables a los SSCC a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la LGSE, con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

¹ Lo señalado no significa que antes de la promulgación de la norma legal referida la provisión de energía se efectuara incumpliendo la normativa técnica aplicable, ni que una parte de la infraestructura de generación no fuera utilizada también para permitir un suministro dentro de rangos exigibles de seguridad y calidad. Lo que se señala es que sólo a partir de la puesta en vigencia de la Ley Corta I se formalizó el concepto de SSCC, con las implicancias técnicas, económicas, y jurídicas correspondientes.

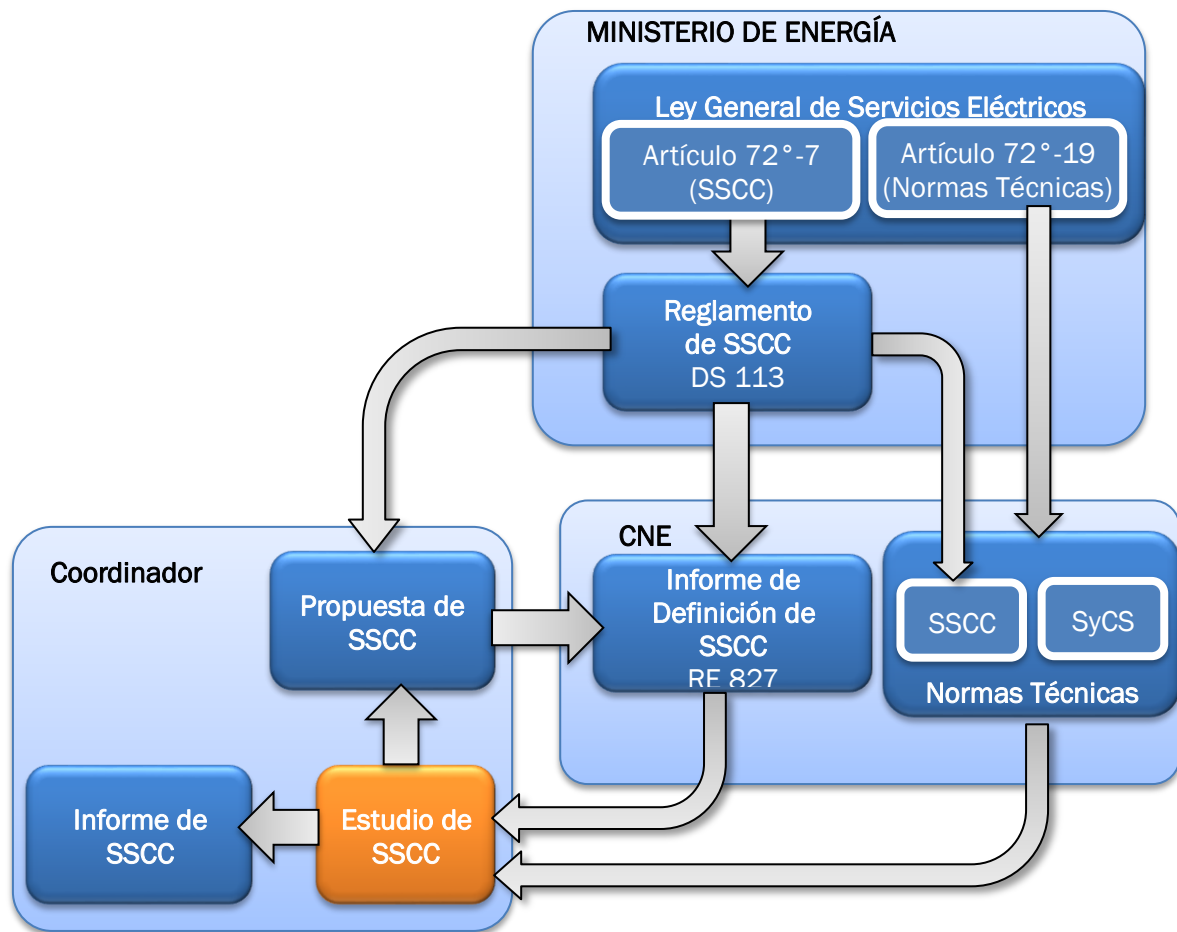


Gráfico 1. Régimen de Servicios Complementarios.

3.1.3. Estudios, propuesta y definición de SSCC

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el Art. 20 del Decreto Supremo 113 de 2017 que aprueba el Reglamento de SSCC, corresponderá al Coordinador elaborar anualmente un Informe de SSCC, el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

Luego, el día 30 de diciembre de 2019 mediante Resolución Exenta N° 827, la CNE emitió el Informe de Definición de SSCC, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 72°-7 de la LGSE, definiendo los SSCC y sus categorías, en base a las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y a las características tecnológicas de dichos servicios. Dicho Informe de Definición de SSCC se realizó considerando el Informe de Propuesta de SSCC 2019 elaborado por el Coordinador de conformidad con lo dispuesto en los artículos 12 y 13 del Reglamento SSCC.

Con el fin de poder cuantificar los requerimientos a nivel del SEN para cada servicio complementario, así como las características técnicas que deberán poseer las instalaciones que presten dichos servicios, el Coordinador licitó el proyecto “Estudio de SSCC”, el cual contempla un horizonte que abarca desde el año 2020 hasta el 2023 y se publicó en mayo de 2019. Los resultados de dicho Estudio, que se resalta en color naranja en el Gráfico 2, junto con la Minuta “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, fueron considerados como base y

recomendaciones a efectos de establecer los requerimientos sistémicos en el Informe de SSCC del Coordinador.

El objeto del presente proyecto es elaborar el Estudio de SSCC para el período 2021-2024 para que se utilice en la actualización del próximo Informe de SSCC que entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2021

3.1.4. Normas Técnicas

Por su parte, el Artículo 72°-19 de la misma Ley N° 20.936 incorporó en la LGSE una disposición que señala que la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, debiendo fijar, mediante resolución exenta, las normas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector, esto es, las normas técnicas².

En diciembre de 2019 la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó la última versión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y la primera versión de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC). Los objetivos de dichas normas son:

- NTSyCS: establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados, y establecer exigencias particulares que deben cumplir los usuarios del sistema y sus instalaciones.
- NTSSCC: establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá la prestación de Servicios Complementarios, la determinación de los requerimientos de los mismos, y sus procesos de verificación de instalaciones, y de evaluación de disponibilidad y desempeño, de conformidad a lo establecido en el Reglamento de SSCC y la LGSE.

Las mencionadas normas técnicas son las que deben tenerse en cuenta en la elaboración del Estudio de SSCC a partir del cual el Coordinador elabora anualmente el Informe de SSCC y la Propuesta de SSCC.

3.1.5. Síntesis del Nuevo Régimen de SSCC

Las principales características del nuevo régimen de SSCC se sintetizan a continuación:

- a) Los servicios complementarios son aquellos que permiten realizar la coordinación de la operación en los términos del artículo 72°-1 de la LGSE, conforme a la normativa técnica que dicte la CNE.
- b) El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios.
- c) Los coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios, y en caso que estos recursos y/o infraestructura resulten insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.
- d) La CNE define los servicios complementarios y sus categorías, previo informe del Coordinador.
- e) El mecanismo mediante el cual se materializará la prestación de los servicios será i) vía licitaciones, o ii) vía subastas, cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, y siempre

² Artículo 72°-19 de la LGSE.

que las condiciones de mercado existentes lo permitan a juicio del Coordinador.

- f) De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.
- g) La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios.
- h) Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes.
- i) La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, es de cargo de demanda.
- j) La remuneración de los servicios complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.
- k) Se establecen como tipos básicos de servicios complementarios a aquellos destinados al control de frecuencia, al control de tensión y a los planes de recuperación de servicio.
- l) Para monitorear las condiciones de competencia en el caso de subastas por servicios de control de frecuencia, el Coordinador realizará una optimización base que considera los resultados de una optimización conjunta de la colocación de energía y de reservas.
- m) Para la programación de la operación se instruye la optimización conjunta del despacho para abastecer la demanda y el despacho de las reservas operativas.
- n) Se establece como condición para la prestación de un servicio complementario que los recursos correspondientes se sometan a un procedimiento de verificación y evaluación de desempeño.

3.1.6. Definición de SSCC

El Gráfico 2 presenta los SSCC y sus categorías de acuerdo al Informe de Definición de SSCC de la CNE. Se resaltan en dicho gráfico las categorías de SSCC objeto de la presente Consultoría, cuyas definiciones se presentan en la Tabla 2.

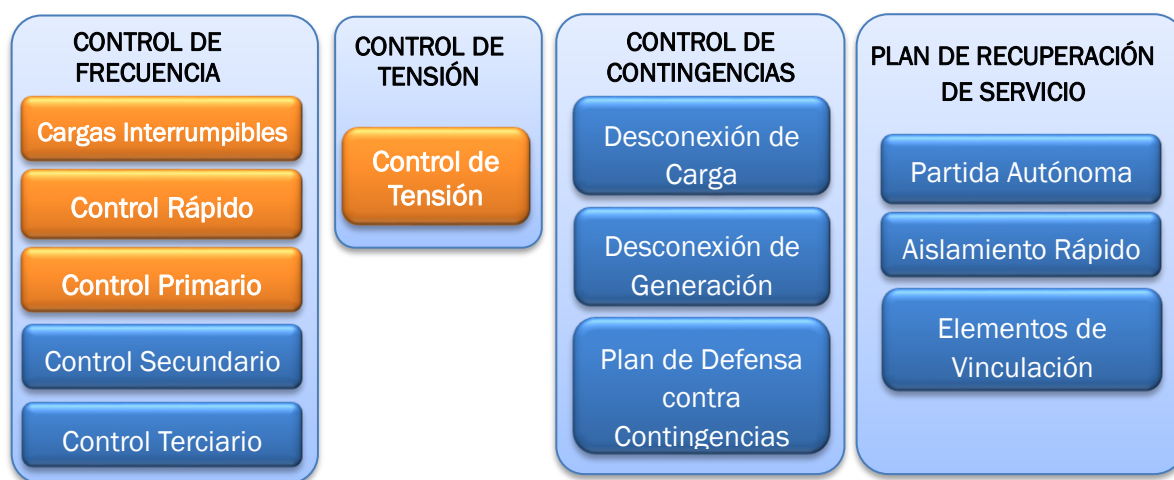


Gráfico 2. Servicios complementarios y sus categorías. Los cuadros en naranja corresponden a los SSCC objeto de la presente Consultoría.

Tabla 2. Definición de los SSCC objeto del estudio.

Categoría de Servicio Complementario	Definición	Tiempo Total de Activación	Tiempo de Entrega	Bandas de Regulación
CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)	Acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.	1 segundo	5 minutos	Simétricas
CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)	Acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.	10 segundos	5 minutos	Simétricas
CARGAS INTERRUPTIBLES (CI)	Reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros.	30 minutos	2 horas	No aplica
SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN (CT)	Acciones de control que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.	No aplica		

3.2. Objetivo General

La Consultoría abordará el análisis para el período 2021-2024, en dos etapas:

- **Etapla 1:** análisis del año 2021. En esta Etapa la determinación de los requerimientos de SSCC y la definición de las condiciones operativas del SEN se establecerá en base a las instalaciones que estarán conectadas a esa fecha y los recursos que éstas podrán aportar al sistema.
- **Etapla 2:** análisis para el periodo 2022-2024, con detalle al menos anual. Considera las nuevas obras que se prevén se conectarán. En esta etapa la determinación de requerimientos de SSCC y la definición de las condiciones operativas del SEN puede considerar además de las instalaciones existente o previstas según lo ya indicado, recomendaciones de instalación de nuevas obras según sean los requerimientos de SSCC detectados.

Para ello, se considerarán los SSCC definidos en el Informe de Definición de Servicios Complementarios emitido por la CNE mediante Resolución Exenta N°827 con fecha 30 de diciembre de 2019.

3.3. Objetivos Específicos

- Objetivo 1: Preparación de la Base de Datos y Escenarios Base:** Considera la elaboración de la Base de Datos (BD) DigSILENT PowerFactory a utilizar en cada una de las actividades de la Consultoría y en los distintos análisis que se deban realizar para lograr

los objetivos de la misma. Para elaborar la BD se utilizarán como punto de partida, las BD ya elaboradas en estudios previos, las cuales se encuentran publicadas en el sitio web del Coordinador, realizando las adecuaciones necesarias a efectos de cumplir con cada uno de los objetivos de la presente consultoría.

b) Objetivo 2: Determinar los requerimientos del SC de Control de Frecuencia: Se considerarán las siguientes categorías y subcategorías definidas en el Informe de Definición de SSCC emitido por la CNE:

- iv. Categoría Control rápido de frecuencia (CRF), Subcategorías CRF $\pm$.
- v. Categoría Control primario de frecuencia (CPF), Subcategorías, CPF $\pm$.
- vi. Categoría Cargas Interrumpibles.

Para cada una de las categorías/subcategorías indicadas, los requerimientos para las Etapas 1 y 2 considerarán lo siguiente:

- i. Lo indicado en la NTSyCS y en la NTSSCC vigentes; los requerimientos sistémicos del SC, considerando de ser necesario, distribución geográfica de la reserva. Esto implica definir zonas geográficas considerando limitaciones de transmisión, contingencias críticas, condiciones operativas recurrentes, inercias mínimas, entre otros.
 - ii. Las modalidades de participación de las distintas instalaciones en cada categoría, considerando para ello los recursos técnicos con los que cuentan. Se tendrán en cuenta todas las instalaciones que cuenten con los recursos técnicos podrán participar en la prestación de los distintos SSCC, aun cuando actualmente no lo hagan.
 - iii. Para los SSCC de CRF, CPF y Cargas Interrumpibles, se definirá una metodología que permita determinar lo planteado en los numerales i) y ii).
 - iv. Para los SSCC de CRF y CPF, se definirá y revisará, según corresponda, una metodología que permita determinar la combinación de dichos servicios, a efectos de determinar los requerimientos planteados en los numerales i) y ii), así como cumplir con lo establecido en particular en el Título 3-3 de la NTSSCC.
 - v. Para el SC de CRF, se definirá una metodología que permita determinar lo planteado en los numerales i) y ii), así como las distintas modalidades en las que dicho servicio pudiera ser entregado, considerando para ello, distintas bandas muertas, estatismos, y/o entrega parcial en bloques, entre otros. Se tomará en cuenta lo indicado en los literales previos.
- a) Objetivo 3: Determinar/Verificar Requerimientos del SC de Control de Tensión:** Para las Etapas 1 y 2, se determinarán los montos de las reservas de potencia reactiva requeridos por el SEN. Para ello se podrá tomar como base el Estudio de CT vigente y los análisis complementarios realizados en el contexto del Informe SSCC 2020. Se considerarán dos casos de estudio, que las ERNC operan en modo PQ y en modo PV. Para analizar lo anteriormente descrito se considerará la metodología utilizada en el Estudio de Control de Tensión y requerimientos de Potencia Reactiva elaborado por el Coordinador.
- c) Objetivo 4: Análisis de Sensibilidad de las especificaciones técnicas de la prestación de cada SC:** Considerando el Informe de Definición de Servicios Complementarios emitido por la CNE mediante Resolución Exenta N° 827 con fecha 30 de diciembre de 2019, se revisarán los requerimientos técnicos de los SC de CRF y CPF, proponiendo modificaciones a sus definiciones en los casos que se requiera. Lo anterior en base a los

resultados obtenidos en los objetivos previos (Objetivos 2 y 3), las capacidades reales de las instalaciones existentes para prestar SSCC y los requerimientos mínimos necesarios para cumplir tanto con la NTSyCS como con la NTSSCC vigentes. Es de especial interés analizar, entre otros, el requerimiento de simetría de estos SSCC.

Para todo anterior, se considerarán como válidos para todo el horizonte de estudio los Esquemas EDAC y EDAG vigentes.

3.4. Alcance

El abordaje de los objetivos contemplará de manera transversal a cada uno de los análisis, considerando al menos lo siguiente:

- Los SSCC de Control de Frecuencia y Control de Tensión en todas las categorías y subcategorías indicadas en el punto 3.1.6. Al respecto, las definiciones y requerimientos establecidos en el “Informe de Definición de Servicios Complementarios” emitido por la CNE mediante Resolución Exenta N° 827 del 30 de diciembre de 2019.
- Se podrá considerar que participan en la prestación de Servicios Complementarios, aquellas instalaciones que cumplan las exigencias normativas y las del Informe de Definición de SSCC emitido por la CNE.
- Los Coordinados podrán prestar desde una misma instalación del sistema eléctrico más de un SC, de manera simultánea o en distintos tiempos, cuando las características técnicas de dicha instalación así lo permitan. La prestación simultánea de dos o más servicios que se realice a través de una misma instalación no podrá comprometer el cumplimiento de las prestaciones de ninguno de los SSCC por separado.
- Permitir operar el SEN de manera segura y económica, cumpliendo los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS vigente.
- Análisis de escenarios de día y de noche, para diversas condiciones de transferencias (al menos transferencias máximas y mínimas) por el sistema de transmisión y en condiciones de operación normal y sujeto a contingencias simples. Deberá considerar al menos para cada uno de los casos analizados:
 - Transferencias máximas y mínimas en los sentidos Norte → Sur y Sur → Norte por el sistema de 500 kV entre SSEE Los Changos y Polpaico.
 - Transferencias máximas y mínimas en los sentidos Norte → Sur y Sur → Norte por el sistema de 220 kV entre SSEE Cardones y Nogales
 - Transferencias máximas y mínimas sentido Sur → Norte por el sistema de 500 kV entre SSEE Charrúa, Ancoa y A. Jahuel.

Se describe a continuación el alcance de cada objetivo específico listado en la Sección 3.3

3.4.1. Objetivo 1: Preparación de la Base de Datos y Escenarios Base

a) *Preparación de la base de datos DigSILENT PowerFactory*

Se deberá preparar una base de datos (BD) del SEN que incluya los modelos y parámetros necesarios para una adecuada representación del comportamiento estático y dinámico del SEN durante el período de estudio, y así poder cumplir con cada uno de los objetivos planteados en esta Consultoría. Se podrá usar para ello las actuales bases de datos en formato PowerFactory de



DigSILENT en su versión 2019, que serán proporcionadas por el Coordinador, así como las bases de datos publicadas en el sitio web del Coordinador, y que corresponden a estudios previos en esta materia.

Las bases de datos deberán considerar la modelación necesaria y suficiente para una apropiada representación del comportamiento estacionario y dinámico de las instalaciones del SEN para el horizonte del estudio definido en el punto 3.1.

Adicionalmente, deberá contar con la adecuada modelación de los sistemas automáticos de control de instalaciones de generación y transmisión, de los recursos generales EDAC, EDAG, ERAG y todos los elementos esenciales para una adecuada representación del comportamiento del sistema examinado.

A falta de información de parámetros de las nuevas instalaciones o de los modelos y parámetros de los sistemas automáticos de control de éstas, se deberán considerar modelos y parámetros correspondientes a instalaciones de características similares y en conformidad con la práctica de la ingeniería de sistemas eléctricos de potencia. En todo caso, la definición de dichos sistemas deberá contar con el visto bueno del Coordinador.

En la preparación de la BD se deberá crear una estructura en que estén claramente identificadas los periodos de análisis de estudio y los escenarios de operación. Como una buena práctica en el PowerFactory, se espera que se utilicen las distintas herramientas que posee el software para la creación de escenarios de operación y casos de estudio, asociando los cambios topológicos a una única “Variation”, utilizando “Expansion Stage” para cada obra incorporada.

Todas las BD utilizadas en las distintas etapas de la Consultoría deberán ser entregadas al Coordinador, acorde a lo indicado más adelante.

b) Preparación de escenarios base

En esta etapa se deberán elaborar los escenarios base del estudio que representen las demandas y despachos de generación previstos, tomando como referencia el análisis de los Escenarios PCP, la base datos PowerFactory proporcionada por el Coordinador y los antecedentes para la previsión de la demanda.

Se deberá considerar lo siguiente:

- Los despachos de generación estimados de acuerdo con criterios de programación y planificación del sistema eléctrico, entregados por el Coordinador. Se deberán considerar, al menos, despachos para condición de hidrología húmeda y seca.
- Niveles previstos de demanda máxima y mínima. Esta previsión de demanda del sistema y la distribución de cargas será entregada por el Coordinador, considerando al menos: alta en día laboral y baja en día domingo.
- Los escenarios deberán considerar, al menos, condiciones de generación y demanda para un bloque horario de generación diurno (con máxima generación eólica y solar) y otro nocturno (con generación solar nula), así como demanda alta/baja en condiciones de alta/baja generación ERV.
- Los factores de potencia de los consumos serán los correspondientes a los valores registrados en la operación del sistema y que son los utilizados en la base de datos del Coordinador.

3.4.2. Objetivo 2: Determinar Requerimientos del SC de Control de Frecuencia

Para el periodo de análisis 2021-2024, determinar los requerimientos de los SSCC asociados a CF para las categorías y subcategorías indicadas en el citado punto y definidas en el Informe de Definición de SSCC elaborado por la CNE, esto es CRF, CPF y Cargas Interrumpibles. Deberá considerar entre otros, reservas mínimas de potencia activa, asignación y distribución de estos recursos, restricciones de inercias mínimas en zonas del sistema (despachos mínimos de generadores síncronos), y exigencias sobre la generación ERNC, así como cumplir con los estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en la NTSyCS y en la NTSSCC.

Deberá considerar además lo siguiente:

- Entregar una propuesta de control de frecuencia para la operación del SI.
- Analizar el comportamiento del SI desde el punto de vista del control y estabilidad de la frecuencia y distribución de la reserva para el control de frecuencia, considerando la propuesta realizada. Deberán analizarse distintos escenarios de generación y demanda. El análisis deberá hacerse para condiciones de operación normal y de contingencias simples considerando eventos que produzcan variaciones importantes en la frecuencia del sistema. Estos eventos pueden ser desconexión de una central, falla con posterior salida de servicio de un elemento importante del sistema, variaciones intempestivas de cargas del sistema, o cualquier otro evento que el Consultor estime conveniente para los análisis desde el punto de vista de la respuesta de la frecuencia. En las simulaciones de la operación del sistema se deberán tener en cuenta sólo las acciones de los automatismos existentes en el período de evaluación (asociados a generadores, al sistema de transmisión, EDAC, EDAG, ERAG, etc.).
- Considerando la BD y los Escenarios Base producto del Objetivo 1, elaborar escenarios específicos de operación, los que de acuerdo con su experiencia representen condiciones exigentes, pero factibles, para el fenómeno analizado. En dichos escenarios de operación deberá considerar que las unidades generadoras pueden ser despachadas considerando distintos márgenes de reserva, de acuerdo con los requerimientos del sistema. En cada caso se podrá adecuar el despacho de generación para el nivel de demanda correspondiente, buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de frecuencia y reservas de potencia activa. Estos escenarios deberán contemplar, entre otras condiciones de generación térmica e hidráulica, máxima disponibilidad de generación renovable (eólica y solar), disponibilidad intermedia (sólo eólica), y disponibilidad mínima (por ejemplo, durante la noche), de manera de recrear condiciones con transferencias en ambos sentidos y acorde con las variaciones horarias de generación de los parques eólicos y solares.
- Por lo tanto, se deberá considerar para los análisis de la operación del sistema y la elaboración de los escenarios de estudio, como mínimo, los siguientes aspectos:
 - Variabilidad horaria e intermitencia de la generación con recursos eólicos y solares.
 - EDAC, EDAG y ERAG vigentes operativos.
 - Requerimientos de inercia mínimos por estabilidad.
 - Intermitencia de las cargas del sistema.
 - Restricciones de transmisión en el SEN.

3.4.3. Objetivo 3: Determinar/Verificar Requerimientos del SC de Control de Tensión

Determinar los requerimientos actuales del SC de CT, considerando las reservas de potencia

reactiva necesarias en el SEN y considerando las zonas y subzonas definidas en estudio control de tensión (ACT ya definidas), , que permitan afrontar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables, sin compromiso de la estabilidad de la tensión del sistema y que cumplan con los estándares correspondientes al control de tensión y despacho de potencia reactiva, dispuestos en la NTSyCS y en la NTSSCC.

Deberá considerar además lo siguiente:

- Para cada Área y Sub Área de Control de Tensión (ACT/Sub ACT) definida en el Estudio de Control de Tensión vigente y utilizadas en el Informe de SSCC 2020 emitido por el Coordinador, determinar y analizar las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, caracterizadas por los escenarios más desfavorables en condición normal y la aplicación de las correspondientes contingencias simples, entregando una propuesta para el control de tensión que permita cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS y NTSSCC.

Los análisis de las condiciones operativas más exigentes desde el punto de vista del Control de Tensión se realizarán sobre escenarios específicos adicionales creados a partir de los escenarios base entregados como antecedentes.

- Para cada ACT/Sub ACT, determinar el monto de las reservas de potencia reactiva para control de tensión en el SEN, considerando para ello que las ERNC operan en modo PQ y PV según lo siguiente:
 - Para la Etapa 1 (año 2021): considerar que algunas centrales del tipo ERNC podrían operar en modo PV.
 - Para la Etapa 2 (2022-2024): considerar que las centrales que del tipo ERNC que podrían operar en modo PV, tienen además la capacidad de hacer control dinámico de la tensión con tiempos de acción comparables a un STATCOM o a una máquina síncrona. Se deberá proponer en qué plantas es necesaria la implementación de dicho control, y los tiempos de actuación requeridos.
 - Considerando la Base de Datos y los Escenarios Base producto del Objetivo 1, elaborar los escenarios específicos de operación para cada una de las áreas y sub áreas de control de tensión (ACT/Sub ACT) establecidas, con una estimación para la hora de mayor demanda zonal en cada uno de los periodos estacionales y un escenario para la hora de menor demanda anual del SEN. En cada caso se podrá requerir modificar el perfil de demanda buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva. Estos escenarios deberán contemplar, entre otras condiciones de generación térmica e hidráulica, máxima disponibilidad de generación renovable (eólica y solar), disponibilidad intermedia (sólo eólica), y disponibilidad nula (por ejemplo, durante la noche), de manera de recrear distintas condiciones de transferencias en ambos sentidos, acorde con las variaciones horarias de generación de los parques eólicos y solares.

3.4.4. Objetivo 4: Análisis de Sensibilidad de las especificaciones técnicas de la prestación de cada SC

Dadas las definiciones de los SSCC de CRF, CPF y Cargas Interrumpibles, establecidas en el Informe de Definición de Servicios Complementarios emitido por la CNE mediante Resolución Exenta N° 827, en particular considerando las exigencias técnicas (simetría, tiempos de activación,

tiempos de despliegue, tiempo que debe mantener aporte, bandas muertas, estatismos, tiempos de establecimiento, etc.) a las instalaciones que participan en la prestación de dichos SSCC, se requiere que el Consultor analice dichas exigencias y según los resultados obtenidos para las etapas 1 y 2, haga propuestas de modificaciones a las exigencias, según sea necesario para tener un mejor desempeño del sistema.

4. ACTIVIDAD 1: PREPARACIÓN DE LA BASE DE DATOS Y DE LOS ESCENARIOS BASE

Esta sección presenta los resultados de la ejecución de la Actividad 1 ejecutada para alcanzar el Objetivo 1 de la Consultoría, que consistió en la elaboración de la base de datos (BD) en formato DigSILENT PowerFactory a utilizar en los análisis a realizar en las actividades 2, 3 y 4 para las Etapas 1 y 2. Para elaborar dicha BD, se utilizó como punto de partida la BD entregada por el Coordinador y las ya elaboradas en estudios previos, las cuales se encuentran públicas en el sitio web del Coordinador, realizando las adecuaciones necesarias a efectos de cumplir con cada uno de los objetivos del presente proyecto.

4.1. Actividad 1.1: Recopilación de información

Al comienzo de la Consultoría se solicitó al Coordinador la siguiente relevante para la ejecución de las actividades:

- a) Base de datos PowerFactory.
- b) Modelo PowerFactory de las obras futuras a incorporar en la BD.
- c) Escenarios PCP y PCP.
- d) Criterios para la confeccionar escenarios de hidrologías húmeda y seca.
- e) Contingencias críticas en el sistema de transmisión para estudios estáticos y dinámicos.
- f) Registro de las variaciones instantáneas de la demanda y la generación renovable variable con una resolución de un segundo.
- g) Estadística de fallas de desconexión intempestiva de instalaciones de los últimos cinco años
- h) Relevamiento de los modelos dinámicos cuya validación contra ensayos en campo fue validada por el Coordinador
- i) Banco de pruebas utilizado para identificar los recursos técnicos para CPF
- j) Unidades de generación que puedan despacharse con un aviso de 30 minutos y su tasa de indisponibilidad (para el estudio de Cargas Interrumpibles)
- k) Inventario de recursos para control de tensión.

4.2. Actividad 1.2: Preparación de la base de datos

Se preparó la base de datos (BD) del SEN en formato DigSILENT PowerFactory incluyendo los modelos y parámetros necesarios para una adecuada representación del comportamiento estático y dinámico del SEN durante el período de estudio comprendido por las Etapas 1 y 2. Se utilizó como punto de partida la base de datos que el Coordinador entregó al comienzo de la Consultoría.

4.2.1. Obras de generación y transmisión

Se agregaron las obras de transmisión y generación informadas como “aprobado para construcción” y detalladas en las secciones siguientes. Asimismo, se agregaron obras de generación extra que se encuentran presentes en los escenarios PLP, pero no modeladas en la BD



PowerFactory original y cuya consideración fue confirmada por el Coordinador. Estas obras de generación se encuentran listadas en la Tabla 5, Tabla 8 y Tabla 13 (“Obras y ampliaciones de generación extra”) para los años 2021, 2022 y 2024, respectivamente.

A falta de información de parámetros de las nuevas instalaciones se consideraron modelos y parámetros correspondientes a instalaciones de características similares y en conformidad con la práctica de la Ingeniería de Sistemas Eléctricos.

La BD se organizó asociando los cambios topológicos a una única “*Variation*”, utilizando un “*Expansion Stage*” para cada obra incorporada a la que se le asignó la fecha prevista de entrada en servicio.

Se verificó la adecuada modelación de los elementos de la red, sistemas automáticos de control de instalaciones de generación y transmisión, y de los recursos generales EDAC, EDAG, y ERAG. Para ello, se realizaron pruebas de consistencia a dicha base de datos, como análisis de flujos de carga, inicialización de modelos dinámicos y simulaciones sin eventos de simulación en el dominio del tiempo para detectar posibles errores o falencias en el modelado, que fueron resueltos antes de preparar los escenarios base.

a) Obras Año 2021

Se listan aquí las obras correspondientes al año 2021, en particular las que están modeladas con fecha de activación entre el 01/01/2021 y el 31/12/2021. De esta manera, se consideran existentes y exceptuadas de este listado cualquier obra de generación o transmisión que ya se encuentre modelada en la base de datos recibida con una *variation/expansion stage* asociada con fecha previa al 01/01/2021.

Tabla 3. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2021.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Araucanía	S/E Lastrarría 220/66 kV	03/02/21	Variación agregada
2	Araucanía	S/E Metrenco 220/66 kV-Adecuación red 66 kV	05/02/21	Variación agregada
3	Concepción	S/E Guindos 220/66kV	07/02/21	Variación agregada
4	Chilquinta-Aconcagua	S/E Panquehue 110/13.8 kV	01/03/21	Variación agregada
5	Norte -Grande	S/E Guardamarina 110/23/13 kV	03/03/21	Variación agregada
6	Araucanía	S/E seccionadora Frutillar Norte 220 kV	30/05/21	Variación existente
7	Araucanía	S/E Nueva Ancud 220 kV	30/05/21	Variación existente
8	Araucanía	Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt-Pichirropulli	30/06/21	Variación agregada
9	Troncal Qui-Cha	Ampliación S/E Alto Melipilla 220/110/13,8 kV	30/07/21	Variación agregada
10	Chilquinta-Aconcagua	S/E seccionadora Ventana-Torquemada 110 kV	31/07/21	Variación agregada
11	Chilquinta-Aconcagua	S/E Nueva San Rafael 110 kV	01/08/21	Variación agregada
12	Chilquinta-Aconcagua	S/E La Pólvora 220/110 kV	01/10/21	Variación agregada
13	Araucanía	S/E Los Varones 220/66 kV	01/10/21	Variación agregada
14	Chilquinta-Aconcagua	S/E Río Aconcagua 220/110/13,8 kV	03/10/21	Variación agregada

Tabla 4. Obras y ampliaciones de generación. Año 2021.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Atacama	PE Cabo Leones III	31/01/21	Variación existente
2	Charrúa	PE Negrete I	31/01/21	Variación existente
3	Araucanía	PE Malleco II	28/02/21	Variación existente
4	Araucanía	PE Los Olmos	28/02/21	Variación existente
5	Atacama	PFV Malgarida I	31/03/21	Variación existente
6	Atacama	PFV Malgarida II	31/03/21	Variación existente
7	Norte Grande	PFV Pampa Tigre	30/04/21	Variación existente
8	Atacama	PFV Valle Escondido	30/04/21	Variación existente
9	Atacama	PFV Sol de Atacama	31/08/21	Variación existente
10	Atacama	PFV Cardones	31/10/21	Variación existente

Tabla 5. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2021.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Atacama	FV Almeyda	01/01/21	Variación agregada
2	Araucanía	PE Lomas Duqueco	02/01/21	Variación agregada
3	Araucanía	PE Los Guindos	03/01/21	Variación agregada
4	Norte Grande	PE Quillagua	04/01/21	Variación agregada
5	Norte Grande	FV Tocopilla	05/01/21	Variación agregada
6	Norte Grande	PE Ckani_Sing	06/01/21	Variación agregada
7	Norte Grande	FV San_Pedro_I	08/01/21	Variación agregada
8	Norte Grande	FV Sing 39	09/01/21	Variación agregada
9	Atacama	FV Inca De Varas	20/03/21	Variación agregada
10	Araucanía	PE Puelche Sur	01/06/21	Variación agregada

b) Obras Año 2022-2024
Tabla 6. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2022.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Norte -Grande	Línea Nueva Pozo Almonte-Condor 2x220 kV	01/02/22	Variación agregada
2	Norte -Grande	Línea Nueva Pozo Almonte- Parinacota 2x220 kV	02/02/22	Variación agregada
3	Norte -Grande	Línea Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte 2x220 kV	03/02/22	Variación agregada
4	Coquimbo	Línea Nueva Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azucar 2x220 kV	01/04/22	Variación agregada
5	Chilquinta	S/E Ventana– Torquemada 110 kV Etapa 2	30/04/22	Variación agregada
6	Concepción	S/E Hualqui 220 kV	02/10/22	Variación agregada
7	Araucanía 66 kV	Línea 2x66 kV Metrenco-Enlace Imperial	02/10/22	Variación agregada
8	Sistema 154-66 kV	S/E Mataquito 220/66 kV + Línea Itahue-Mataquito 2x220 kV	04/10/22	Variación agregada
9	Coquimbo	Línea Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra- Los Piuquenes 220 kV	03/11/22	Variación agregada

Tabla 7. Obras y ampliaciones de generación. Año 2022.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Troncal Qui-Cha	CH Ñuble	23/07/22	Variación agregada

Tabla 8. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2022.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Araucanía	PE Caman	01/01/22	Variación agregada
2	Norte Grande	FV Coya	02/01/22	Variación agregada

Tabla 9. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2023.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Concepción	S/E Dichato 220/66 kV - Dichato 2x66 kV	01/10/23	Variación agregada
2	Concepción	Línea 2x220 kV Dichato-Hualqui	02/10/23	Variación agregada
3	Sistema 154-66 kV	S/E Nueva Nirivilo + 2x220 Nirivilo-Mataquito	03/10/23	Variación agregada
4	Sistema 154-66 kV	S/E Nueva Cauquenes + 2x220 kV Cauquenes-Nirivilo-Hualqui	04/10/23	Variación agregada
5	Chilquinta-Aconcagua	S/E N Casablanca 220/66 kV	05/10/23	Variación agregada
6	Chilquinta-Aconcagua	Línea 2x220 kV Agua Santa-Alto Melipilla	06/10/23	Variación existente
7	Araucanía	Línea 2x500 kV Nueva Ancud-Nueva Puerto Montt	01/11/23	Variación existente

Tabla 10. Obras y ampliaciones de generación. Año 2023.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
No existen obras de generación informadas para este periodo				

Tabla 11. Obras y ampliaciones del sistema de transmisión. Año 2024.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
No existen obras de transmisión informadas para este periodo				

Tabla 12. Obras y ampliaciones de generación. Año 2024.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	Araucanía	CH San Pedro	23/03/24	Variación agregada

Tabla 13. Obras y ampliaciones de generación extra. Año 2024.

N°	Región/red	Obra	Fecha	Observaciones
1	a) Araucanía	PE San Rarínco	b) 01/01/24	c) Variación agregada

d) 2	e) Araucanía	f) PE San Pedro	g) 02/01/24	h) Variación agregada
------	--------------	-----------------	-------------	-----------------------

4.2.2. Modelos dinámicos incorporados

En este apartado se describen los modelos dinámicos agregados a la base de datos como resultado del modelado de nuevas obras de generación. La gran mayoría de la nueva generación es del tipo renovable variable (eólica o solar fotovoltaica). En efecto, solo dos unidades no son de este tipo y corresponden a las centrales hidroeléctricas CH Ñuble y CH San Pedro.

En el Apéndice 1 se describen los modelos de los generadores y de los sistemas de control utilizados para representar dichas centrales.

a) Modelos dinámicos ERNC

Para las centrales renovables se utilizó el modelo estático y dinámico desarrollado por este Consultor en el marco del proyecto de Control Dinámico de Tensión de ERNC de 2020³. Se describen las características del mismo a continuación:

El modelo propuesto se desarrolló considerando una serie de criterios teóricos y prácticos que permiten su aplicación genérica a plantas de generación renovable tipo solar fotovoltaica o eólica. Este modelo permite las siguientes funcionalidades:

- Cálculo de flujos de potencia representando adecuadamente las pérdidas de potencia activa y reactiva internas de la red de media tensión.
- Control de tensión del punto de conexión dentro de los límites de la curva PQ establecida en la Norma Técnica.
- Cálculo de potencias de cortocircuito en la Red, asumiendo un factor de aporte $K = 2$ de corriente reactiva en función de la desviación de tensión.
- Simulación de transitorios electromecánicos, incluyendo todos los lazos de control descritos a continuación y de acuerdo a los criterios de control rápido de tensión establecidos en este trabajo.
- Análisis modal y cálculo de autovalores para estudios de estabilidad de pequeña señal.

Los parámetros de los distintos equipos que componen el modelo genérico se fijaron en valores compatibles con lo recomendado por la bibliografía internacional y en base a la experiencia de este Consultor, de acuerdo a lo observado en distintas plantas y proyectos.

Por otra parte, el modelo se diseñó de manera tal que pueda ser escalado (realizando los cambios mínimos) a la potencia nominal del generador que representa, manteniendo el mismo comportamiento estático y dinámico.

b) Modelos dinámicos Centrales hidráulicas

Para ambas centrales hidráulicas agregadas se utilizó un modelo dinámico estándar generadores sincrónicos, empleando en un modelo de control de velocidad que incluye la dinámica de una turbina hidráulica.

³ Estudios Energéticos Consultores, "Estudio de Evaluación Factibilidad de Implementación de Control Dinámico de Tensión en Parques Eólicos y Fotovoltaicos, Etapa C - Informe Final", preparado para el Coordinador Eléctrico Nacional, A0479-19 / R1070-19, Enero 2020.

4.3. Actividad 1.3: Preparación de escenarios base

Esta actividad consiste en definir y cargar en la base de datos PowerFactory los escenarios base del estudio.

4.3.1. Procesamiento de información y definición de escenarios

Se procesaron los despachos económicos de la Programación de Corto Plazo (PCP) y Programación de Largo Plazo (PLP) proporcionados por el Coordinador y de ellos se eligieron como escenarios base para la ejecución de los estudios los más críticos para la SyCS del SEN desde las perspectivas del control de frecuencia, abastecimiento de la demanda y control de tensión.

Los casos PCP y PLP sólo consideran restricciones asociadas a límites de transmisión (básicamente térmicos) y despachos contemplando el equipamiento existente, sin incorporar requerimientos particulares de reserva de potencia activa o reactiva. Los requerimientos de reserva serán incorporados en los escenarios específicos que serán desarrollados en los estudios posteriores.

Se consideraron entre los escenarios operacionales a evaluar en las Etapas 1 y 2 aquellos con las siguientes características:

- a) máxima y mínima demanda.
- b) escenarios extremos de alta reducción de inercia sistémica, como escenarios de alta penetración de energía renovable variable (ERV) como la eólica y la solar fotovoltaica, y baja demanda, entre otros.
- c) máximas transferencias de potencia activa entre áreas del SEN
- d) hidrologías húmeda y seca.

Las áreas del SEN para la determinación de los requerimientos de los SSCC serán definidas en el desarrollo de los estudios específicos. No obstante ello, para la definición de los escenarios base, se considerarán inicialmente las siguientes áreas del SEN:

- Norte Grande: Instalaciones al norte de la S/E Los Changos.
- Norte Chico: Instalaciones comprendidas al sur de S/E Los Changos y al norte de la S/E Polpaico.
- Centro: Instalaciones comprendidas al sur de la S/E Polpaico y al norte de la S/E Charrúa.
- Sur: Instalaciones al sur de la S/E Charrúa.

a) Selección de escenarios para la Etapa 1

El Coordinador proporcionó las siguientes planillas con despachos de generación para el año 2021:

- E3-SECO DEE_09-03-2021
- E5 DEE_20-12-2021
- E6 DEE_01-01-2021
- E6-Seco(90%) DEE_01-01-2021

Cada planilla contiene los despachos de generación para las 24 horas de días, por lo que en total se procesaron 96 despachos de generación para el 2021.

Del Gráfico 3 al Gráfico 6 se presentan los valores procesados para cada una de las variables de interés.

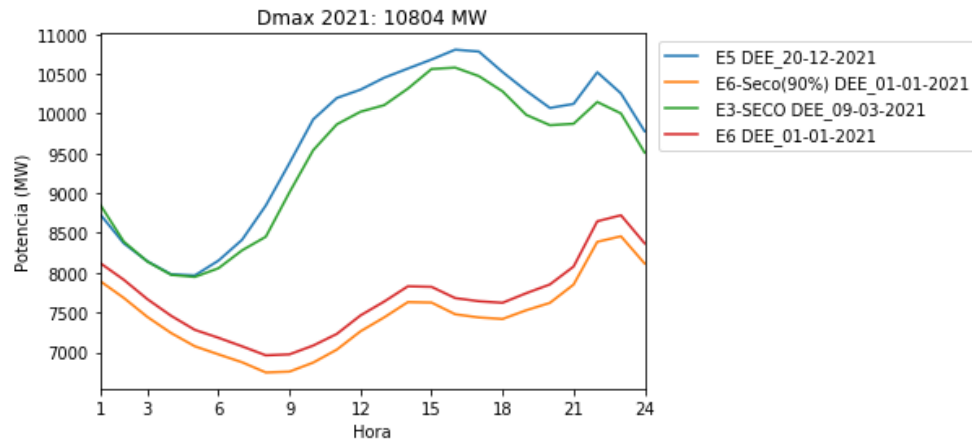
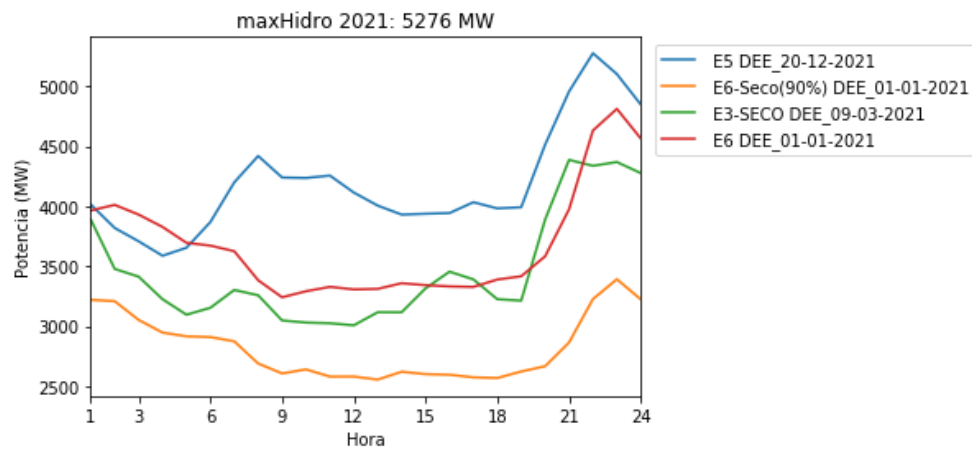
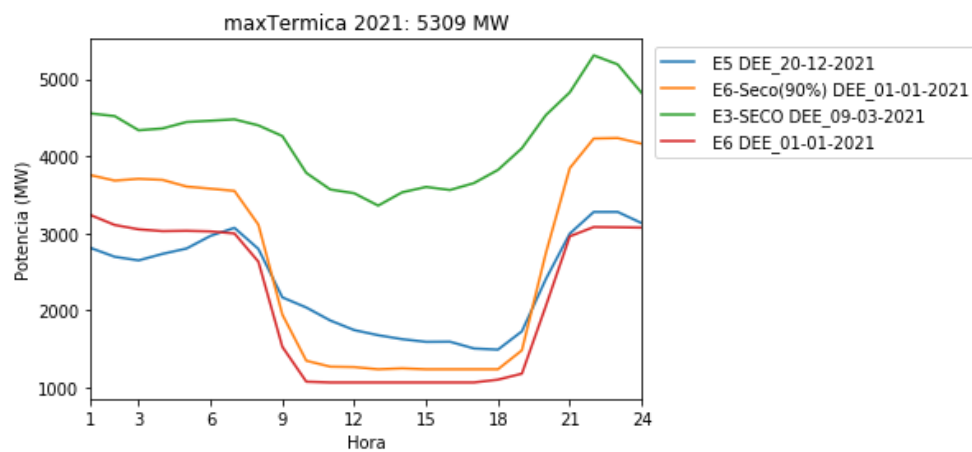


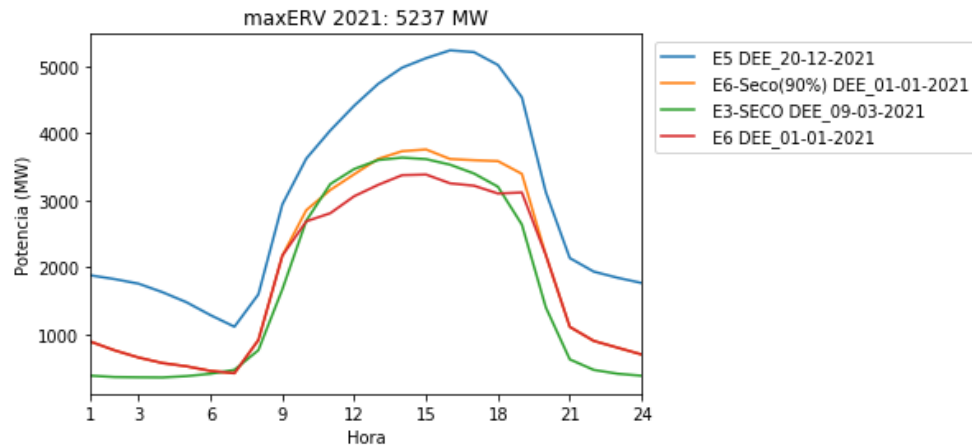
Gráfico 3. Valores totales de demanda (más pérdidas) en los escenarios PCP para 2021.



a) Generación hidroeléctrica total

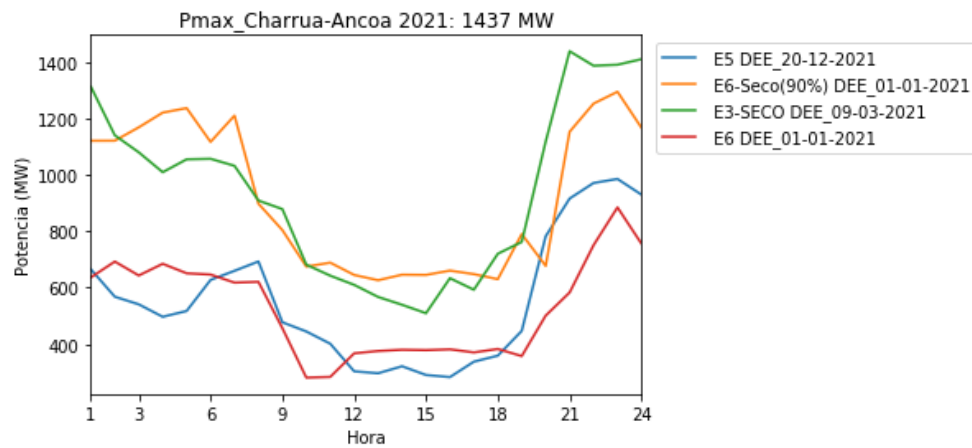


b) Generación térmica total.

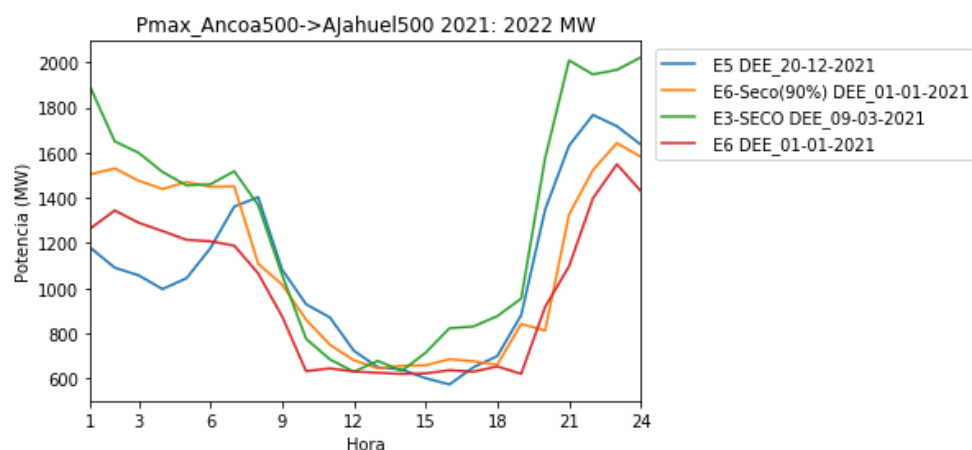


c) Generación ERV total (solar y eólica).

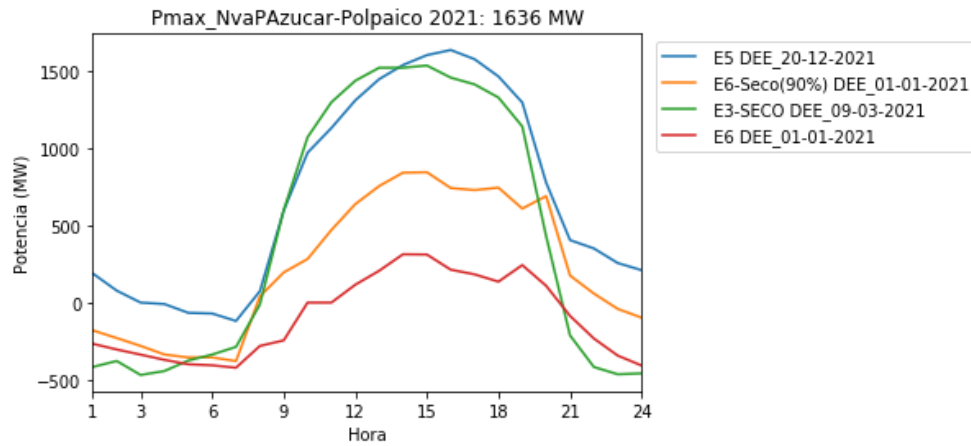
Gráfico 4. Valores totales de generación los escenarios PCP para 2021.



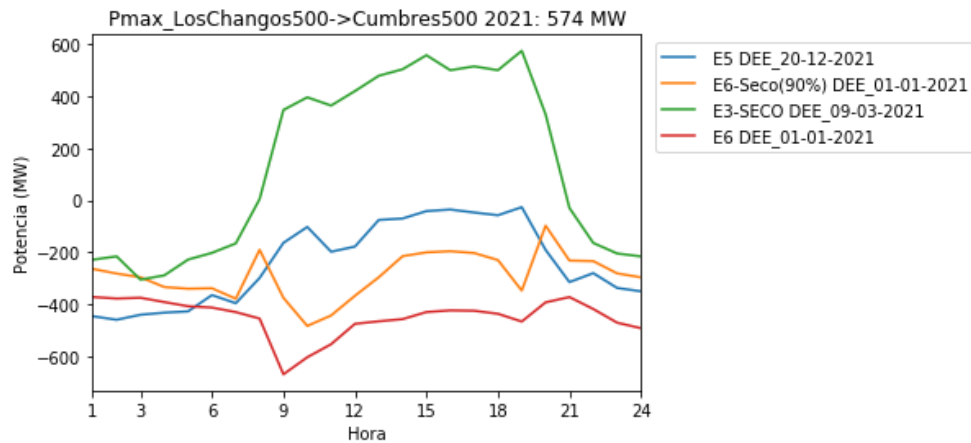
a) Flujo de potencia Charrua500->Ancoa500 (Charrúa – Entre Ríos 2 x 500kV + Charrúa – Ancoa 500 kV)



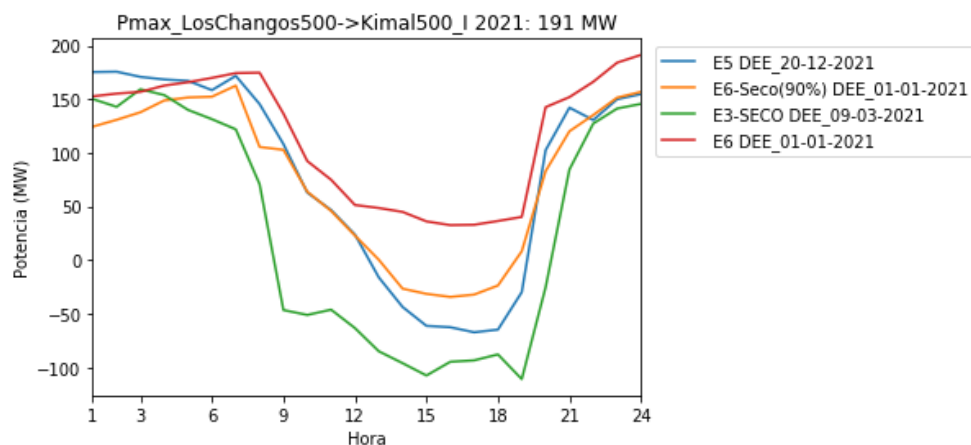
b) Flujo de potencia Ancoa500->Ajahuel500



c) Flujo de potencia NvaPAzucar500->Polpaico500_I (ambos circuitos)
Gráfico 5. Flujos de potencia de los escenarios PCP para 2021 (1/2).



d) Flujo de potencia LosChangos500->Cumbres500



e) Flujo de potencia LosChangos500->Kimal500_I
Gráfico 6. Flujos de potencia de los escenarios PCP para 2021 (2/2).

La Tabla 72 del Apéndice 2 presenta el total de los escenarios seleccionados de los despachos PCP aplicando los siguientes criterios:

- Máxima y mínima demanda del SEN

- Máxima generación térmica e hidroeléctrica
- Máxima generación ERV en valores absolutos (MW) y relativos a la generación total (%)
- Máxima y transferencia de potencia por las siguientes líneas:
 - Charrua500->Ancoa500
 - Ancoa500->AJahuel500
 - NvaPAzucar500->Polpaico500_I
 - LosChangos500->Cumbres500
 - LosChangos500->Kimal500_I

En la Tabla 72 y en el Gráfico 3 al Gráfico 6 se observa lo siguiente:

1. Se observa que la transferencia máxima en el vínculo Charrúa – Ancoa 3 x 500 kV es de 1438 MW. Considerando que la capacidad de este vínculo es del orden de los 1940 MW, se elaborará un escenario específico que maximice la transferencia por este vínculo de transmisión, lo que ocurriría en un escenario con altas precipitación (hidrología húmeda). Los flujos de potencia por las siguientes líneas son siempre positivos (no hay inversión de flujo):
 - Flujo de potencia Charrua500->Ancoa500
 - Flujo de potencia Ancoa500->AJahuel500Luego, para estas dos líneas se estudiarán sólo escenarios de flujo máximo. Los escenarios en donde el flujo de potencia por las anteriores líneas es máximo son escenarios nocturnos muy similares entre sí, por lo que se elige el que presenta mayor generación ERV (628 MW), que es el de máxima transferencia Charrúa – Ancoa 500 kV.
2. El escenario de máxima demanda del SEN coincide con los escenarios de mayor generación ERV y de máximo flujo de potencia por Nva. Pan de Azúcar - Polpaico500 kV. En dicho escenario la transferencia por este vínculo representa el 81 % de su máxima capacidad (2015 MW en sentido Norte - Sur).
3. El flujo mínimo por la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 2 x 500 kV es de 469 MW, por lo que se creará un escenario específico en el que se maximice la transferencia por dicha línea en sentido Sur - Norte.
4. El escenario de máxima generación ERV relativa se produce durante el día (a las 15 hrs) con una demanda baja. En dicho escenario, la generación ERV representa el 49 % de la generación total del SEN, valor cercano al observado en el escenario de máxima generación ERV absoluta, pero con 1.478 MW menos de generación ERV total.
5. El escenario de máxima transferencia LosChangos500->Cumbres500 coincide con el de mínima transferencia LosChangos500->Kimal500_I.
6. Los flujos máximos y mínimos por las líneas Los Changos – Cumbres 500 kV y Los Changos - Kimal 500 kV se encuentran muy alejados respecto a sus límites de máxima transferencia, por lo que se prepararán escenarios específicos en los que se aumenten dichos flujos.

Como resultado del análisis anterior se seleccionaron los despachos PCP de la Tabla 14 para confeccionar los escenarios base de la Etapa 1.

Tabla 14. Escenarios base de la Etapa 1.

Escenario	Demanda (MW)					Generación (MW)			
	Total	Regulada	Industrial	Cobre	SSAA	Convencional	Eólica	Solar	Asíncrona
B21a_HS_DB	6519	1978	2086	2202	253	5841	367	474	0
B21b_HH_DA	10358	5810	1861	2358	241	5753	1858	3119	81
B21c_HH_DB	6874	2178	2086	2232	291	5571	654	955	0
B21d_HS_DA	10266	5681	1910	2331	292	6818	870	3051	0
B21e_Tmax	9795	5246	1861	2358	242	9434	396	301	29
B21f_Hmax	10129	5582	1861	2358	241	8146	1652	691	37
B21g_ERVrel	7398	2857	2086	2202	253	5306	382	1956	0

HH: hidrología húmeda

HS: hidrología seca

DA: demanda alta

DB: demanda baja

Tmax: máxima generación térmica

Hmax: máxima generación hidroeléctrica

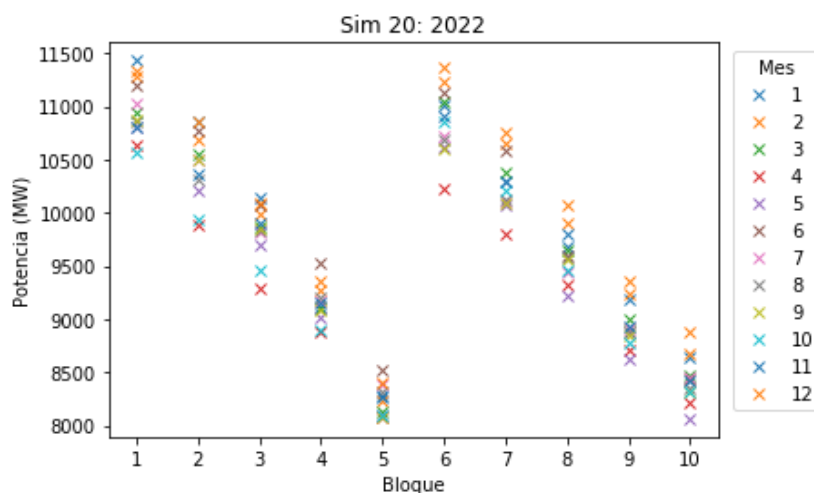
ERVrel: máxima generación ERV relativa

b) Selección de escenarios para la Etapa 2

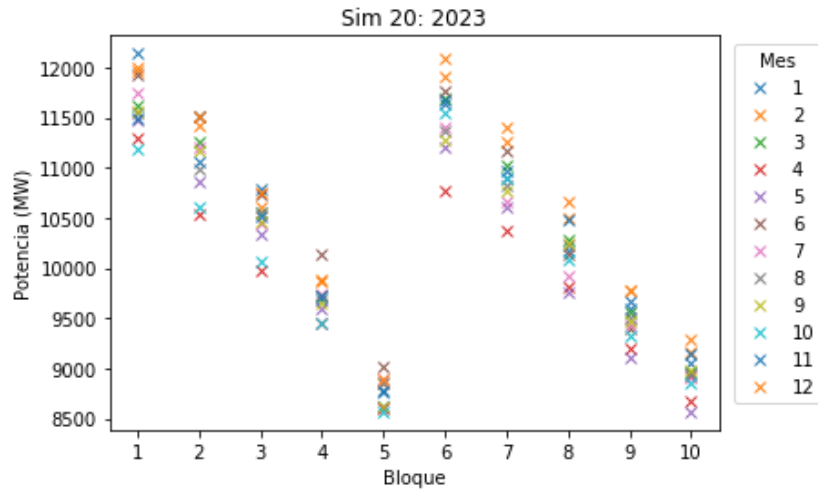
Se procesaron los despachos de generación correspondientes a 10 bloques de demanda por mes para los tres años de la Etapa 2 y para hidrologías húmeda y seca, totalizando 720 escenarios de generación. La información correspondiente a la programación de largo plazo del SEN entregada por el Coordinador para el período de estudio se describe en el Apéndice 3.

Se presentan en el Gráfico 7 los valores de potencia total promedio generada (válido para las hidrologías seca y húmeda) en cada uno de los tres años de la Etapa 2. La generación total del SEN es equivalente a la suma de la demanda y las pérdidas totales.

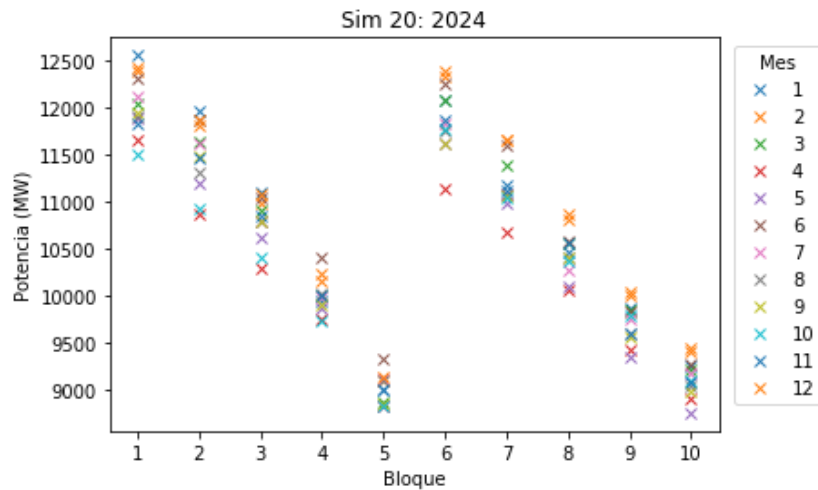
El Gráfico 8 ilustra los valores de generación promedio total del SEN correspondientes a los bloques de máxima y mínima generación promedio total del SEN de día y noche para las hidrologías húmeda y seca (e incluye los correspondientes al año 2021). En promedio, los incrementos interanuales de las demandas máxima y mínima del SEN son 4,8 % y 4.5 %, respectivamente.



a) Potencia total promedio generada año 2022



b) Potencia total promedio generada año 2023



c) Potencia total promedio generada año 2024

Gráfico 7. Generación total por bloque de los escenarios PCP de la Etapa 2.

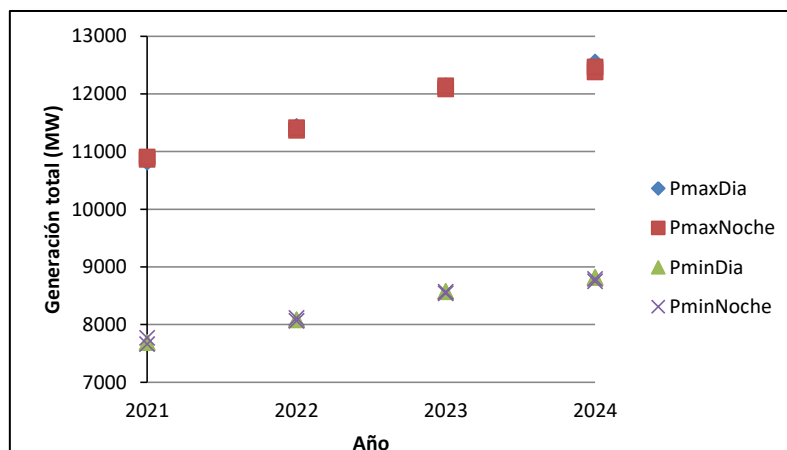


Gráfico 8. Despachos seleccionados de los escenarios PLP para la Etapa 2.

Luego, para la Etapa 2 se prepararon los siguientes escenarios base:

- Escenarios de demandas mínima y máxima de hidrologías húmeda y seca generados a

partir de los escenarios PCP para dichas condiciones para 2021 utilizando las siguientes tasas de aumento interanual de la demanda, extraída de la PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2020 del Coordinador:

- Clientes regulados: 3,47%.
- Clientes libres cobre: 1,17%
- Clientes libres no cobre es de 0,57%
- Escenarios de máxima generación ERV (solar y eólica) en porcentaje de la generación total del SEN extraídos de los despachos PLP.

La Tabla 15 describe los escenarios seleccionados para ser utilizados como escenarios base de la Etapa 2 del estudio.

Tabla 15. Escenarios base de la Etapa 2.

Año	Escenario	Demanda (MW)					Generación (MW)			
		Total	Regulada	Industrial	Cobre	SSAA	Convencional	Eólica	Solar	Asíncrona
2022	B22a_HS_DB	6712	2046	2098	2228	253	5038	877	986	0
2022	B22b_HS_DA	10501	5878	1920	2359	292	7101	852	2991	0
2022	B22c_HH_DB	6988	2253	2098	2258	291	5600	628	999	0
2022	B22d_HH_DA	10396	5810	1872	2386	241	6100	1663	2969	81
2022	B22e_HS_ERVrel	8811	4187	1920	2359	292	5615	672	2804	0
2022	B22f_HH_ERVrel	8795	4060	2098	2258	291	6717	807	1574	0
2023	B23a_HS_DB	6821	2117	2110	2254	253	5338	706	958	0
2023	B23b_HS_DA	10743	6082	1931	2386	292	7226	869	3089	0
2023	B23c_HH_DB	7105	2331	2110	2285	291	5645	747	968	0
2023	B23d_HH_DA	10636	6011	1882	2414	241	6554	1528	2914	81
2023	B23e_HH_ERVrel	8316	3543	2110	2285	291	4991	1513	1948	136
2023	B23e_HS_ERVrel	10328	5666	1931	2386	292	6402	1328	3059	14
2024	B24a_HS_DB	6933	2191	2122	2281	253	5679	652	828	0
2024	B24b_HS_DA	10743	6082	1931	2386	292	7328	869	3051	0
2024	B24c_HH_DB	7224	2412	2122	2312	291	5870	677	914	0
2024	B24d_HH_DA	10884	6220	1893	2442	241	6832	1528	2914	81
2024	B24e_HS_ERVrel	9598	4936	1931	2386	292	6048	1683	2155	91
2024	B24f_HH_ERVrel	11001	6338	1893	2442	241	6648	1444	3385	22

HH: hidrología húmeda

HS: hidrología seca

DA: demanda alta

DB: demanda baja

ERVrel: máxima generación ERV relativa

4.3.2. Carga de los escenarios base en el modelo eléctrico

Las condiciones de despacho de generación y nivel de demanda de los escenarios base definidos en el punto anterior se cargaron al modelo eléctrico del SEN en PowerFactory utilizando rutinas automáticas desarrolladas en lenguaje DPL.

Los despachos de generación PCP y PLP seleccionados para los escenarios base contienen unidades de generación no contenidas dentro del cronograma de obras confirmadas para las Etapas 1 y 2 del presente estudio listadas en la Sección 4.2. Por lo tanto, la generación faltante fue asignada a las centrales que se encuentran en servicio de acuerdo al despacho económico. En los escenarios de la Etapa 2 extraídos de los despachos PLP también se compensó la generación faltante siguiendo el despacho de los escenarios base creados utilizando la proyección de la demanda del Coordinador.

Como los despachos PCP y PLP corresponden a valores promedio en el bloque horario

correspondiente, se modificaron los despachos originales siguiendo las siguientes reglas:

- Se sacaron de servicio las centrales con un despacho inferior al 10 %.
- Cuando fuera necesario, en centrales multimáquina se sacaron de servicio unidades de generación de modo que las unidades que permanecen en servicio presenten un despacho relativamente elevado

Para cada escenario se definió un caso de estudio en la BD PowerFactory considerando lo siguiente:

- Se asoció un *Operation Scenario* con el estado operativo de los elementos del sistema y la fecha de ocurrencia del escenario en función de la cual se activan las *Expansion Stages* que incluyan las obras futuras previstas dentro dicho horizonte.
- Se nombraron de modo que puedan ser unívocamente identificados y así permitir la reproducción de los resultados presentados en los informes de la Consultoría.
- Se organizaron en carpetas según el año.

5. ACTIVIDAD 2: DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DEL SC DE CONTROL DE FRECUENCIA

La Actividad 2 será ejecutada para alcanzar el Objetivo 2 de la Consultoría, que consiste en determinar los requerimientos del SC de Control de Frecuencia para las Etapas 1 y 2, considerando las siguientes categorías y subcategorías definidas en el Informe de Definición de SSCC de la CNE:

- Categoría Control rápido de frecuencia (CRF), Subcategorías CRF $\pm$.
- Categoría Control primario de frecuencia (CPF), Subcategorías, CPF $\pm$.
- Categoría Cargas Interrumpibles (CI).

La metodología propuesta para determinar los requerimientos del SC de Control de Frecuencia, resumida en el Gráfico 9, se encuentra en línea con lo establecido en el Título 3-3 de la NTSSCC para CRF y CPF, y en el Título 3-5 para CI.



Gráfico 9. Metodología de ejecución de la Actividad 2.

5.1. Actividad 2.1: Requerimientos de CRF y CPF

El objetivo de esta actividad es determinar los requerimientos de reserva para CRF y CPF en conformidad con el Título 3-3 de la NTSSCC vigente. En esta actividad se determina inicialmente el monto de reserva para CRF en conjunto con las reservas del CPF, y luego se diferencian los requerimientos de reserva para cada categoría, si es necesario.

Si bien los SSCC de CRF y CPF se definen como simétricos en el Informe de Definición de SSCC 2019 de la CNE, en la presente actividad la determinación de los requerimientos de reservas se realizará separadamente para bandas de sobrefrecuencia y subfrecuencia.

Las subactividades a desarrollar son las siguientes:

- 1) Actividad 2.1.a: Determinación inicial de la inercia mínima
- 2) Actividad 2.1.b: Identificación de recursos técnicos para CRF y CPF
- 3) Actividad 2.1.c: Determinación de reserva conjunta para CRF y CPF
- 4) Actividad 2.1.d: Reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta

5.1.1. Actividad 2.1.a: Determinación inicial de la inercia mínima

Esta sección presenta la metodología utilizada para la determinación de los requerimientos de inercia mínima del sistema junto con los resultados de su aplicación a las Etapas 1 y 2 del estudio.

a) Metodología

La tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) alcanza su valor máximo inmediatamente luego de un evento de desconexión de demanda o generación y antes de la activación del CRF y el CPF, siendo esencialmente influenciada por la cantidad de inercia en línea y la magnitud de la contingencia. Por lo tanto, la cantidad mínima de inercia requerida en un sistema depende principalmente del valor máximo admisible de RoCoF y la contingencia más crítica del sistema^{4,5}.

Se describe a continuación la metodología utilizada, que comprende primero la ejecución de una verificación simplificada utilizando una fórmula teórica, y luego una verificación dinámica a través de simulación el dominio del tiempo.

a.1) Verificación simplificada

El primer paso de la metodología consiste en realizar un cálculo simplificado para estimar la mínima inercia total del sistema para que la desconexión del mayor bloque de generación o demanda del sistema resulte en el máximo valor admisible de RoCoF utilizando la siguiente expresión^{6,7}:

$$H_{\min} = \frac{f_0 \Delta P_{\max}}{2RoCoF_{\max}} + H_{\text{loss}} \quad (1)$$

⁴ H. Gu, R. Yan, and T. K. Saha, "Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, no. 2, pp. 1533 – 1543, Mar. 2018.

⁵ D. Stencilik, M. Richwine, N. Miller, and L. Hong, "The Role of Fast Frequency Response in Low Inertia Power Systems", Proc. of Cigré Paris Session, paper C2-107, 2018.

⁶ H. Gu, R. Yan, and T. K. Saha, "Review of System Strength and Inertia Requirements for the National Electricity Market of Australia", IEEE CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY Syst., VOL. 5, NO. 3, Sep. 2019.

⁷ Australian Energy Market Operator Ltd, "Inertia Requirements Methodology, Inertia Requirements & Shortfalls", version 1.0, 29 June 2018.

donde:

$\Delta P_{\max}$: es el máximo desbalance de generación y demanda considerado en MW,

f_0 : es la frecuencia nominal del sistema (50 Hz),

$RoCoF_{\max}$: es la tasa de cambio máxima admisible de la frecuencia (0,5 Hz/s),

H_{loss} : inercia desconectada del sistema debido a la contingencia en MVA s.

Luego se verifica que la inercia del sistema en todos los escenarios de estudio sea igual o mayor al valor mínimo requerido. Si la inercia del sistema fuera menor que la mínima requerida para cumplir con el RoCoF máximo admisible se determina la inercia que debe adicionarse al sistema para cumplir con dicho valor, resultando en el despacho forzado de unidades de generación que se encontraban fuera de servicio debido al despacho económico.

El Gráfico 10 presenta la Inercia mínima en función del valor máximo de RoCoF y de la desconexión de demanda o generación. Por ejemplo, para una desconexión de 400 MW, para limitar el RoCoF a 2,0 Hz/s, la mínima inercia requerida es de 5 GW s, o de 20 GW s para un RoCoF de 0,5 Hz/s.

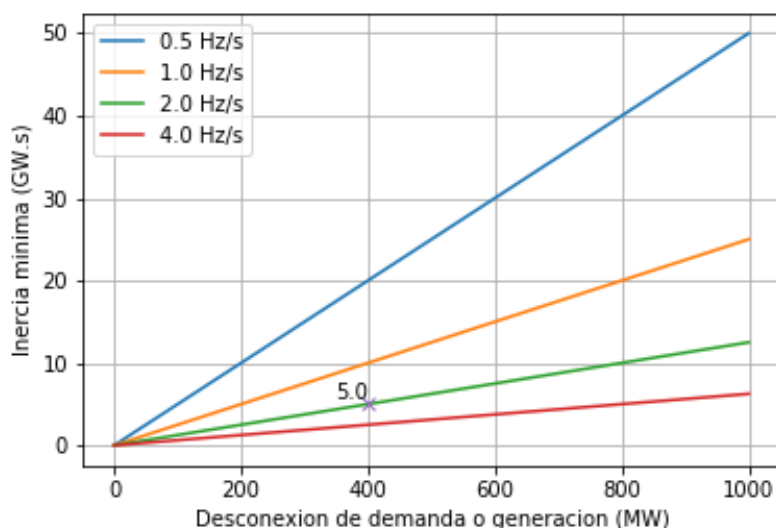


Gráfico 10. Inercia mínima en función del valor máximo de RoCoF y de la desconexión de demanda o generación.

La mínima inercia de los escenarios base del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación e Reservas 2019 es de 39,7 GW s, correspondiente al Escenario 03 de demanda mínima. Dicho valor se encuentra muy por encima de la inercia mínima requerida para una desconexión de 400 MW, por lo que en la presente Consultoría no se esperan restricciones de mínima inercia para cumplir con el máximo RoCoF admisible.

a.2) Verificación dinámica

Los valores máximos de RoCoF debido a desconexiones de demanda y generación serán verificados a través de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo en la actividad descrita en la Sección 5.1.5.1.3.a.2). En dicha actividad se simularán desconexiones de generación en las distintas áreas del SEN para determinar si existen requerimientos locales de mínima inercia.

b) Resultados para la Etapa 1

Para cada uno de los escenarios base de la Etapa 1 se calculó la inercia total del sistema y el

RoCoF máximo considerando la desconexión de la unidad generadora con despacho más elevado del SEN utilizando la ecuación (1).

La Tabla 16 presenta los valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 1. En todos los casos el valor de RoCoF se encuentra por debajo del ajuste de los relés de corte de carga por decremento de frecuencia (0,6 Hz/s) y del máximo valor que deben soportar los parques ERV sin desconectarse (2 Hz/s) de acuerdo a la NTSyCS.

El máximo valor del RoCoF observado es de 0,32 Hz/s y corresponde a la desconexión de 395 MW de generación en el escenario de menor inercia sistémica (B21g_ERVrel) en el que la inercia del SEN es de 31 GWs y la generación ERV representa el 31 % de la generación total.

Tabla 16. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 1.

Escenario	Generación [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Inercia [GWs]	Desconexión de generación [MW]		RoCoF [Hz/s]	Desconexión de demanda [MW]		RoCoF [Hz/s]
B21a_HS_DB	6.519	841	12,9	37,7	IEM	350	0,232	I. Minero	218	0,138
B21b_HH_DA	10.358	4.486	23,5	46,2	Ralco U1	303	0,197	I. Minero	218	0,137
B21c_HH_DB	6.787	785	7,54	55,4	IEM	348	0,252	I. Minero	218	0,149
B21d_HS_DA	10.266	3.437	43,3	38,5	IEM	350	0,178	I. Minero	218	0,107
B21e_Tmax	9.795	739	11,6	34,5	IEM	348	0,157	I. Minero	218	0,095
B21f_Hmax	10129	2.379	33,5	49,0	IEM	325	0,176	I. Minero	218	0,113
B21g_ERVrel	7.398	2.288	30,9	31,3	Santa Maria	395	0,316	I. Minero	218	0,165

Se concluye inicialmente que no se identifican requerimientos de inercia mínima del SEN desde el punto de vista del RoCoF producido inmediatamente luego de la desconexión del generador con el mayor despacho o del mayor consumo del SEN en los escenarios base de la Etapa 1.

c) Resultados para la Etapa 2

Tabla 17. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2022.

Escenario	Generación [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Inercia [GWs]	Desconexión de generación [MW]	RoCoF [Hz/s]	Desconexión de demanda [MW]	RoCoF [Hz/s]		
B22a_HS_DB	6.712	1.860	27,7	32	Santa María	270	0,211	I. Minero	220	0,162
B22b_HS_DA	10.501	3.843	36,6	45,9	Santa María	320	0,174	I. Minero	220	0,115
B22c_HH_DB	6.988	1.586	22,7	30,9	IEM	315	0,255	I. Minero	220	0,167
B22d_HH_DA	10.396	4.713	45,3	38,2	IEM	315	0,206	I. Minero	220	0,137
B22e_HS_ERVrel	8.811	3.456	39,2	36,5	CC SI 2	300	0,205	I. Minero	220	0,143
B22f_HH_ERVrel	8.795	2.361	26,8	37,4	IEM	315	0,211	I. Minero	220	0,139
B22g_HS_DA	10.872	4.473	41,1	38,1	IEM	320	0,21	I. Minero	220	0,137
B22h_HS_DB	7.811	3.890	49,8	25,2	IEM	300	0,297	I. Minero	220	0,202

Tabla 18. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2023.

Escenario	Generación [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Inercia [GWs]	Desconexión de generación [MW]		RoCoF [Hz/s]	Desconexión de demanda [MW]		RoCoF [Hz/s]
B23a_HS_DB_Ene	6.821	1.617	23,7	33,5	IEM	350	0,261	I. Minero	221	0,155
B23b_HS_DA_Mar	10.743	3.952	36,8	48,3	IEM	350	0,181	I. Minero	221	0,11
B23c_HH_DB_Ene	7.105	1.699	23,9	30,3	IEM	348	0,287	I. Minero	221	0,171
B23d_HH_DA_Dic	10.636	4.523	42,5	40,9	Ralco U1	306	0,187	I. Minero	221	0,131
B23e_HH_DB_ERVrel_Ene	8.316	3.430	41,2	34,0	Ralco U1	323	0,237	I. Minero	221	0,157
B23f_HS_DA_ERVrel_Mar	10.328	4.292	41,6	39,1	Ralco U1	348	0,222	I. Minero	221	0,137

Tabla 19. Valores de RoCoF teóricos para los escenarios base de la Etapa 2 2024.

Escenario	Generación [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Inercia [GWs]	Desconexión de generación [MW]		RoCoF [Hz/s]	Desconexión de demanda [MW]		RoCoF [Hz/s]
B24a_HS_DB_Ene	6.933	1.460	21,1	35,3	S. María	300	0,212	I. Minero	222	0,149
B24b_HS_DA_Mar	10.743	3.897	36,3	48,6	IEM	350	0,18	I. Minero	222	0,11
B24c_HH_DB_Ene	7.224	1.739	24,1	29,6	IEM	300	0,253	I. Minero	222	0,176
B24d_HH_DA_Dic	10.884	4.523	41,6	42,7	Ralco U2	320	0,187	I. Minero	222	0,126
B24e_HS_DA_ERVrel_Mar	9.598	3.649	38,0	44,0	Ralco U1	358	0,204	I. Minero	222	0,123
B24f_HH_DA_ERVrel_Dic	11.001	4.722	42,9	37,0	Ralco U1	325	0,22	I. Minero	222	0,146

Se concluye inicialmente que no se identifican requerimientos de inercia mínima del SEN desde el punto de vista del RoCoF producido inmediatamente luego de la desconexión del generador con el mayor despacho o del mayor consumo del SEN en los escenarios base de la Etapa 2.

5.1.2. Actividad 2.1.b: Identificación de recursos técnicos para CRF y CPF

En esta actividad se identifican los recursos técnicos para la prestación de los SSCC de CRF y CPF a partir de la evaluación de la disponibilidad de los recursos (aportes de reserva) en los tiempos totales de activación y tiempos mínimos de entrega establecidos en el Informe de Definición SSCC de la CNE (ver Sección 3.1.6). Se tendrá en cuenta que todas las instalaciones que cuenten con los recursos técnicos podrán participar en la prestación de los distintos SSCC, aun cuando actualmente no lo hagan.

a) Consideraciones preliminares

En la definición de CPF del Informe de Definición de SSCC de la CNE se establecen tiempos de activación y de entrega para un mismo recurso técnico destinado a la prestación del servicio complementario de CPF. Es decir que la definición de CPF contempla el uso de un único recurso

técnico para atender los máximos desvíos de frecuencia luego de una desconexión de demanda o generación tanto en estado estacionario como en estado transitorio.

Sin embargo, en la práctica pueden encontrarse casos como los siguientes:

- Dos unidades con el mismo estatismo, pero con distinto aporte de potencia a los 10 s luego de un desvío de frecuencia, presentan el mismo aporte en estado estacionario pero distinta contribución para limitar la excursión de frecuencia en el estado transitorio;
- Dos unidades con distinto estatismo, pero con el mismo aporte de potencia a los 10 s luego de un desvío de frecuencia, presentan distinto aporte en estado estacionario pero la misma contribución para limitar la excursión de frecuencia en el estado transitorio.

Es por ello que el Coordinador tanto en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas como en el Informe de SSCC define dos componentes del recurso técnico total necesario para la prestación del servicio de CPF, correspondientes a los aportes a los 10 s y a los 5 minutos luego de producido un desvío de frecuencia.

b) Metodología

Los aportes representativos de las unidades generadoras se estiman en función de la respuesta de los modelos dinámicos contenidos en la base de datos PowerFactory entregada por el Coordinador para la ejecución de los estudios. El análisis se realiza sobre las unidades de generación y equipos de almacenamiento cuyos modelos dinámicos hayan sido validados contra los resultados de ensayos en campo y aprobados por el Coordinador.

Se utiliza un banco de pruebas en el que las unidades generadoras a analizar y sus transformadores elevadores se conectan a una única barra de potencia infinita cuya frecuencia se varía de forma controlada.

En vistas de las respuestas típicas de la frecuencia en sistemas de potencia de gran escala⁸ ante eventos de desbalances de generación y demanda se definieron perfiles estandarizados de subfrecuencia y sobrefrecuencia que permiten determinar los aportes de las unidades de manera más realista que aplicando un escalón constante⁹.

En el Gráfico 11 se observan los perfiles de frecuencia propuestos. Partiendo de la frecuencia nominal (50 Hz en este caso), se aplica inicialmente (t_0) una variación de frecuencia definida mediante un RoCoF inicial (parámetro dF/dt_0) hasta alcanzar una frecuencia equivalente al valor de frecuencia final de recuperación (F_{final}), quedando definido de esta manera el tiempo t_1 . Posteriormente, la frecuencia continúa con una pendiente tal que alcanza su valor de nadir o cenit (F_{min} , F_{max}) en un tiempo especificado por el parámetro t_{nadir} y t_{cenit} respectivamente, contabilizado desde el inicio de la variación. Este valor extremo de frecuencia se mantiene constante durante un tiempo t_{Fmin} o t_{Fmax} hasta t_2 . La recuperación de frecuencia queda definida por una pendiente tal que se alcanza el valor de frecuencia F_{final} al cabo de un tiempo t_{rec} (t_3).

La magnitud de los desvíos en estado estacionario corresponde al rango admisible para la frecuencia durante el 1,5% del tiempo ($\pm 0,7$ Hz), según lo establece el Art 5-25 de la NTSyCS.

⁸ Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability - ENTSO-E Guidance Document For National Implementation For Network Codes On Grid Connection

⁹ F7 Primary Reserve Requirement - TRANSMISSION CODE Energy Market Authority of Singapore

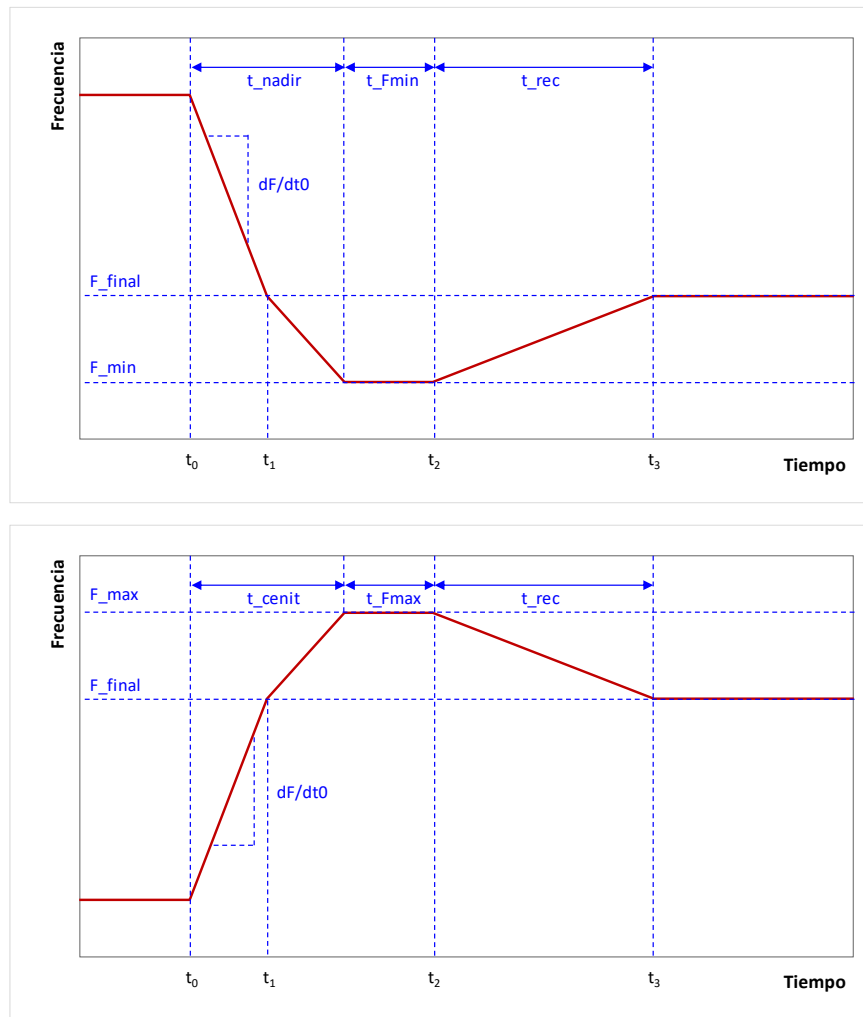


Gráfico 11. Perfil de frecuencia estandarizado para evaluación de aportes a los 10 s y 5 min.

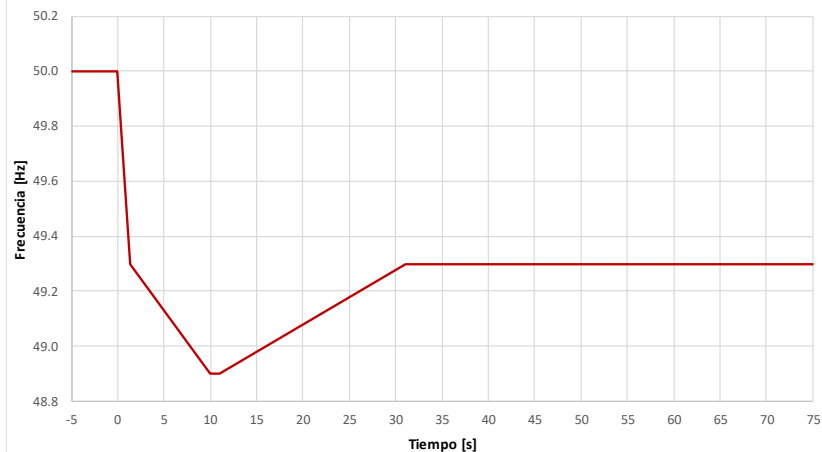
Para el caso del SEN, se determinaron los siguientes parámetros para el perfil de frecuencia estandarizado:

Tabla 20. Parámetros de los perfiles estandarizados de frecuencia.

a) Subfrecuencia				b) Sobre frecuencia			
Parámetro	Descripción	Valor	Unidad	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
dF/dt0	RoCoF inicial	-0,5	Hz/s	dF/dt0	RoCoF inicial	0,5	Hz/s
t_nadir	Tiempo al nadir	10	s	t_cenit	Tiempo al cenit	10	s
F_min	Nadir	48,9	Hz	F_min	Cenit	50,7	Hz
t_Fmin	Tiempo duración en nadir	1	s	t_Fmin	Tiempo duración en nadir	1	s
t_rec	Tiempo de recuperación	20	s	t_rec	Tiempo de recuperación	20	s
F_final	Frecuencia final	49,3	Hz	F_final	Frecuencia final	50,7	Hz

Con estos parámetros se obtienen los siguientes puntos tiempo-frecuencia:

	t [s]	F [Hz]
t₀	0	50,0
t₁	1,4	49,3
t_{nadir}	10	48,9
t₂	11	48,9
t₃	31	49,3



Estos parámetros se encuentran en concordancia con los valores observados en simulaciones sobre la base de datos del SEN ante contingencias de severidad 5 para distintos estados de carga, inercia y penetración renovable:

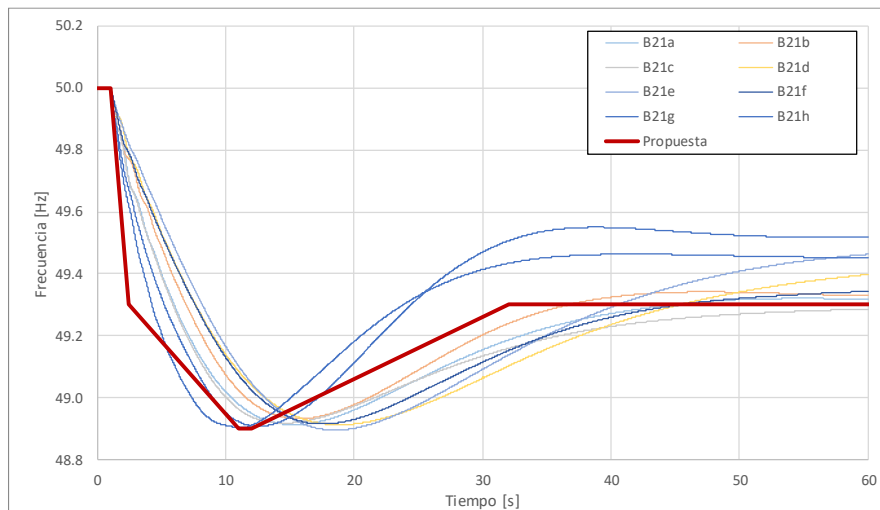


Gráfico 12. Curva de respuesta normalizada vs simulaciones sobre el SEN.

	t [s]	F [Hz]
t₀	0	50,0
t₁	1,4	50,7
t_{nadir}	10	50,7
t₂	11	50,7
t₃	31	50,7

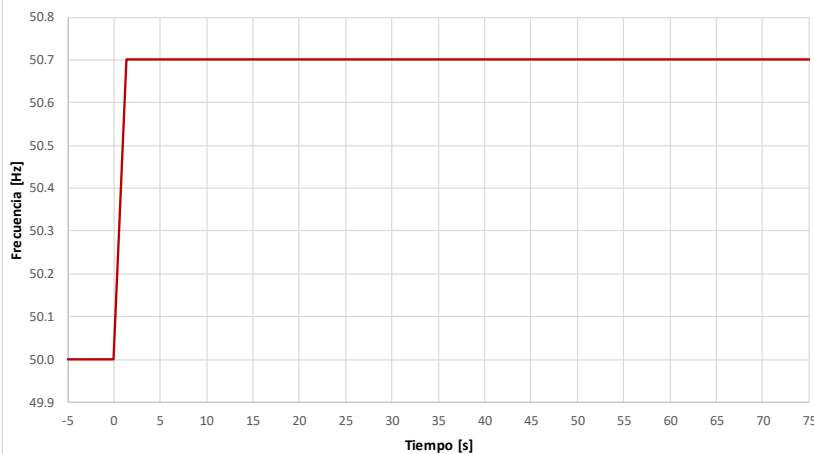


Gráfico 13. Perfiles de frecuencia estandarizados.

El banco de pruebas permite evaluar adicionalmente:

- La respuesta inicial de las unidades para un RoCoF determinado.
- El aporte al momento del nadir/cenit, el cual puede ser superior al aporte final en el caso de unidades térmicas o menor en el caso de unidades hidráulicas (efecto inverso por constante de tiempo del agua).

Con el objetivo de dimensionar los aportes tanto para frenar la máxima excursión transitoria de frecuencia como para el establecimiento de la frecuencia en el régimen permanente se determinan las siguientes dos componentes de recurso disponible para el CPF:

1. Aporte a los 10 s (P10): valor instantáneo de potencia entregado 10 s luego de iniciado el evento de variación de frecuencia.
2. Aporte en 5 minutos (P300): Asociada a la respuesta de las unidades en régimen permanente luego de la perturbación y que se evalúa en una ventana temporal de 5 minutos.

La respuesta ideal esperada de las unidades depende de su despacho inicial y estatismo ajustado, el cual debe encontrarse entre 4 y 8%. Por ejemplo, para un despacho inicial del 70%, una unidad generadora debería aportar en estado estacionario un 17% de su potencia máxima para un estatismo de 8%, y un 34% para un estatismo de 4% , para una frecuencia final de 49,3 Hz, como se ilustra en el Gráfico 14.

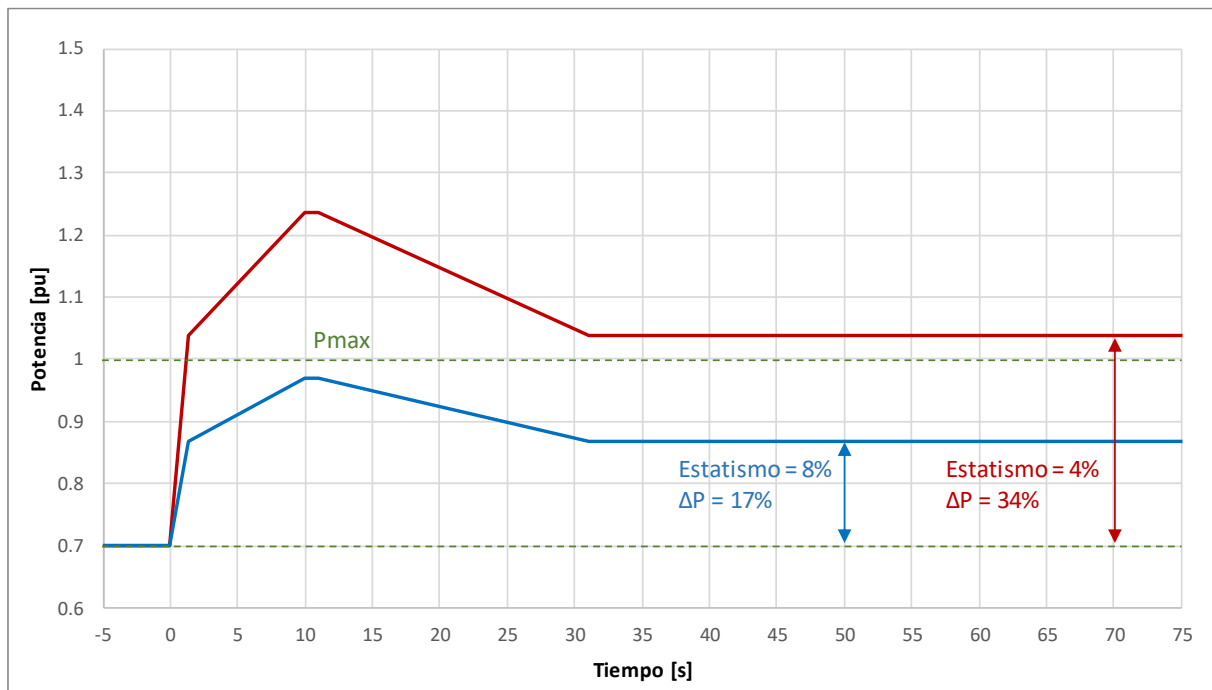


Gráfico 14. Respuesta ideal esperada de unidades en CPF, despacho inicial 70%.

Como se observa, aun para despachos del 70% puede excederse la potencia máxima de la unidad, en especial para valores bajos de estatismo. Para despachos de 80 y 90% se tiene:

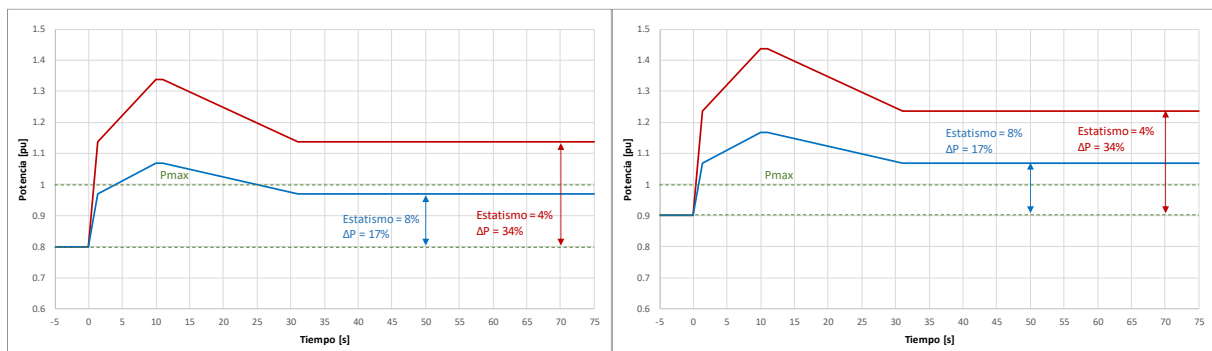


Gráfico 15. Respuesta ideal esperada de unidades en CPF, despacho inicial 80% y 90%.

Para el caso de 90% el aporte de las unidades debería quedar limitado al 10% independientemente de su estatismo configurado.

c) Resultados

En la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23 se listan las unidades incluidas en el banco de pruebas a las cuales se les evaluó el aporte de potencia a los 10 y 300 segundos, para despachos del 70, 80 y 90%.

Tabla 21. Unidades evaluadas para CPF, turbinas a vapor (carbón).

Unidad	Tipo	S _N [MVA]	P _{max} [MW]	Despacho [MW, % de P _{max}]		
				70%	80%	90%
Angamos 1 (ANG1)	Coal	330,00	276,9	193,8	221,5	249,2
Angamos 2 (ANG2)	Coal	330,00	281,3	196,9	225,0	253,2
Cochrane 1 (CCH1)	Coal	330,00	274,9	192,4	219,9	247,4
Cochrane 2 (CCH2)	Coal	330,00	274,8	192,4	219,8	247,3
Andina CTA	Coal	206,30	177,0	123,9	141,6	159,3
Hornitos CTH	Coal	206,30	177,5	124,3	142,0	159,8
Mejillones CTM1	Coal	176,50	161,8	113,2	129,4	145,6
Mejillones CTM2	Coal	197,30	172,0	120,4	137,6	154,8
Guacolda U1	Coal	176,50	154,2	107,9	123,3	138,8
Guacolda U2	Coal	176,50	145,4	101,8	116,3	130,9
Guacolda U3	Coal	178,82	153,9	107,8	123,1	138,5
Guacolda U4	Coal	178,82	153,9	107,7	123,1	138,5
Guacolda U5	Coal	181,18	156,2	109,4	125,0	140,6
Mejillones IEM	Coal	442,00	377,0	263,9	301,6	339,3
Norgener 1 (NT01)	Coal	156,50	140,6	98,4	112,5	126,5
Norgener 2 (NT01)	Coal	156,50	141,0	98,7	112,8	126,9
Tocopilla U14	Coal	147,10	136,4	95,5	109,1	122,8
Tocopilla U15	Coal	147,10	132,4	92,7	105,9	119,2



Tabla 22. Unidades evaluadas para CPF, turbinas a gas.

Unidad	Tipo	S _N [MVA]	P _{max} [MW]	Despacho [MW, % de P _{max}]		
				70%	80%	90%
Mejillones CTM3-TG	Gas	185,00	163,4	114,4	130,8	147,1
Mejillones CTM3-TV	Gas	111,00	82,0	57,4	65,6	73,8
Candelaria U1	Gas	160,00	127,8	89,5	102,2	115,0
Candelaria U2	Gas	160,00	127,5	89,3	102,0	114,8
Kelar TG1	Gas	225,00	177,4	124,2	141,9	159,6
Kelar TG2	Gas	225,00	177,4	124,2	141,9	159,6
Kelar TV	Gas	212,35	200,0	140,0	160,0	180,0
Quintero TG1A	Gas	170,47	128,0	89,6	102,4	115,2
Quintero TG1B	Gas	170,47	129,0	90,3	103,2	116,1
Atacama CC1 TG1A	Gas	165,00	115,0	80,5	92,0	103,5
Atacama CC1 TG1B	Gas	165,00	115,6	80,9	92,5	104,0
Atacama CC2 TG2A	Gas	165,00	121,0	84,7	96,8	108,9
Atacama CC2 TG2B	Gas	165,00	121,0	84,7	96,8	108,9
Tocopilla TG3	Gas	45,00	36,4	25,5	29,1	32,8
Tarapacá TGTAR	Gas	28,00	20,0	14,0	16,0	18,0
Atacama CC1 TV1C	Gas	165,00	135,3	94,7	108,2	121,8
Atacama CC2 TV2C	Gas	165,00	135,3	94,7	108,2	121,8
Taltal U1	Gas	165,00	118,5	82,9	94,8	106,6
Taltal U2	Gas	165,00	121,7	85,2	97,4	109,5
Tocopilla U16	Gas	500,00	362,3	253,6	289,8	326,1
Tocopilla TG1	Others	27,94	20,5	14,4	16,4	18,5
Tocopilla TG2	Others	27,94	20,5	14,4	16,4	18,5

Tabla 23. Unidades evaluadas para CPF, turbinas hidráulicas.

Unidad	Tipo	S _N [MVA]	P _{max} [MW]	Despacho [MW, % de P _{max}]		
				70%	80%	90%
Angostura U1	Hydro	150,50	138,8	97,1	111,0	124,9
Angostura U2	Hydro	150,50	138,8	97,1	111,0	124,9
Angostura U3	Hydro	50,20	46,3	32,4	37,0	41,7
Antuco U1	Hydro	160,00	160,0	112,0	128,0	144,0
Antuco U2	Hydro	160,00	160,0	112,0	128,0	144,0
Canutillar U1	Hydro	70,00	86,0	60,2	68,8	77,4
Canutillar U2	Hydro	70,00	86,0	60,2	68,8	77,4
Cipreses U1	Hydro	31,00	35,3	24,7	28,3	31,8
Cipreses U2	Hydro	31,00	35,3	24,7	28,3	31,8
Cipreses U3	Hydro	31,00	35,3	24,7	28,3	31,8
Colbún U1	Hydro	220,00	231,2	161,8	185,0	208,1
Colbún U2	Hydro	220,00	232,0	162,4	185,6	208,8

El Toro U1	Hydro	105,26	112,5	78,8	90,0	101,3
El Toro U2	Hydro	105,26	112,5	78,8	90,0	101,3
El Toro U3	Hydro	105,26	112,5	78,8	90,0	101,3
El Toro U4	Hydro	105,26	112,5	78,8	90,0	101,3
Pangue U1	Hydro	240,00	233,5	163,5	186,8	210,2
Pangue U2	Hydro	240,00	233,5	163,5	186,8	210,2
Pehuenche U1	Hydro	290,00	285,0	199,5	228,0	256,5
Pehuenche U2	Hydro	290,00	285,0	199,5	228,0	256,5
Ralco U1	Hydro	402,00	345,0	241,5	276,0	310,5
Ralco U2	Hydro	402,00	345,0	241,5	276,0	310,5
Rapel U1	Hydro	76,00	75,6	52,9	60,5	68,0
Rapel U2	Hydro	76,00	75,6	52,9	60,5	68,0
Rapel U3	Hydro	76,00	75,6	52,9	60,5	68,0
Rapel U4	Hydro	76,00	75,6	52,9	60,5	68,0
Rapel U5	Hydro	76,00	75,6	52,9	60,5	68,0

En el Apéndice 4, “RESPUESTA DE UNIDADES ANTE PERFIL DE FRECUENCIA NORMALIZADO”, se presentan los resultados de las simulaciones realizadas.

Del Gráfico 16 al Gráfico 21 se presenta la respuesta de la potencia mecánica de las unidades analizadas, normalizadas respecto a su potencia máxima (parámetro “Pmax” en PowerFactory).

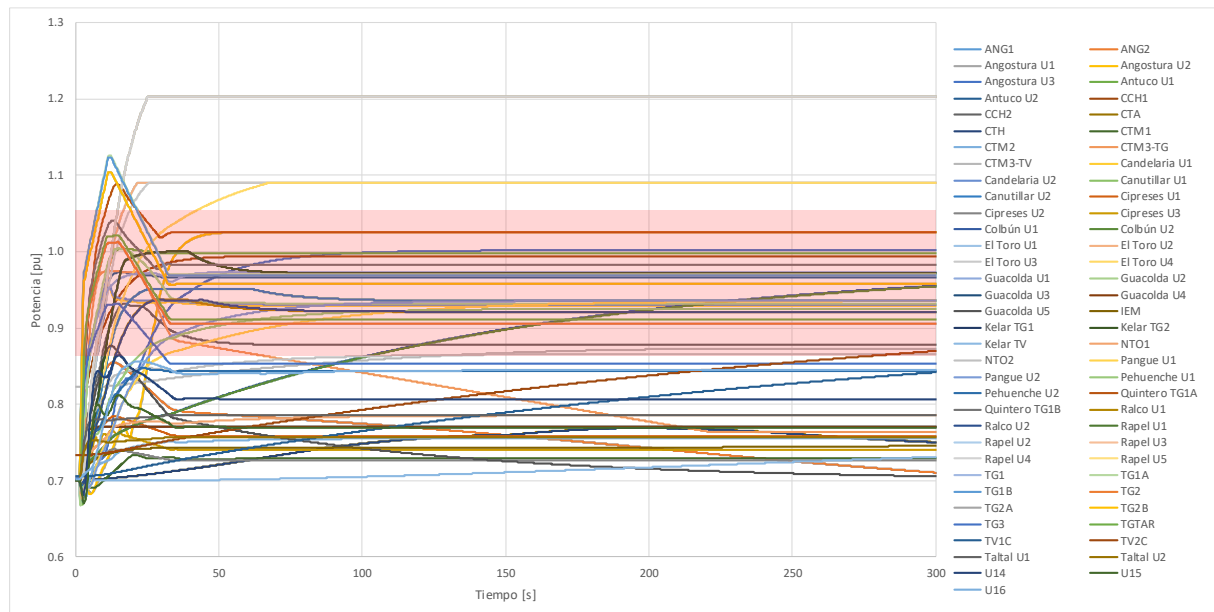


Gráfico 16. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 70%.

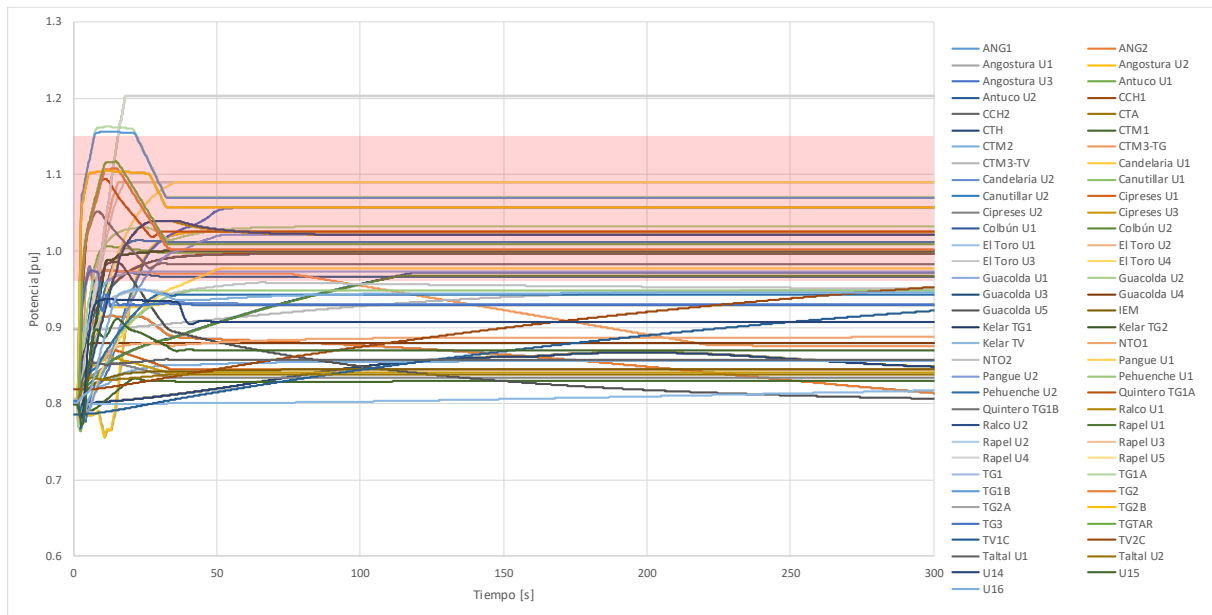


Gráfico 17. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 80%.

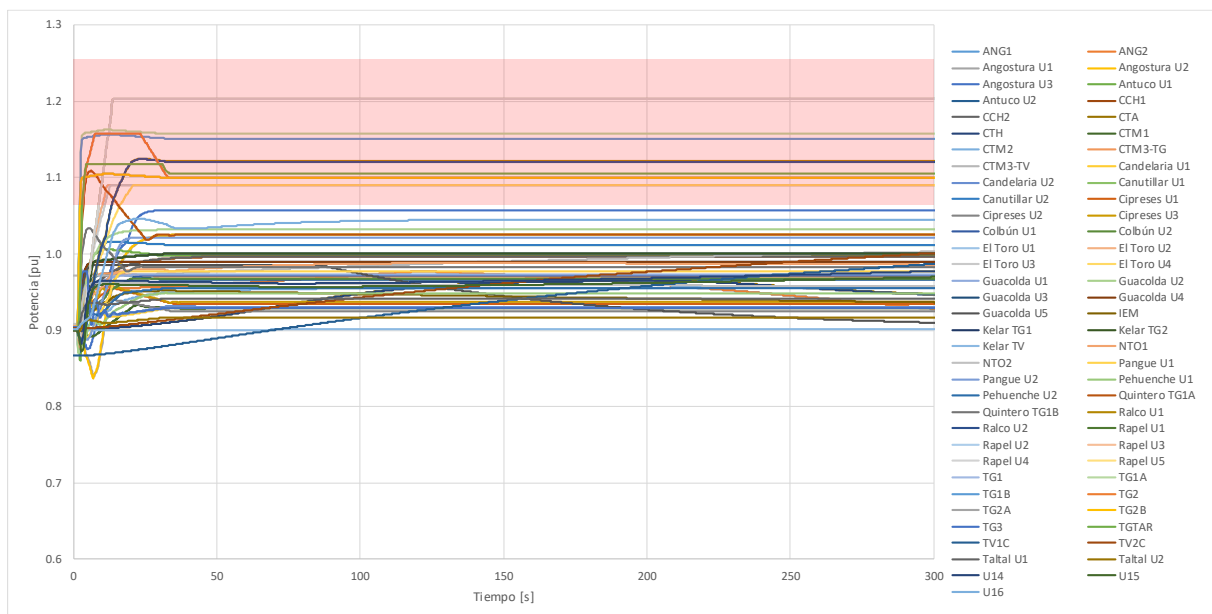


Gráfico 18. Respuesta de unidades en CPF (subir), despacho inicial 90%.

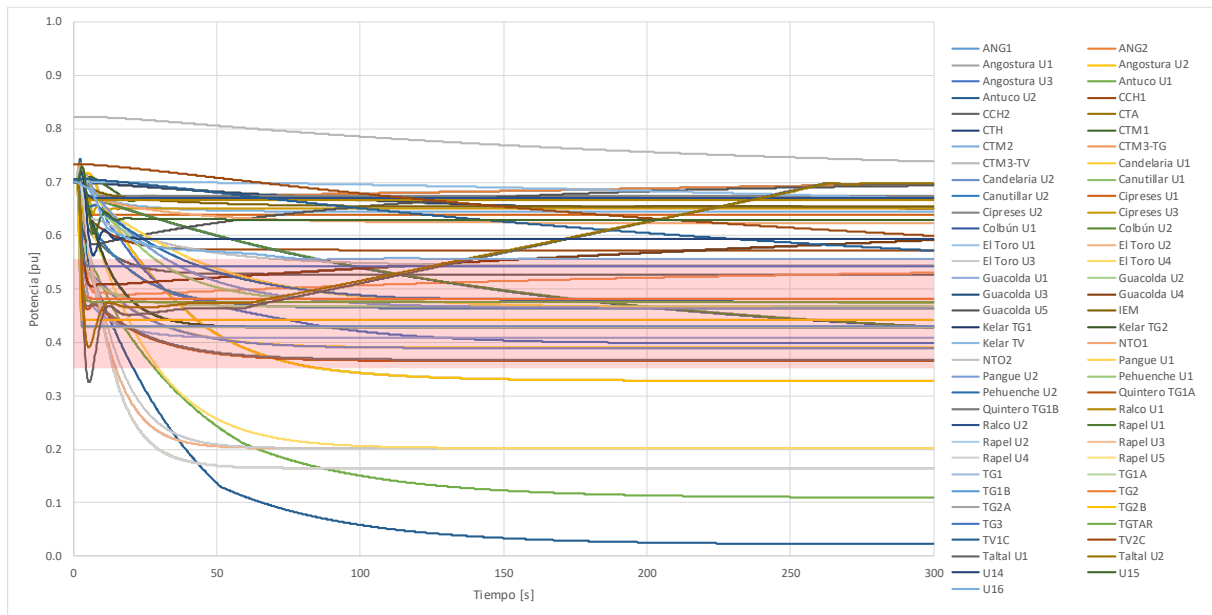


Gráfico 19. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 70%.

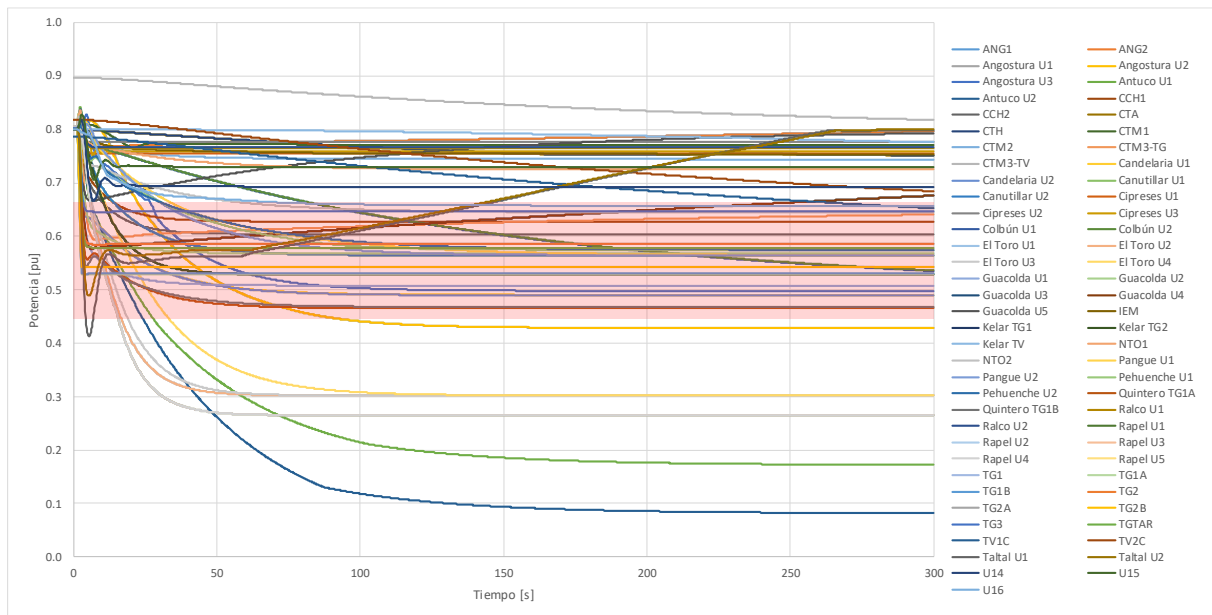


Gráfico 20. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 80%.

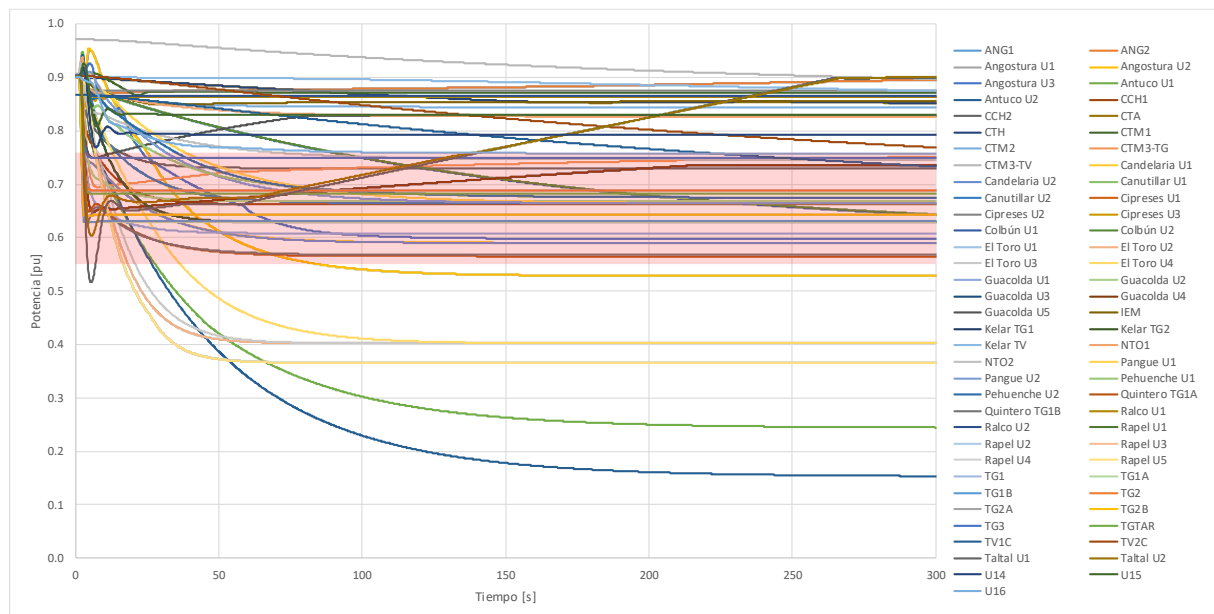
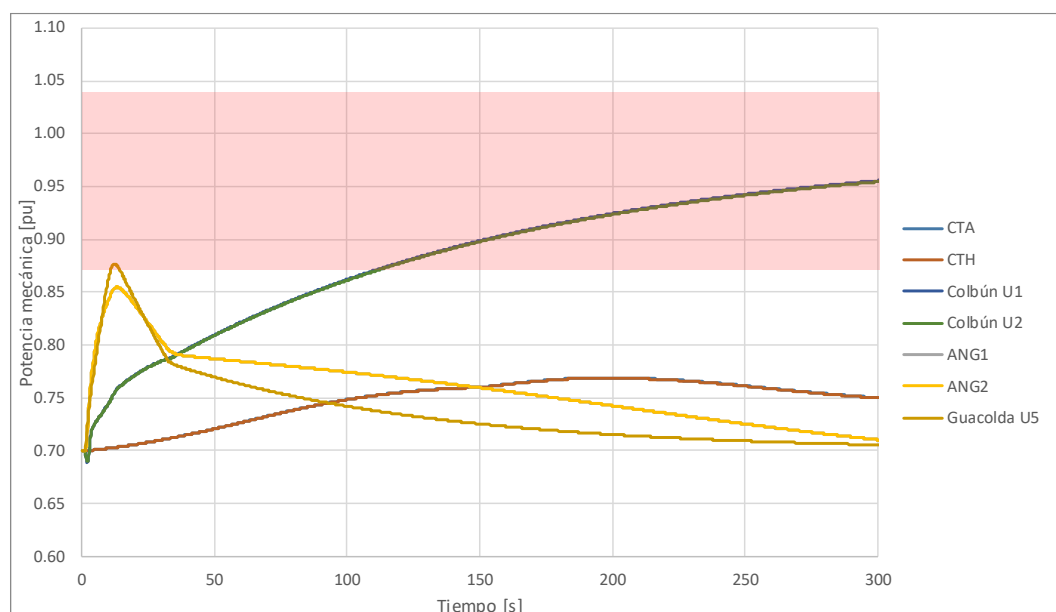


Gráfico 21. Respuesta de unidades en CPF (bajar), despacho inicial 90%.

De las simulaciones realizadas se observan unidades de generación cuyas respuestas:

- Exceden 1 pu de Pmax. Esto puede deberse a desfases entre la Pmax y los límites internos del regulador de velocidad/potencia.
- Presentan un tiempo de respuesta mayor a lo exigido en el Art 3-17 de la NTSyCS (30 s para unidades térmicas y 120 s para unidades hidráulicas).
- Presentan un aporte final por fuera de lo exigido en el Art 3-17 de la NTSyCS (4 a 8% para unidades térmicas y menor a 8% para unidades hidráulicas).
- Unidades que reducen su generación excesivamente para el perfil de sobrefrecuencia.

Las unidades CTA, CTH, Colbún U1 y Colbún U2 presentan tiempos de establecimiento superiores a 30 s (térmica) y 120 s (hidráulicas) respectivamente. Las unidades ANG1, ANG2 y Guacolda U5 reducen su aporte hasta volver al despacho inicial luego de la respuesta inicial.



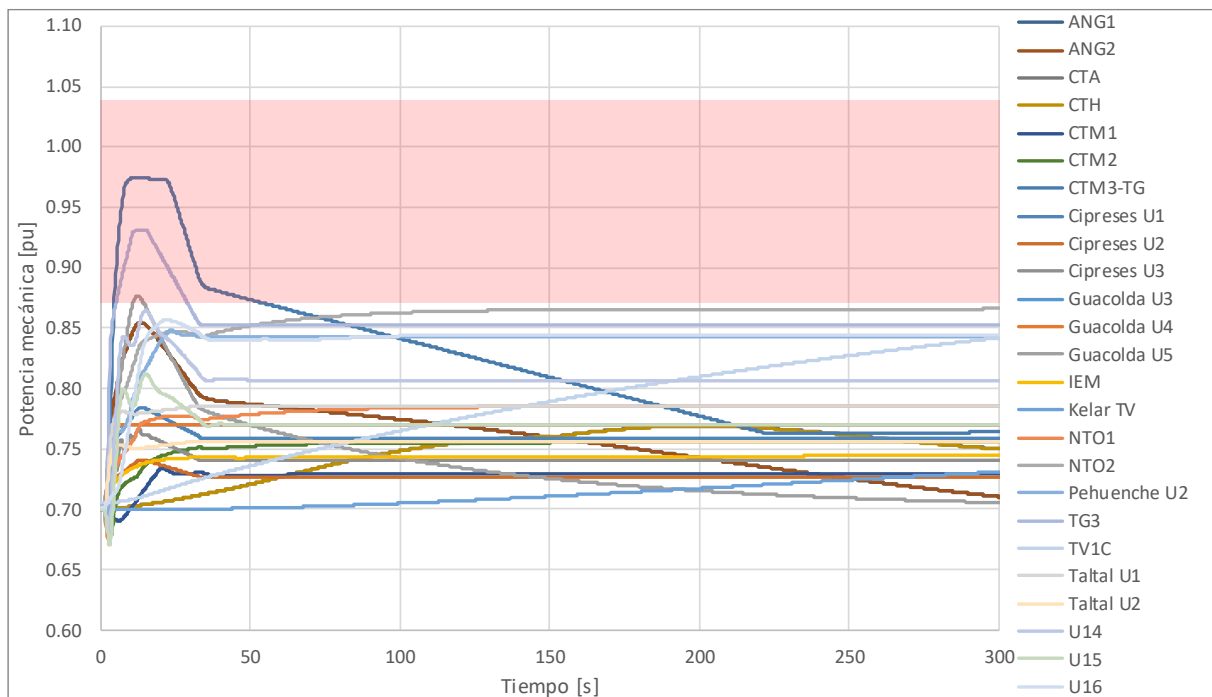


Gráfico 22. Respuesta de unidades en CPF por fuera de lo exigido en la NTSyCS.

Las unidades de las centrales El Toro, Rapel y CC GasAtacama presentaron aportes iguales o superiores al 110% de P_{max} .

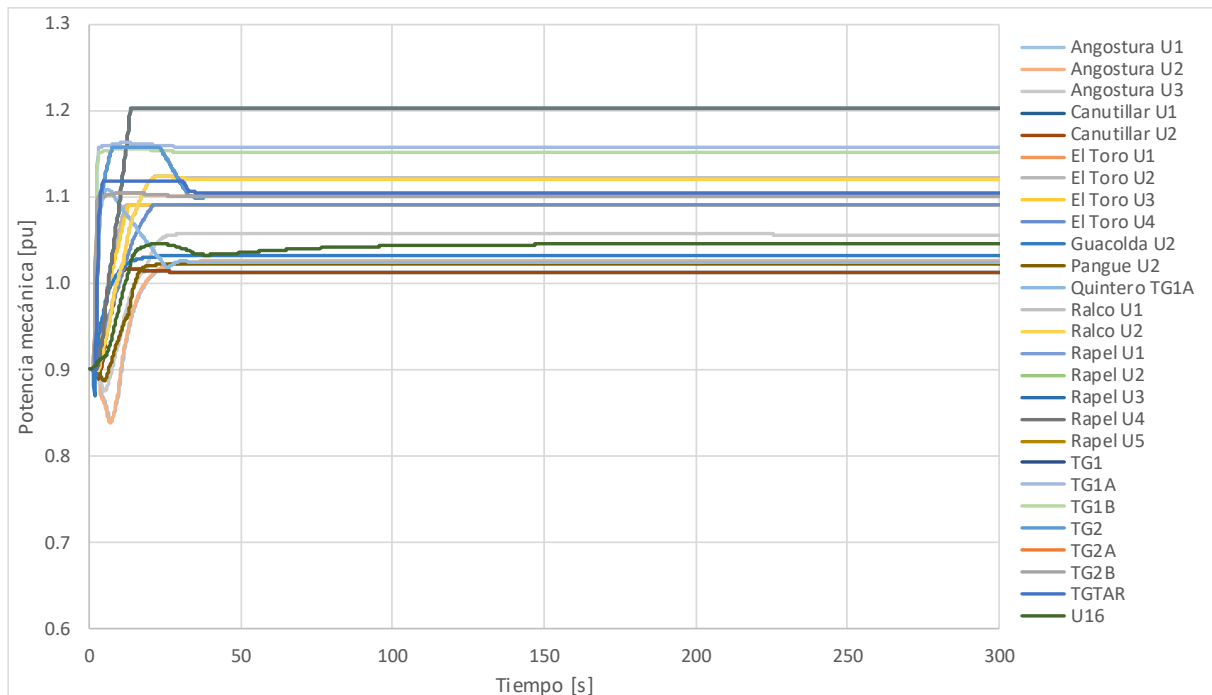


Gráfico 23. Respuesta de unidades en CPF igual o mayor al 100% de P_{max} .

En el Apéndice “4.3 Observaciones” se detalla para cada unidad las particularidades comentadas. Los aportes individuales se detallan en los siguientes gráficos, en valores por unidad de P_{max} .

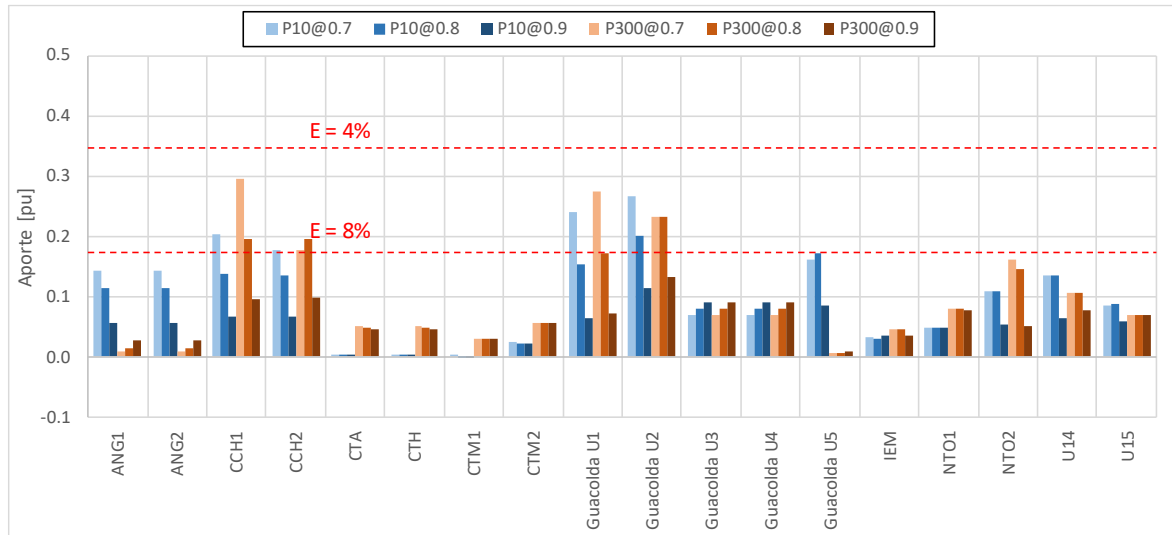


Gráfico 24. Aporte P10 y P300 (subir), unidades TV a carbón.

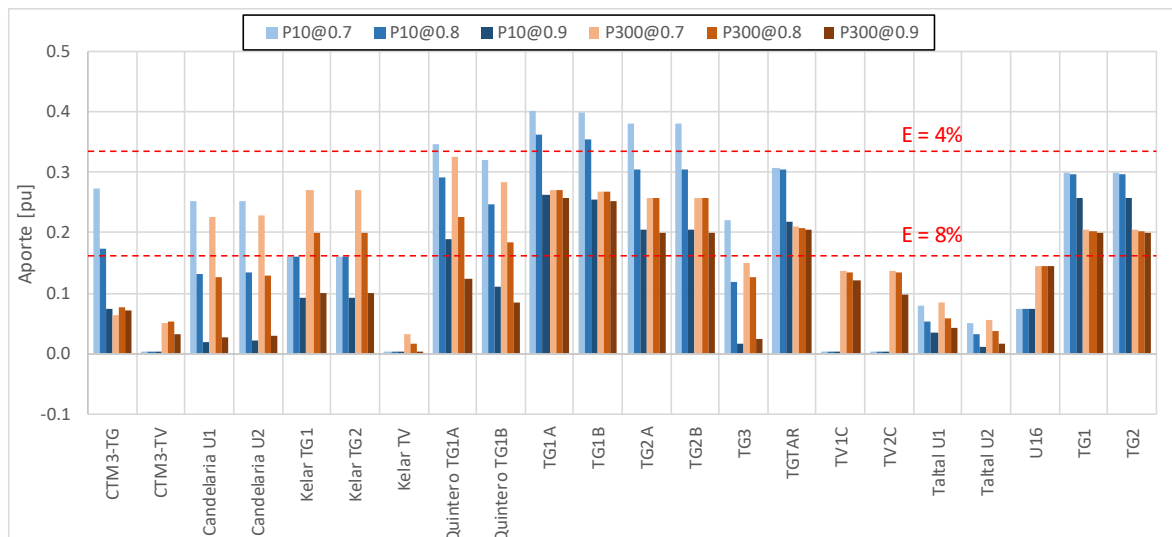


Gráfico 25. Aporte P10 y P300 (subir), unidades TG a gas.

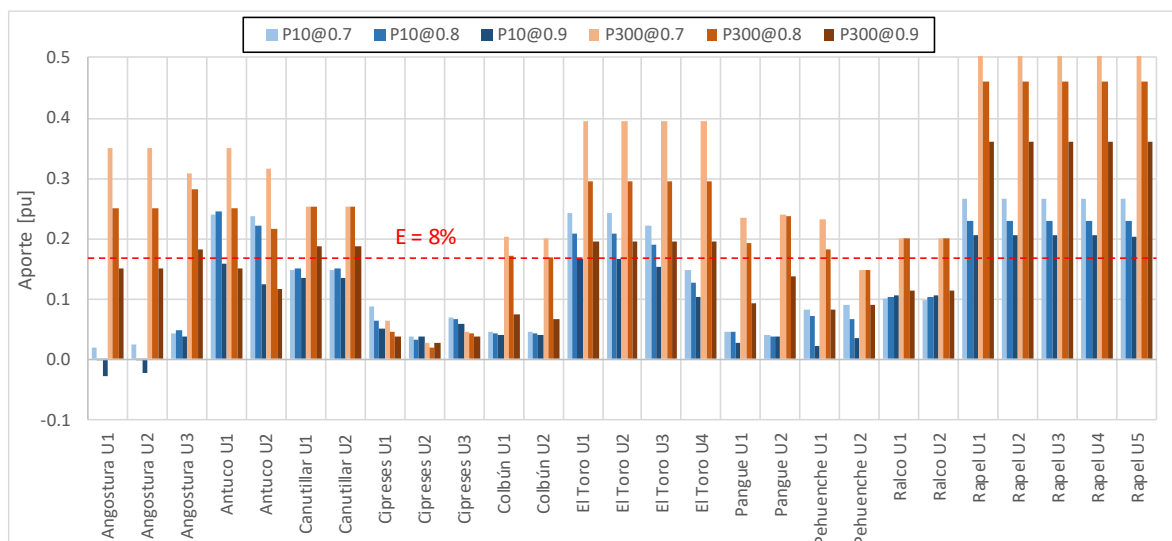


Gráfico 26. Aporte P10 y P300 (subir), unidades hidráulicas.

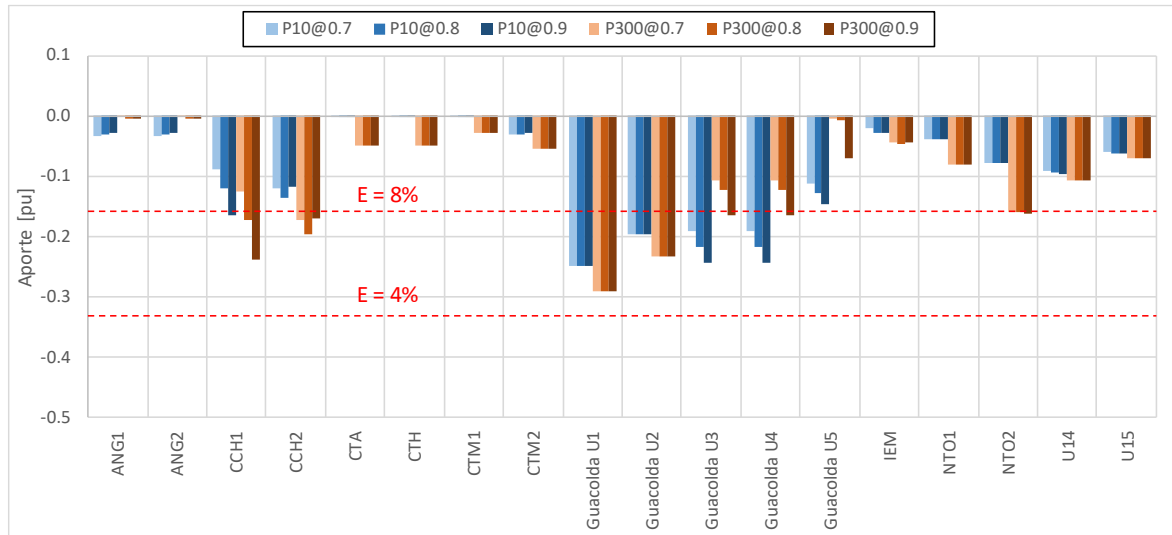


Gráfico 27. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades TV a carbón.

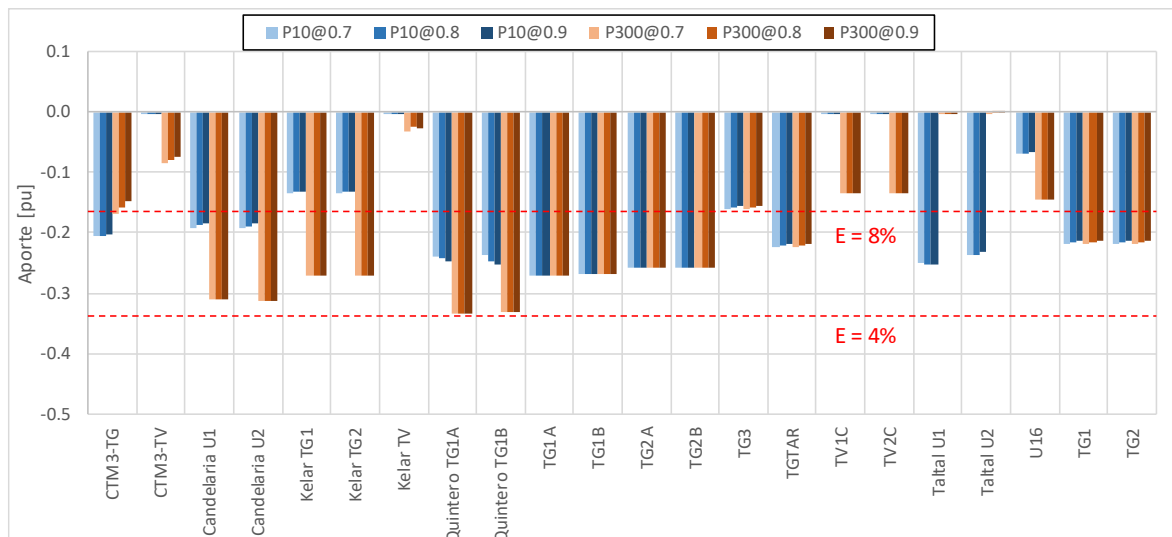


Gráfico 28. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades TG a gas

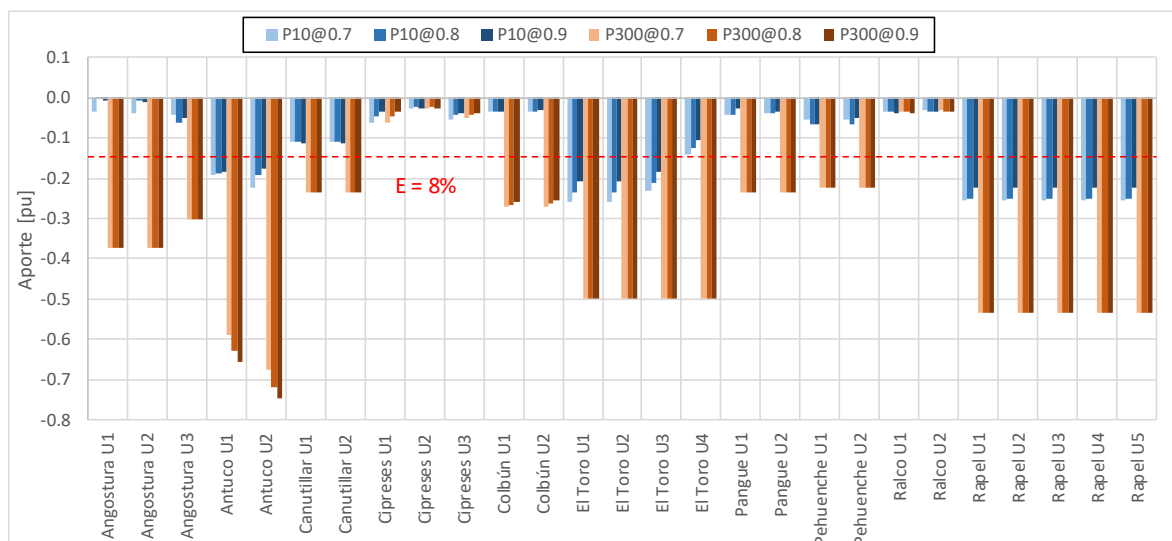


Gráfico 29. Aporte P10 y P300 (bajar), unidades hidráulicas

Respecto a la utilización del indicador P10 para determinar el aporte de una unidad determinada, se comenta que en casos de baja inercia sistémica donde el tiempo al nadir se encuentra por debajo de los 10 segundos resulta importante la forma transitoria en la cual la unidad alcanza dicha potencia. En efecto, si se comparan las respuestas de dos unidades con el mismo P10 pero distinta evolución transitoria se obtendrán resultados distintos en las simulaciones, en particular si la respuesta de la unidad se aleja de la esperada.

Para cuantificar este efecto, se definió la respuesta esperada tomando como referencia la señal de frecuencia aplicada y se le aplicó un filtro de primer orden con constante de tiempo de 6 segundos para unidades térmicas y 24 segundos para unidades hidráulicas, correspondientes a tiempos de establecimientos de 30 y 120 segundos respectivamente (Gráfico 30).

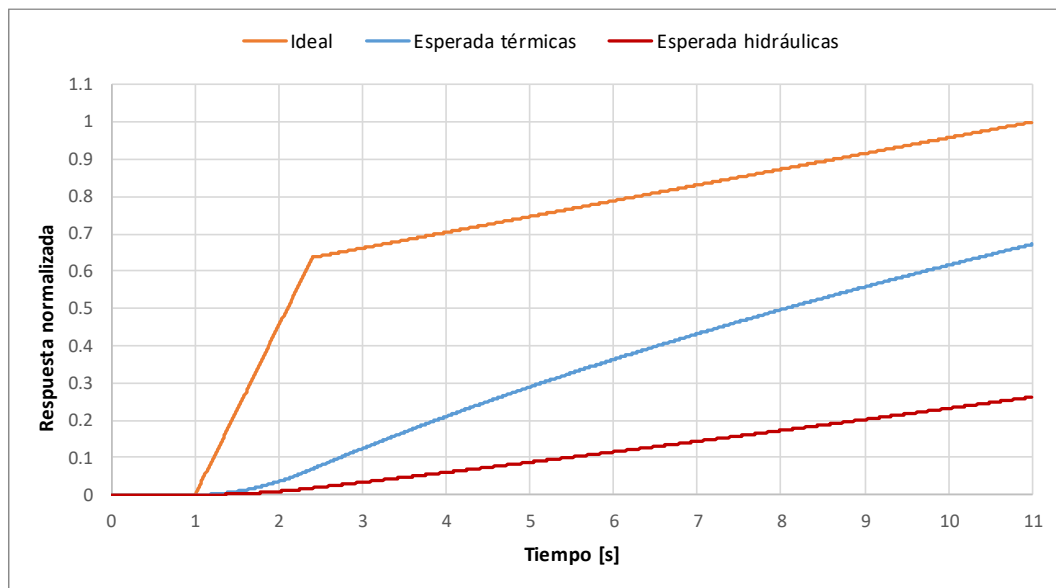


Gráfico 30. Respuestas de referencia definidas para unidades térmica e hidráulicas

De esta manera, si los aportes de una unidad se encuentran por debajo del esperado se aplicará un factor de corrección al aporte P10 que contemple este efecto. Este factor se calcula como:

$$k_{pef} = \min \left(1; \frac{E_{10}}{E_N} \right) P_{10}$$

Donde E_{10} es el área bajo la curva de aporte de la unidad durante los primeros 10 segundos y E_N el área bajo la curva de la respuesta esperada, que se determinó en $E_{NT} = 5,15$ para unidades térmicas y $E_{NH} = 4,52$ para unidades hidráulicas.

Por ejemplo, para la unidad turbogás del CC1 de GasAtacama TG1A, el factor será 1 ya que su respuesta presenta un tiempo de establecimiento superior al máximo exigido, teniendo una respuesta casi ideal y superior a la esperada:

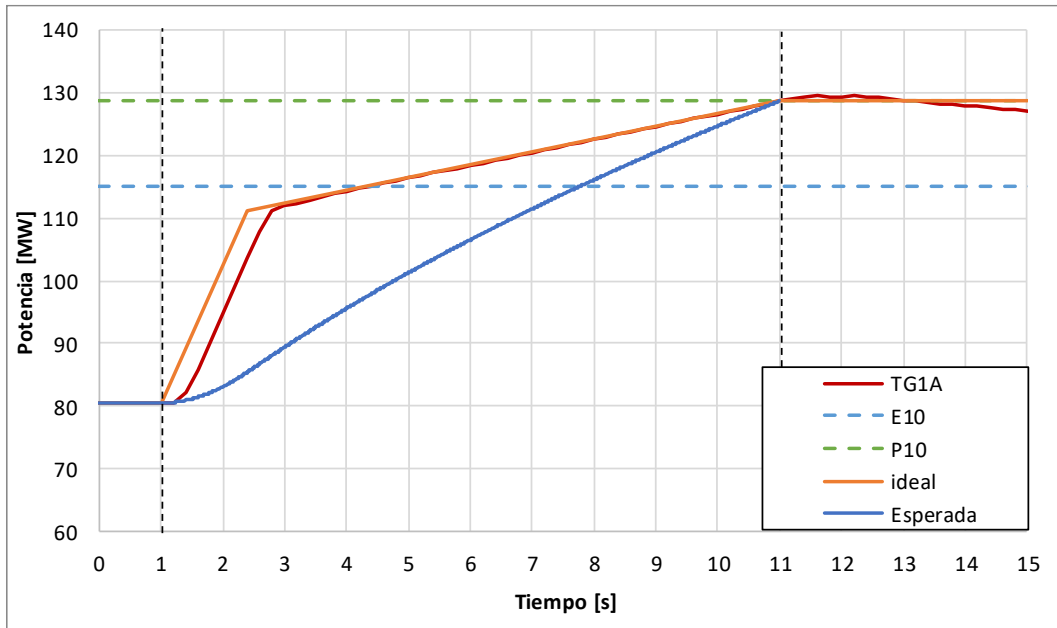


Gráfico 31. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad térmica (TG1A)

Para la unidad Tocopilla U16, en cambio, si bien se trata también de una unidad turbogás, su respuesta es inferior a la esperada durante el transitorio inicial (Gráfico 32), correspondiéndole un factor $k_{pef} = 0,67$ reduciendo su aporte P10 de 32,4 MW a 28,1 MW.

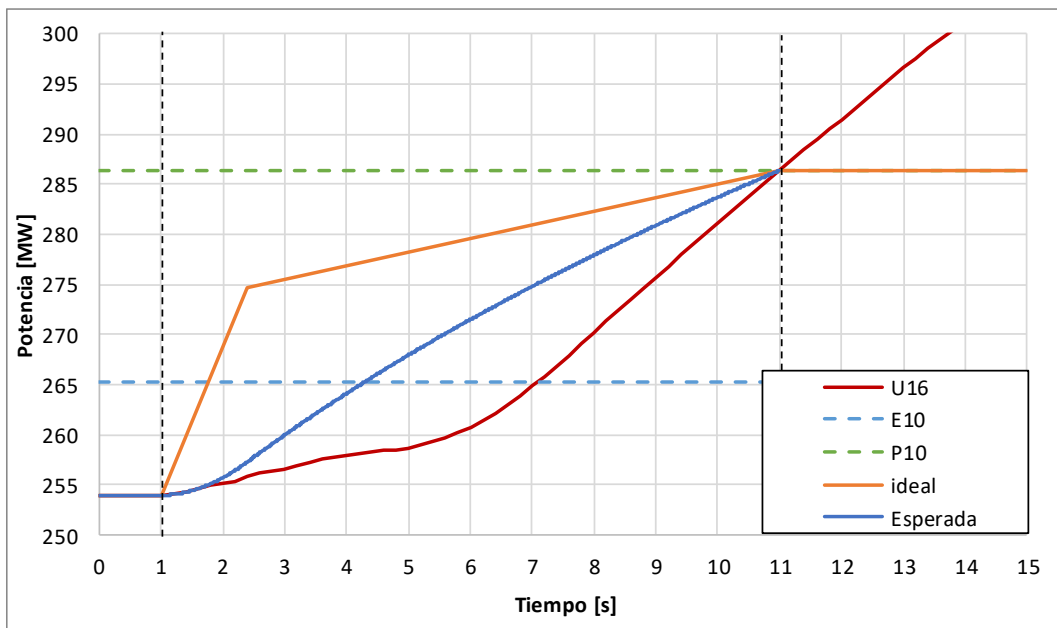


Gráfico 32. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad térmica (U16)

El caso de unidades hidráulicas también resulta variado, obteniéndose factores de 0,56 para la unidad Pangué U1 (Gráfico 33) y 1 para la unidad Cipreses U1 (Gráfico 34) incluso aun presentando la respuesta inicial inversa típica de las turbinas hidráulicas.

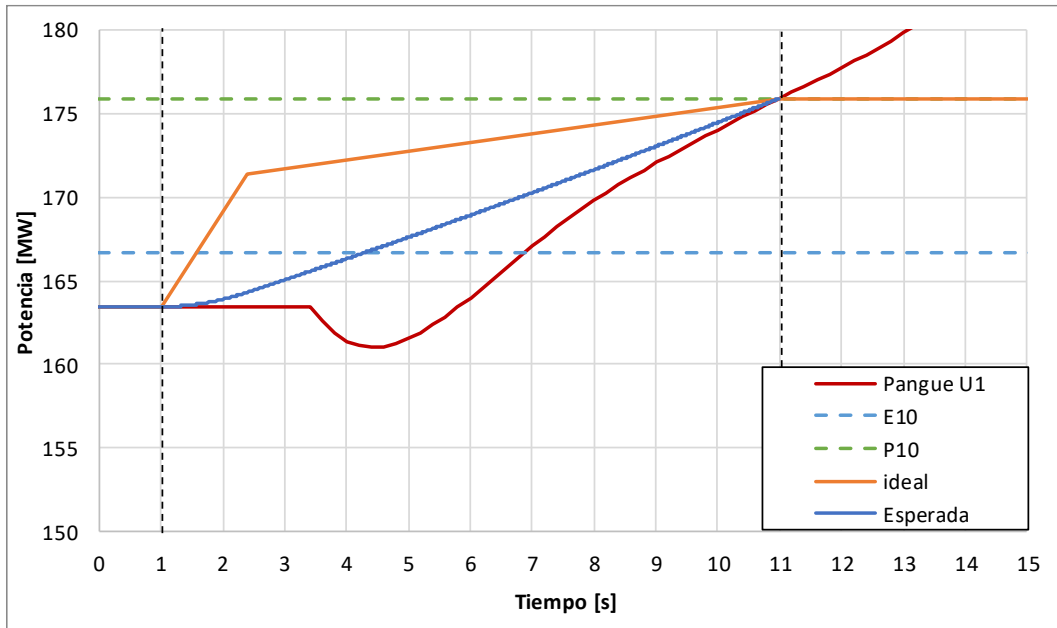


Gráfico 33. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad hidráulica (Pangue U1)

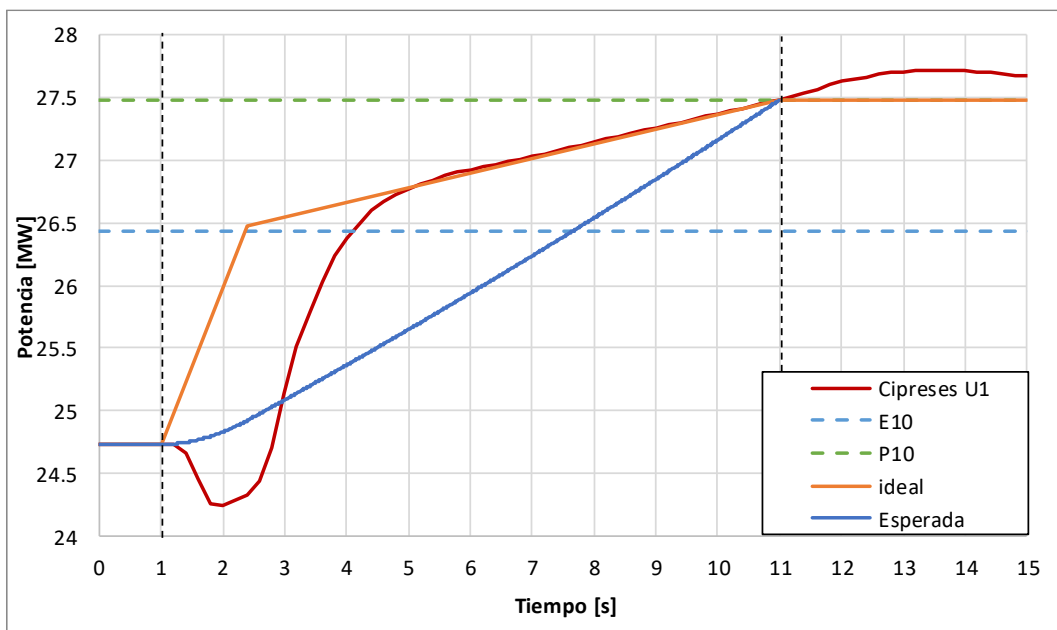


Gráfico 34. Comparación de aportes P10, E10, ideal y esperado para una unidad hidráulica (Cipreses U1)

Se presentan a continuación los aportes determinados para cada unidad y sus factores de efectividad:

Tabla 24. Aportes P10 y P300, turbinas a vapor (carbón).

Nombre	Tipo	Sgmn	Pn	Pmax	Pini	Pini	Subir [MW]		Bajar [MW]		kpef
		MVA	MW	MW	%	MW	P10	P300	P10	P300	
ANG1	Coal	330	280,5	276,9	70%	193,9	41,0	2,8	-9,6	-0,9	1,00
					80%	221,6	31,5	3,7	-8,8	-1,1	1,00
					90%	249,4	15,3	7,6	-8,1	-1,3	1,00
ANG2	Coal	330	280,5	281,3	70%	197,0	41,7	2,8	-9,7	-0,9	1,00
					80%	225,2	32,0	3,8	-9,0	-1,1	1,00
					90%	253,3	15,6	7,7	-8,3	-1,3	1,00
CCH1	Coal	330	280,5	274,9	70%	192,4	58,5	80,9	-25,1	-34,8	1,00
					80%	219,9	39,4	54,1	-34,2	-47,3	1,00
					90%	247,4	19,5	26,6	-47,3	-65,3	1,00
CCH2	Coal	330	280,5	274,8	70%	192,4	52,5	48,8	-34,2	-47,3	1,00
					80%	219,8	38,8	53,9	-38,8	-53,8	1,00
					90%	247,3	19,5	26,7	-33,6	-46,6	1,00
CTA	Coal	206,3	165,0	177,0	70%	123,9	0,5	8,9	-0,5	-8,6	0,86
					80%	141,6	0,4	8,6	-0,5	-8,6	0,86
					90%	159,3	0,4	8,3	-0,4	-8,6	0,86
CTH	Coal	206,3	165,0	177,5	70%	124,3	0,5	8,9	-0,5	-8,6	0,86
					80%	142,0	0,4	8,6	-0,5	-8,6	0,86
					90%	159,8	0,4	8,3	-0,4	-8,6	0,86
CTM1	Coal	176,5	150,0	161,8	70%	113,3	0,6	4,7	-0,9	-4,7	-2,35
					80%	129,5	0,5	4,7	-0,8	-4,7	-2,66
					90%	145,7	0,4	4,7	-0,7	-4,7	-3,03
CTM2	Coal	197,3	167,7	172,0	70%	120,4	4,4	9,6	-5,7	-9,6	0,64
					80%	137,6	4,3	9,6	-5,5	-9,6	0,63
					90%	154,8	4,1	9,6	-5,3	-9,6	0,61
Guacolda U1	Coal	176,5	150,0	154,2	70%	107,9	38,2	42,1	-39,0	-45,0	1,00
					80%	123,3	24,2	26,7	-39,1	-45,0	1,00
					90%	138,8	10,2	11,3	-39,1	-45,0	1,00
Guacolda U2	Coal	176,5	150,0	145,4	70%	101,8	40,9	33,8	-29,1	-33,8	1,00
					80%	116,3	30,3	33,7	-29,1	-33,8	1,00
					90%	130,9	17,2	19,2	-29,2	-33,8	1,00
Guacolda U3	Coal	178,82	152,0	153,9	70%	107,8	10,8	10,8	-29,4	-16,6	1,00
					80%	123,1	12,3	12,3	-33,5	-19,0	1,00
					90%	138,5	13,9	13,9	-37,7	-25,3	1,00
Guacolda U4	Coal	178,82	152,0	153,9	70%	107,7	10,8	10,8	-29,4	-16,6	1,00
					80%	123,1	12,3	12,3	-33,6	-19,0	1,00
					90%	138,5	13,8	13,8	-37,8	-25,3	1,00
Guacolda U5	Coal	181,177	154,0	156,2	70%	109,4	26,8	0,9	-17,5	-1,0	1,00
					80%	125,0	28,1	1,0	-20,0	-1,1	1,00
					90%	140,6	13,4	1,5	-22,6	-11,2	1,00
IEM	Coal	442	375,7	377,0	70%	263,9	13,0	17,0	-9,6	-0,9	1,00
					80%	301,6	12,3	17,2	-8,8	-1,1	1,00
					90%	339,3	13,9	13,8	-8,1	-1,3	1,00
NT01	Coal	156,5	133,0	140,6	70%	99,1	7,5	11,4	-9,7	-0,9	0,92
					81%	113,3	7,5	11,4	-9,0	-1,1	0,93
					91%	127,6	7,5	11,0	-8,3	-1,3	0,93
NT02	Coal	156,5	133,0	141,0	70%	99,4	16,3	22,7	-25,1	-34,8	1,00
					81%	113,7	16,3	20,4	-34,2	-47,3	1,00
					91%	128,0	7,6	7,1	-47,3	-65,3	1,00
U14	Coal	147,1	125,0	136,4	70%	95,5	18,6	14,6	-34,2	-47,3	1,00
					80%	109,1	18,6	14,6	-38,8	-53,8	1,00
					90%	122,8	8,9	10,5	-33,6	-46,6	1,00

Tabla 25. Aportes P10 y P300, turbinas a gas.

Nombre	Tipo	Sgmn	Pn	Pmax	Pini	Pini	Subir [MW]		Bajar [MW]		kpef
		MVA	MW	MW	%	MW	P10	P300	P10	P300	
CTM3-TG	Gas	185	157,3	163,4	70%	114,4	44,9	10,4	-33,8	-27,7	1,00
					80%	130,8	28,5	12,3	-33,4	-26,0	1,00
					90%	147,1	12,2	11,5	-33,0	-24,3	1,00
CTM3- TG+TV	Gas	185 111	157,3 94,4	163,4 82,0	74%	181,8	45,0	14,5	-33,9	-34,6	1,00
					82%	204,3	28,6	16,6	-33,4	-32,5	1,00
					92%	226,7	12,2	14,1	-33,1	-30,3	1,00
Candelaria U1	Gas	160	160,0	127,8	70%	89,6	33,8	29,0	-25,2	-39,7	1,00
					80%	102,5	16,4	16,2	-24,7	-39,8	1,00
					90%	115,3	2,2	3,4	-24,1	-39,8	1,00
Candelaria U2	Gas	160	160,0	127,5	70%	89,4	34,0	29,2	-25,2	-39,7	1,00
					80%	102,2	16,7	16,4	-24,7	-39,8	1,00
					90%	115,0	2,5	3,6	-24,1	-39,8	1,00
Kelar TG1	Gas	225	191,3	177,4	70%	124,2	32,6	48,1	-26,0	-48,1	0,78
					80%	141,9	32,3	35,5	-25,7	-48,1	0,78
					90%	159,6	16,4	17,8	-25,6	-48,1	1,00
Kelar TG2	Gas	225	191,3	177,4	70%	124,2	32,6	48,1	-26,0	-48,1	0,78
					80%	141,9	32,3	35,5	-25,7	-48,1	0,78
					90%	159,6	16,4	17,8	-25,6	-48,1	1,00
Kelar TG+0,5TV (1x1x1)	Gas	225 212,4	191,3 180,5	177,4 200,0	70%	264,2	32,6	54,3	-26,0	-54,3	0,78
					80%	301,9	32,3	39,0	-25,7	-53,0	0,78
					90%	339,6	16,4	18,0	-25,6	-53,2	1,00
Kelar 2TG+TV (2x2x1)	Gas	225 225 212,4	191,3 191,3 180,5	177,4 177,4 200,0	70%	388,3	65,2	102,5	-52,1	-102,5	0,78
					80%	443,8	64,6	74,5	-51,5	-101,1	0,78
					90%	499,3	32,8	35,8	-51,3	-101,4	1,00
Quintero TG1A	Gas	170,47	144,9	128,0	70%	89,6	46,2	41,6	-31,2	-42,8	1,00
					80%	102,4	37,7	28,8	-31,8	-42,8	1,00
					90%	115,2	23,7	16,0	-32,4	-42,8	1,00
Quintero TG1B	Gas	170,47	144,9	129,0	70%	90,3	42,7	36,5	-31,0	-42,8	1,00
					80%	103,2	31,2	23,6	-32,6	-42,8	1,00
					90%	116,1	13,8	10,7	-33,1	-42,8	1,00
Atacama CC1 TG1A (ciclo abierto)	Gas	165	132,0	115,0	70%	80,5	48,2	31,1	-31,2	-31,1	1,00
					80%	92,0	41,7	31,1	-31,2	-31,1	1,00
					90%	103,5	30,2	29,6	-31,2	-31,1	1,00
Atacama CC1 TG1B+0,5TV1C (1x1x1)	Gas	165 165	132,0 132,0	115,6 67,7	70%	128,7	48,4	40,3	-31,3	-40,2	1,00
					79%	145,7	41,4	40,3	-31,3	-40,2	1,00
					89%	162,7	29,8	37,2	-31,3	-40,2	1,00
Atacama CC2 TG2A (ciclo abierto)	Gas	165	132,0	121,0	70%	84,7	48,2	31,1	-31,2	-31,1	1,00
					80%	96,8	36,9	31,1	-31,2	-31,1	1,00
					90%	108,9	24,8	24,2	-31,2	-31,1	1,00
Atacama CC2 TG2B (1x1x1)	Gas	165 165	132,0 132,0	121,0 67,7	70%	134,3	48,4	40,3	-31,3	-40,2	1,00
					80%	152,1	37,1	40,2	-31,3	-40,2	1,00
					90%	170,0	24,9	30,9	-31,3	-40,2	1,00
TG3	Gas	45	38,3	36,4	70%	25,6	8,3	5,5	-5,8	-5,8	1,00
					80%	29,2	4,9	4,6	-5,7	-5,7	1,00
					90%	32,9	0,8	0,9	-5,6	-5,6	1,00



TGTAR	Gas	28	22,4	20,0	70%	14,0	6,4	4,2	-4,5	-4,5	1,00
					80%	16,0	6,3	4,2	-4,4	-4,4	1,00
					90%	18,0	4,4	4,1	-4,4	-4,4	1,00
Atacama CC1 TG1A+TG1B +TV1C (2x2x1)	Gas	165	132,0	115,0	70%	388,3	96,8	80,7	-62,6	-80,4	1,00
		165	132,0	115,6	79%	443,8	83,3	80,6	-62,6	-80,4	1,00
		165	132,0	135,3	89%	499,3	60,2	74,9	-62,6	-80,4	1,00
Atacama CC2 TG2A+TG2B +TV2C (2x2x1)	Gas	165	132,0	121,0	72%	264,9	96,8	80,7	-62,6	-80,4	1,00
		165	132,0	121,0	82%	300,0	78,5	80,5	-62,6	-80,4	1,00
		165	132,0	135,3	92%	335,1	54,8	66,6	-62,6	-80,4	1,00
Taltal U1	Gas	165	132,0	118,5	70%	82,9	9,4	10,1	-28,1	-0,4	1,00
					80%	94,8	6,0	6,9	-28,3	-0,2	1,00
					90%	106,6	4,0	4,9	-28,1	-0,1	1,00
Taltal U2	Gas	165	140,3	121,7	70%	85,2	6,1	6,9	-27,8	-0,2	1,00
					80%	97,4	3,7	4,6	-27,8	0,1	1,00
					90%	109,5	1,1	2,0	-27,3	0,1	1,00
U16	Gas	500	400,0	362,3	70%	254,0	32,4	52,0	-29,1	-52,1	0,67
					80%	290,3	32,4	52,0	-29,1	-52,1	0,67
					90%	326,7	31,8	52,0	-28,5	-52,1	0,68
TG1	Others	27,941	23,7	20,5	70%	14,4	6,4	4,2	-4,5	-4,5	1,00
					80%	16,4	6,3	4,2	-4,4	-4,4	1,00
					90%	18,5	5,3	4,1	-4,4	-4,4	1,00
TG2	Others	27,941	23,7	20,5	70%	14,4	6,4	4,2	-4,5	-4,5	1,00
					80%	16,4	6,3	4,2	-4,4	-4,4	1,00
					90%	18,5	5,3	4,1	-4,4	-4,4	1,00

Tabla 26. Aportes P10 y P300, turbinas hidráulicas.

Nombre	Tipo	Sgmn	Pn	Pmax	Pini	Pini	Subir [MW]		Subir [MW]		kpef
		MVA	MW	MW	%	MW	P10	P300	P10	P300	
Angostura U1	Hydro	150,5	135,5	138,8	70%	97,1	3,5	45,2	-6,3	-51,5	-0,02
					80%	111,0	-6,2	31,4	-1,3	-51,5	0,57
					90%	124,9	1,2	17,5	-2,4	-51,5	-6,21
Angostura U2	Hydro	150,5	135,5	138,8	70%	97,1	3,9	45,2	-6,8	-51,5	0,03
					80%	111,0	-5,7	31,4	-1,8	-51,5	0,68
					90%	124,9	2,0	17,5	-2,9	-51,5	-3,86
Angostura U3	Hydro	50,2	45,2	46,3	70%	32,4	2,0	14,0	-2,8	-14,0	0,68
					80%	37,0	1,7	11,9	-3,0	-14,0	0,66
					90%	41,7	2,4	7,2	-2,6	-14,0	0,17
Antuco U1	Hydro	160	152,0	160,0	70%	112,0	40,7	47,6	-32,7	-94,4	0,97
					80%	128,0	32,8	31,6	-31,9	-100,4	1,00
					90%	144,0	17,0	15,6	-31,1	-104,9	1,00
Antuco U2	Hydro	160	152,0	160,0	70%	112,0	40,1	42,5	-37,7	-108,4	0,95
					80%	128,0	27,9	26,5	-33,0	-114,9	1,00
					90%	144,0	12,0	10,5	-29,9	-119,4	1,00
Canutillar U1	Hydro	70	66,5	86,0	70%	60,2	13,5	20,2	-10,2	-20,2	0,83
					80%	68,8	12,9	18,3	-10,0	-20,2	0,84
					90%	77,4	9,8	9,7	-10,4	-20,2	0,89
Canutillar U2	Hydro	70	66,5	86,0	70%	60,2	13,5	20,2	-10,2	-20,2	0,83
					80%	68,8	12,9	18,3	-10,0	-20,2	0,84
					90%	77,4	9,8	9,7	-10,4	-20,2	0,89
Cipreses U1	Hydro	31	29,5	35,3	70%	24,7	2,7	2,1	-2,1	-2,1	1,00
					80%	28,3	2,2	1,6	-1,6	-1,6	1,00
					90%	31,8	1,7	1,2	-1,3	-1,3	1,00



Cipreses U2	Hydro	31	29,5	35,3	70%	24,7	1,3	0,9	-0,9	-0,9	1,00
					80%	28,3	1,7	1,2	-0,8	-0,8	1,00
					90%	31,8	1,2	0,9	-0,9	-0,9	1,00
Cipreses U3	Hydro	31	29,5	35,3	70%	24,7	2,1	1,4	-1,7	-1,7	1,00
					80%	28,3	2,0	1,4	-1,4	-1,4	1,00
					90%	31,8	1,9	1,3	-1,2	-1,3	1,00
Colbún U1	Hydro	220	209,0	231,2	70%	161,8	11,3	59,1	-8,6	-62,7	1,00
					80%	185,0	10,7	39,6	-8,2	-61,3	1,00
					90%	208,1	10,1	16,4	-7,9	-59,6	1,00
Colbún U2	Hydro	220	209,0	232,0	70%	162,4	11,2	59,0	-8,6	-62,7	1,00
					80%	185,6	10,7	38,9	-8,2	-61,2	1,00
					90%	208,8	10,1	15,7	-7,9	-59,5	1,00
El Toro U1	Hydro	105,263	100,0	112,5	70%	78,7	29,5	43,9	-31,5	-56,0	1,00
					80%	90,0	25,2	32,6	-28,9	-56,0	1,00
					90%	101,3	20,0	21,4	-25,6	-56,0	1,00
El Toro U2	Hydro	105,263	100,0	112,5	70%	78,7	29,5	43,9	-31,5	-56,0	1,00
					80%	90,0	25,2	32,6	-28,9	-56,0	1,00
					90%	101,3	20,0	21,4	-25,6	-56,0	1,00
El Toro U3	Hydro	105,263	100,0	112,5	70%	78,7	27,2	43,9	-28,4	-56,0	1,00
					80%	90,0	23,3	32,6	-25,9	-56,0	1,00
					90%	101,3	18,6	21,4	-22,8	-56,0	1,00
El Toro U4	Hydro	105,263	100,0	112,5	70%	78,7	18,2	43,9	-17,4	-56,0	0,98
					80%	90,0	15,7	32,6	-15,5	-56,0	0,97
					90%	101,3	12,8	21,4	-13,3	-56,0	0,97
Pangue U1	Hydro	240	228,0	233,5	70%	163,5	12,5	55,0	-11,2	-55,0	0,56
					80%	186,8	12,2	41,5	-10,9	-55,0	0,51
					90%	210,2	8,2	18,1	-7,3	-55,0	0,41
Pangue U2	Hydro	240	228,0	233,5	70%	163,5	11,5	55,0	-10,5	-55,0	0,51
					80%	186,8	10,9	51,7	-10,2	-55,0	0,45
					90%	210,2	11,7	28,3	-9,6	-55,0	0,41
Pehuenche U1	Hydro	290	275,5	285,0	70%	199,5	27,5	64,2	-17,8	-64,2	1,00
					80%	228,0	18,5	42,4	-21,4	-64,2	1,00
					90%	256,5	3,5	13,9	-21,6	-64,1	0,27
Pehuenche U2	Hydro	290	275,5	285,0	70%	199,5	26,6	40,8	-16,9	-63,9	1,00
					80%	228,0	19,0	40,6	-21,0	-64,2	1,00
					90%	256,5	7,5	15,7	-15,8	-64,1	0,90
Ralco U1	Hydro	402	381,9	345,0	70%	241,5	43,3	76,3	-11,4	-11,4	0,93
					80%	276,0	43,2	76,3	-12,3	-12,3	0,90
					90%	310,5	42,3	76,5	-12,8	-12,8	0,91
Ralco U2	Hydro	402	381,9	345,0	70%	241,5	42,7	76,3	-10,3	-10,3	0,91
					80%	276,0	42,5	76,3	-11,5	-11,5	0,88
					90%	310,5	41,9	76,3	-12,0	-12,0	0,90
Rapel U1	Hydro	76	72,2	75,6	70%	52,9	20,0	38,1	-21,3	-40,4	1,00
					80%	60,5	17,6	30,5	-20,5	-40,4	0,95
					90%	68,0	17,0	22,9	-18,6	-40,4	0,89
Rapel U2	Hydro	76	72,2	75,6	70%	52,9	20,0	38,1	-21,3	-40,4	1,00
					80%	60,5	17,6	30,5	-20,5	-40,4	0,95
					90%	68,0	17,0	22,9	-18,6	-40,4	0,89
Rapel U3	Hydro	76	72,2	75,6	70%	52,9	20,0	38,1	-21,3	-40,4	1,00
					80%	60,5	17,6	30,5	-20,5	-40,4	0,95
					90%	68,0	17,0	22,9	-18,6	-40,4	0,89
Rapel U4	Hydro	76	72,2	75,6	70%	52,9	20,0	38,1	-21,3	-40,4	1,00
					80%	60,5	17,6	30,5	-20,5	-40,4	0,95
					90%	68,0	17,0	22,9	-18,6	-40,4	0,89
Rapel U5	Hydro	76	72,2	75,6	70%	52,9	20,0	38,1	-21,3	-40,4	1,00
					80%	60,5	17,6	30,5	-20,5	-40,4	0,96
					90%	68,0	17,0	22,9	-18,6	-40,4	0,89

5.1.3. Actividad 2.1.c: Determinación de reserva conjunta para CRF y CPF

Esta actividad consiste en determinar el monto de reserva para CRF en conjunto con las reservas del CPF para:

- a) evitar la inestabilidad del SEN ante las desviaciones de la frecuencia nominal,
- b) limitar la excursión de frecuencia a los rangos establecidos en la normativa vigente y
- c) evitar que se supere el límite de tasa de cambio de frecuencia de 0,5 Hz/s.

Para cumplir con lo anterior, se determinó el nivel de reserva requerido por Etapa y área del SEN.

a) Metodología

a.1) Escenarios específicos

Se consideran entre los escenarios operacionales a evaluar, escenarios extremos de alta reducción de inercia sistémica, como escenarios de alta penetración de energía renovable con recursos primarios variables, como la eólica y la solar fotovoltaica, y baja demanda, entre otros. Para ello, a partir de los escenarios base definidos en la Actividad 1 (ver Sección 4.3) se generaron escenarios específicos de estudio que contemplan condiciones de operación realistas que resulten técnicamente más exigentes que las extraídas del despacho económico.

Los escenarios específicos consideraron diversas condiciones de transferencias de potencia por los siguientes tramos del sistema de transmisión que interconectan las principales zonas del SEN:

- Los Changos – Cumbre 2x500kV que establece la interconexión entre las zonas Norte Grande y Norte Chico.
- Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500kV que se constituye como el nexo entre el Norte Chico y la región Centro-Sur.
- Ancoa – Alto Jahuel 4x500kV que representa el vínculo principal entre la zona sur con la región metropolitana.

Para modificar las transferencias de potencia por los tramos antes mencionados, en los escenarios específicos se adecuó el despacho de generación para el nivel de demanda correspondiente, buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de frecuencia y reservas de potencia activa. Estos escenarios contemplaron:

- Hidrologías seca y húmeda,
- Distintas condiciones de generación renovable de manera de recrear condiciones con transferencias en ambos sentidos y acorde con las variaciones horarias de generación de los parques eólicos y solares:
 - máxima disponibilidad de generación renovable (eólica y solar),
 - disponibilidad intermedia (sólo solar o eólica), y
 - disponibilidad mínima (por ejemplo, durante la noche).

En la elaboración de los escenarios específicos de operación se tuvieron en cuenta los límites de transferencia por el sistema de transmisión extraídos del ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN elaborado por el Coordinador en diciembre de 2019 y resumidos en la Tabla 27.

Tabla 27. Límites de transferencia por el sistema de transmisión.

Tramo		Límite	
Nombre	Líneas	S/E Medida	Valor (MW)
Charrúa - Ancoa 500 kV	Charrúa - Ancoa 500 kV L3	Charrúa	1940
	Charrúa - Entre Ríos 500 kV L2		
	Charrúa - Entre Ríos 500 kV L1		
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L1	Ancoa	2765*
	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2		
	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3		
	Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L4		
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV**	C1 y C2	Ambos	Norte→Sur: 2015 Sur→Norte: 2060
Changos – Cumbre 500 kV	C1 y C2	Ambos	Norte→Sur: 1375 Sur→Norte: 1910
Los Changos - Kimal 500 kV	C1 y C2	Ambos	1500***

(*) En los casos de los tramos Charrúa – al Norte (incluido Charrúa – Entre Ríos 220 kV) y Ancoa – Alto Jahuel 500 kV se alcanzaron transferencias en el sentido Sur→Norte del orden de 2200 y 2765 MW, respectivamente, sin presentar problemas de estabilidad.

(**) Posterior a Obras de compensación y Transformación

(***) De acuerdo a la planilla ""Proyectos_en_Gestion_de_Conexion_CNE_200.01.15"" proporcionada por el Coordinador."

En los escenarios específicos de operación se consideraron inicialmente los niveles de reservas para CRF y CPF establecidos en el último Informe de SSCC del Coordinador. Luego, se generaron escenarios específicos adicionales despachando las unidades generadoras de modo de considerar distintos márgenes de reserva, de acuerdo con los requerimientos del sistema.

Los escenarios con transferencias máximas de potencia entre áreas se utilizaron para definir los requerimientos de reservas por áreas en los casos en los que se identifique que un déficit de generación deba ser compensado por reservas locales debido a la imposibilidad de aumentar la importación de potencia desde otras áreas.

La definición de zonas de reserva permite mejorar la capacidad de entrega de las reservas al garantizar que las mismas estén suficientemente dispersas en la red para considerar las limitaciones del sistema de transmisión¹⁰. Por ejemplo, en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas de 2017 las zonas de reserva corresponden a las áreas Norte/Sur, referidas a la SE Nogales. Sin embargo, en la última versión de dicho estudio no se encontró la necesidad de establecer requerimientos de reserva para CRF y CPF por área.

a.2) Reservas para compensar desconexiones de demanda o generación

Se determinó el nivel de reserva necesario para soportar los eventos de referencia entendidos como aquellos de desconexión de instalaciones que signifiquen la mayor pérdida de generación o inyección y la mayor pérdida de demanda. Para estos efectos, entre las evaluaciones realizadas se consideraron fallas de severidad 5 (Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño) definidas en la NTSyCS.

Las reservas para CPF ante contingencias se calcularon como las necesarias para que el evento de desconexión de instalaciones que signifique la mayor pérdida de generación, inyección o

¹⁰ M. Henderson, P. Wong, and J. Platts, "Power System Planning Process and Issues", in Proc. of IEEE PES General Meeting, Jul. 2009.

demanda no deberá activar los esquemas EDAC, EDAG o ERAG.

En el caso de contingencias de generación en el sistema, la reserva para CPF se estimó en función de que la contingencia de la unidad más grande del SEN no provoque una excursión de frecuencia que disminuya más allá del primer escalón de EDAC (48,9 Hz) y que post-contingencia la frecuencia de restablecimiento sea superior al admitido por el la Artículo 5-25 de la NTSyCS (49,3 Hz).

La metodología propuesta se basa en que

- La inercia sistémica influye sobre la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) y del valor mínimo de la frecuencia luego de una desconexión de generación; y que
- el CPF influye tanto en el valor mínimo de la frecuencia luego de la desconexión como en el desvío de la frecuencia en estado estacionario.

Luego, se determinaron las siguientes dos componentes de reserva para CPF ($RCPF$):

- $RCPF_{10}$: reserva para CPF que es entregada 10 s luego de la contingencia y cuyo efecto se combina con el de la inercia sistémica y el de la dependencia de la carga con la frecuencia para limitar el máximo desvío transitorio de la frecuencia;
- $RCPF_{300}$: reserva para CPF que es entregada 300 s luego de la contingencia y cuyo principal efecto es limitar el desvío de la frecuencia en estado estacionario;

Análisis de estabilidad

Se realizó un análisis del comportamiento dinámico del SEN para las contingencias y escenarios más críticos, evaluando que los montos de reserva determinados verifiquen el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio normativos, y que no se produzcan desconexiones de generación por inestabilidad angular.

Antecedentes

En el último Estudio CFyDR del Coordinador se concluye que, aun considerando condiciones más favorables de los recursos de CF, la inercia requerida para evitar la acción del EDAC es relativamente alta, considerando el nivel de generación convencional asociado. Mantener en todo instante dicho nivel equivalente de generación convencional puede traducirse en un incremento significativo de los costos de operación, pues conlleva forzar el despacho de una cantidad importante de unidades convencionales.

a.2.1) Requerimientos de inercia y de $RCPF_{10}$

Se determinó el nivel mínimo de Inercia requerido para una operación segura del SEN en su conjunto y en las áreas de éste, de manera de limitar la excursión de frecuencia a los rangos establecidos en la normativa vigente y verificar que no se supere el límite de tasa de cambio de frecuencia de hasta 0,5 Hz/s medida durante un período de tiempo de 500 ms.

Análisis sistémico

Se realizó un análisis paramétrico para determinar la reserva para CPF necesaria 10 s luego de una desconexión de demanda o generación, en función de la inercia del sistema. El objetivo fue determinar cuánta inercia adicional requiere el sistema para un dado valor de $RCPF_{10}$.

Para ello, se realizaron simulaciones dinámicas conectando un generador sincrónico ficticio en la barra del sistema de transmisión en la que inyecta su potencia el generador con mayor despacho del SEN, como se ilustra en el Gráfico 35. El generador ficticio no tiene máquina primaria ni regulador de tensión y se despachó con potencias activa y reactiva nulas en estado estacionario. La constante de inercia de dicho generador se fijó en un valor unitario ($H = 1$ s) y se varió la potencia

aparente nominal del mismo de acuerdo al procedimiento que se explica más abajo.

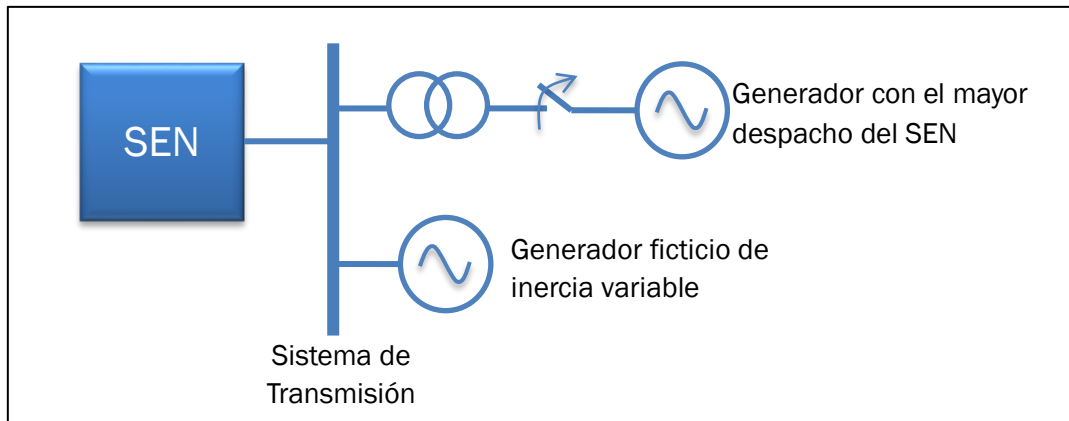


Gráfico 35. Sistema para determinar la inercia mínima adicional en función de la $RCPF_{10}$.

Los pasos a seguidos fueron los siguientes:

1. Las condiciones iniciales:
 - a. el escenario específico de menor inercia sistémica
 - b. el valor de $RCPF_{10}$ es determinado en el último Informe de SSCC del Coordinador (215 MW).
 - c. La reserva para CRF es nula.
2. Se simula durante unos 20 segundos la desconexión del generador de mayor despacho y se registra el mínimo valor de frecuencia alcanzado.
 - a. Si el valor mínimo de frecuencia del SEN es mayor al mínimo valor admisible
 - i. se determina que la inercia adicional necesaria para dicho nivel de $RCPF_{10}$ es nula.
 - ii. se reduce la $RCPF_{10}$ en un monto preestablecido (por ejemplo, un 5% del valor original, es decir en 10,75 MW), y se repite la simulación.
 - b. Si el valor mínimo de frecuencia del SEN es menor al mínimo valor admisible, se aumenta la inercia del generador ficticio hasta que la frecuencia mínima del sistema luego de la desconexión de generación sea igual o mayor al mínimo valor admitido.
3. Se grafican los valores de mínima inercia sistémica en función de la $RCPF_{10}$ y se analiza la viabilidad técnico-económica de aumentar la inercia sistémica a través del despacho forzado de generación para reducir la $RCPF_{10}$:
 - a. Si se requiriera un aumento relativamente alto de la inercia sistémica para reducir sustancialmente la $RCPF_{10}$:
 - i. se concluirá que no sería económicamente eficiente aumentar la inercia del sistema para limitar el valor mínimo de frecuencia, y
 - ii. se reportará el mínimo valor de $RCPF_{10}$ para limitar el mínimo valor de frecuencia en el caso más crítico.
 - iii. se verificará que el valor mínimo de $RCPF_{10}$ permite cumplir con las exigencias de la NTSyCS en el resto de los escenarios de estudio.
 - b. Si un aumento relativamente bajo de la inercia sistémica permitiera reducir sustancialmente la $RCPF_{10}$ se recomendará realizar un análisis económico de optimización del despacho para determinar la conveniencia de adoptar dicha estrategia desde el punto de vista económico. Es decir, comparar los sobrecostos de la generación forzadas con los de tener reservas adicionales. Dicho análisis se

encuentra fuera del alcance de la presente Consultoría.

La metodología arriba propuesta se basa en la experiencia de otros sistemas en los que se analiza el efecto combinado de la inercia sistémica y del CRF y del CPF sobre el nadir de frecuencia utilizando un modelo simplificado del sistema del Sur de Australia (AESO)¹¹.

El procedimiento anterior se aplica separadamente para las desconexiones de demanda y de generación para determinar los requerimientos de reserva para subir (subfrecuencia) y para bajar (sobrefrecuencias).

a.2.2) Determinación de reservas para CRF

Se realizó un análisis de sensibilidad repitiendo el proceso anterior, pero considerando en servicio y participando del CRF aquellas instalaciones que técnicamente puedan prestar dicho servicio. El cálculo se realiza considerando valores de reserva para CRF 2 y 3 veces el existente para determinar en qué medida el CRF podría contribuir a eliminar potenciales restricciones de mínima inercia y reducir la $RCPF_{10}$.

En el Informe de SSSC de 2019 del Coordinador no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el CRF para la operación esperada entre los años 2020 a 2023. Se observa que en escenarios de baja inercia el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima luego de la desconexión de la unidad generadora más grande del sistema (severidad 5), es del orden de 8 segundos. Este tiempo es superior al Tiempo Total de Activación exigido para el CRF (1 segundo) y puede ser cubierto por el CPF, que debe activarse en 10 segundos.

a.2.3) Determinación de $RCPF_{300}$

Para los valores de inercia, $RCPF_{10}$ y de reservas para CRF antes determinados se determina el valor de $RCPF_{300}$ como sigue:

1. Se toma como partida el escenario de menor inercia sistema y se asume inicialmente
$$RCPF_{300} = RCPF_{10}$$
2. Se simula la contingencia de Severidad 5 más crítica un tiempo total que permita que el sistema alcance el estado estacionario (por ejemplo, 120 s) y
3. Se registra el desvío de frecuencia en estado estacionario:
 - a. Si el desvío de frecuencia en estado estacionario se encuentra fuera del valor admisible ($50 \pm 0,7$ Hz) se aumenta el valor de $RCPF_{300}$ en valores discretos y se repite la simulación.
 - b. Si el desvío de frecuencia en estado estacionario se encuentra dentro del valor admisible ($50 \pm 0,7$ Hz) se reporta el valor de $RCPF_{300}$.
4. El valor de $RCPF_{300}$ se verifica en el resto de los escenarios y se aumenta repitiendo el proceso anterior en caso de ser necesario.

El procedimiento anterior se aplica separadamente para las desconexiones de demanda y de generación para determinar los requerimientos de reserva para subir (subfrecuencia) y para bajar (sobrefrecuencias).

a.2.4) Análisis por área

Para determinar los posibles requerimientos de mínima inercia y mínima $RCPF$ por área del sistema se realizaron simulaciones dinámicas de desconexiones por un lado del mayor consumo

¹¹ GE Energy Consulting, "Technology Capabilities for Fast Frequency Response", Prepared for: Australian Energy Market Operator, Mar. 2017.

de demanda y por el otro del generador con mayor despacho en cada área del sistema.

Se verificó que el SEN resulte transitoriamente estable y que la evolución temporal de la frecuencia se encuentre dentro de los valores establecidos en la NTSyCS.

Las simulaciones se realizaron en el escenario de mínima inercia y mínima reserva para CPF (idealmente nula) en el área de estudio considerando las $RCPF_{10}$ y $RCPF_{300}$ determinadas anteriormente desde el punto de vista sistémico.

En los casos donde se detectó la violación de alguno de los límites admisibles se evaluó la adopción de algunas de las siguientes medidas:

- a) Modificar parámetros de control de frecuencia de las unidades de generación y sistemas de almacenamiento de energía relevantes, dentro de lo permitido por la NTSyCS;
- b) Modificar la asignación de reservas a las centrales de generación y áreas del sistema;
- c) Aumentar las reservas para CRF y/o CPF.
- d) Definir una inercia mínima en el sistema en su conjunto o en un área del mismo.

a.2.5) Despacho de generación

Los escenarios base del estudio no consideraron los requerimientos de reserva. Luego, la metodología para modificar el despacho de generación de modo de alcanzar con un nivel de reserva rodante manteniendo constante la demanda total del sistema fue la siguiente:

1. Definir el conjunto de unidades de generación seleccionadas para participar del CPF de acuerdo al criterio preestablecido:
 - a. En los análisis sistémicos inicialmente se considera las reservas distribuidas en todo el SEN,
 - b. En los análisis por área se consideran distribuciones adicionales en las que las reservas se maximizan o minimizan en cada área, de a un área por vez.
2. Deshabilitar el control de potencia/frecuencia (e.g. fijando el estatismo en un valor muy alto) pero dejando en servicio el modelo de la máquina primaria de los generadores que no participan del CPF
3. Reducir el despacho de generación de las unidades que participan del CPF hasta alcanzar el nivel de reserva, y aumentar en un monto equivalente el despacho de las unidades que no participan del CPF
4. Si no es posible reducir el despacho de las unidades que participan del CPF porque las unidades que no participan del CPF alcanzan su despacho máximo: poner en servicio unidades de generación de acuerdo al orden de mérito y volver al paso anterior.

a.3) Sensibilidad ante el aumento de inercia

Para determinar la sensibilidad del requerimiento de reservas de CPF ante el aumento de inercia del sistema para mantener la frecuencia dentro de los límites admisibles luego de una desconexión de generación se realizaron simulaciones conectando al SEN un generador ficticio de inercia variable despachado en 0 MW y 0 MVar, cuyos controles mantienen la potencia reactiva en un valor nulo y la potencia activa proporcional a la derivada de la frecuencia y a la inercia.

Para ello, se generaron los casos específicos de análisis denominados B21g_E_1_XX_HYY_RZ correspondientes al caso base B21g (caso más crítico de inercia y penetración renovable) en los cuales:

- XX indica la unidad disparada durante la simulación, SM: Santa María, SI: San Isidro (TG+TV), U16: ciclo combinado Tocopilla U16.

- YY indica la inercia sistémica inicial aproximada, demostrando los incrementos de inercia introducidos.
- Z indica la selección de reserva del caso, de 1 a 5 (menor a mayor reserva).

Los resultados se ilustran para los casos H30, H40, H50 y H60 para distintos niveles de reserva CPF desde el Gráfico 36 al Gráfico 44 para el disparo de la unidad Santa María. Gráficos similares se obtienen para los casos del ciclo combinado San Isidro, Tocopilla U16 y Ralco U1.

Para los casos de igual inercia sistémica, se observa una misma pendiente inicial, seguido de la separación de la progresión de la frecuencia de acuerdo a la reserva de CPF despachada. A medida que se incremente el monto de CPF, aumenta el valor de la frecuencia mínima y la frecuencia final. El tiempo al nadir disminuye, con valores en el rango de 10 a 20 segundos para inercias entre 30 y 60 GWs.

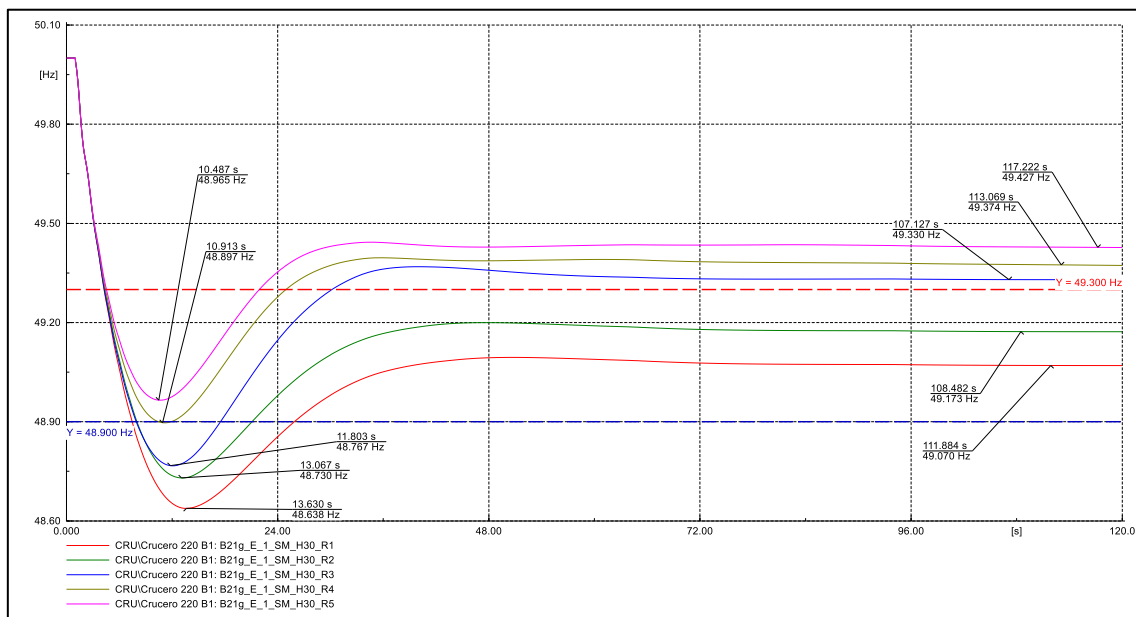


Gráfico 36. Disparo de la unidad Santa María, caso H30 para distintas reservas

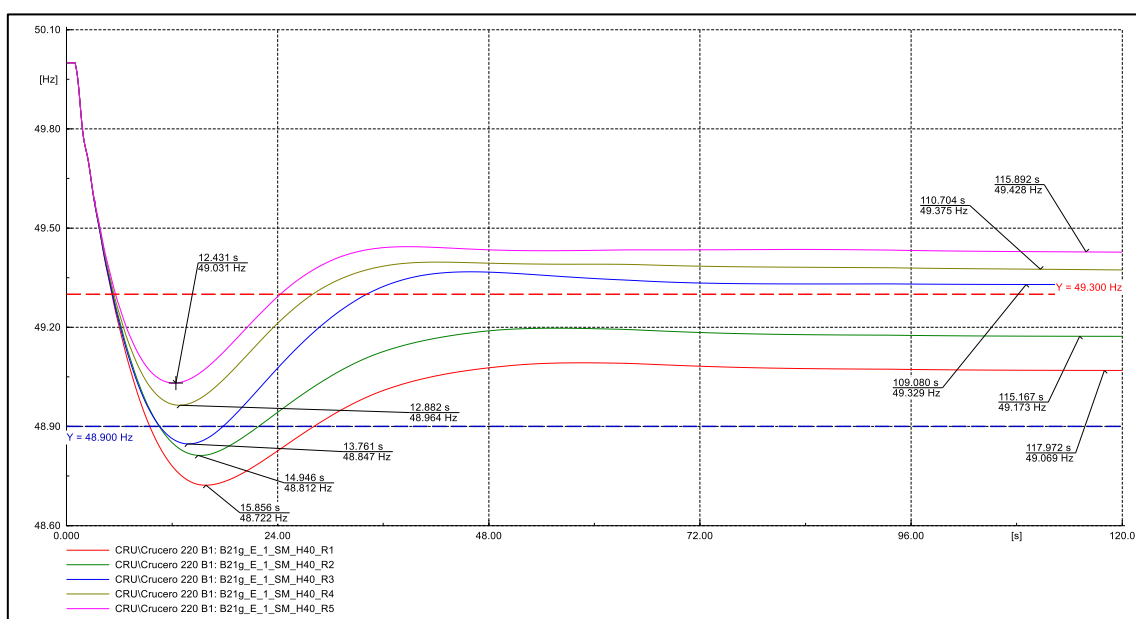


Gráfico 37. Disparo de la unidad Santa María, caso H40 para distintas reservas

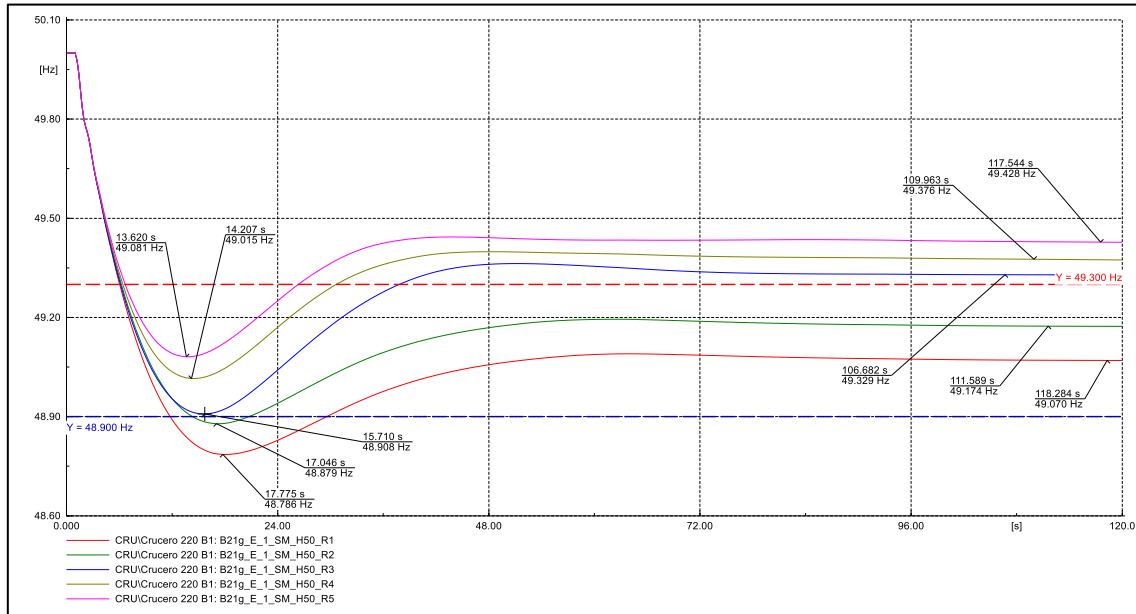


Gráfico 38. Disparo de la unidad Santa María, caso H50 para distintas reservas

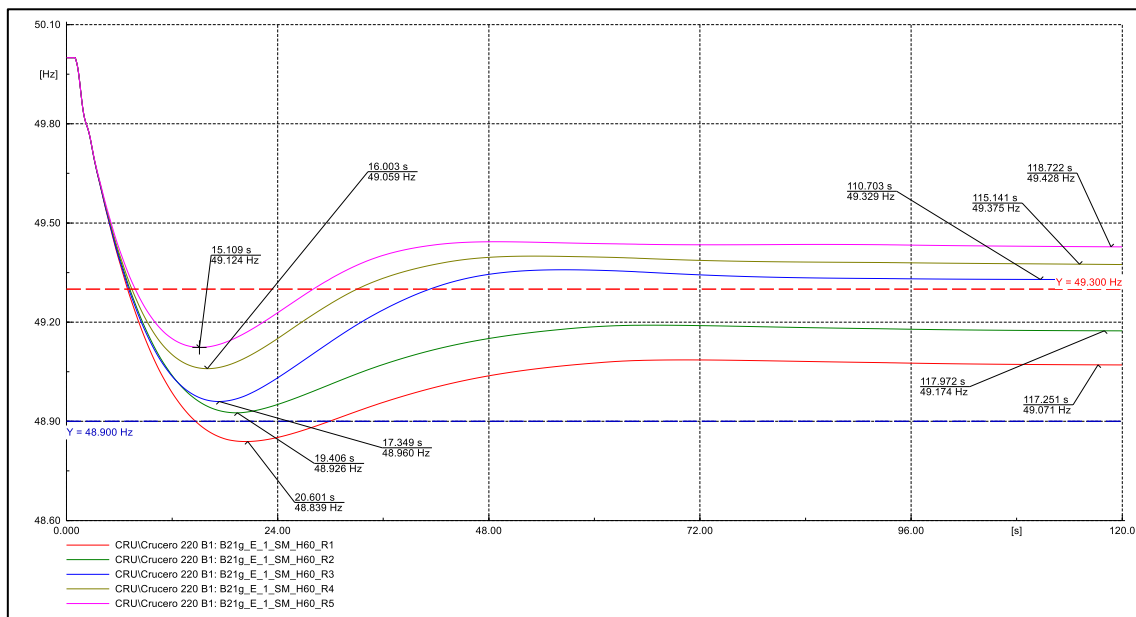


Gráfico 39. Disparo de la unidad Santa María, caso H60 para distintas reservas

Para los casos de igual reserva, se observa una pendiente inicial diferenciada por la inercia, manteniéndose el valor final de la frecuencia, la cual depende de la reserva de CPF despachada. A medida que se incremente la inercia sistémica, aumenta el valor de la frecuencia mínima y el tiempo al nadir, con valores en el rango de 11 a 20 segundos para inercias entre 30 y 60 GWs.

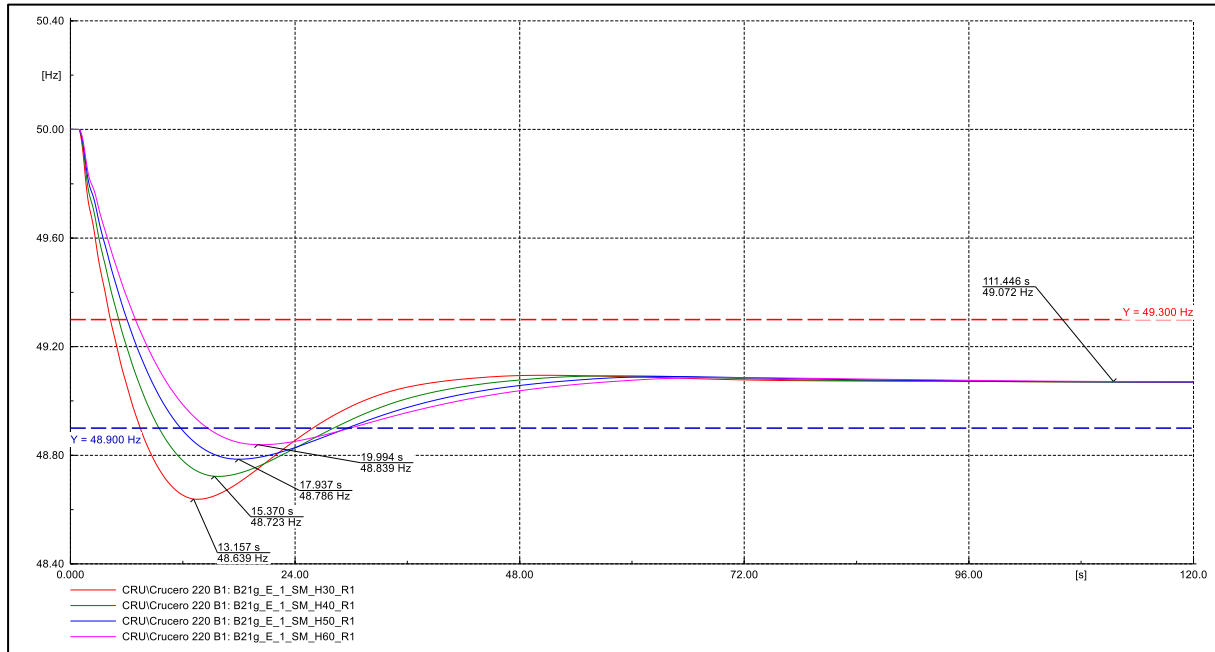


Gráfico 40. Disparo de la unidad Santa María, caso R1 para distintas inercias

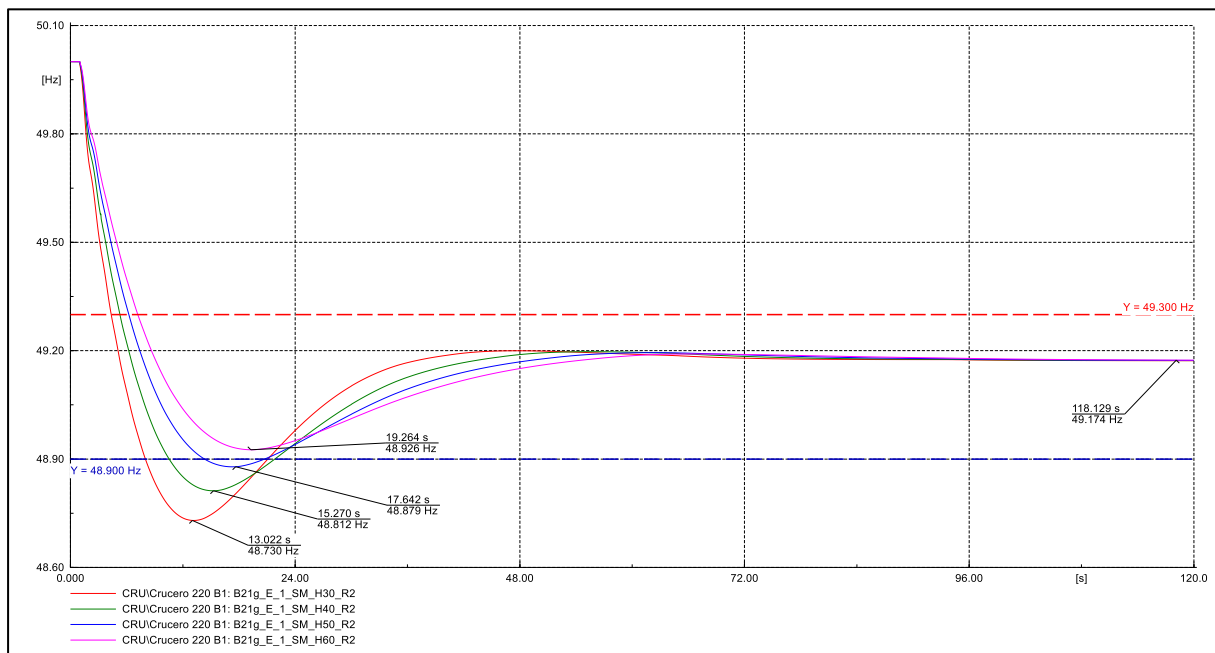


Gráfico 41. Disparo de la unidad Santa María, caso R2 para distintas inercias

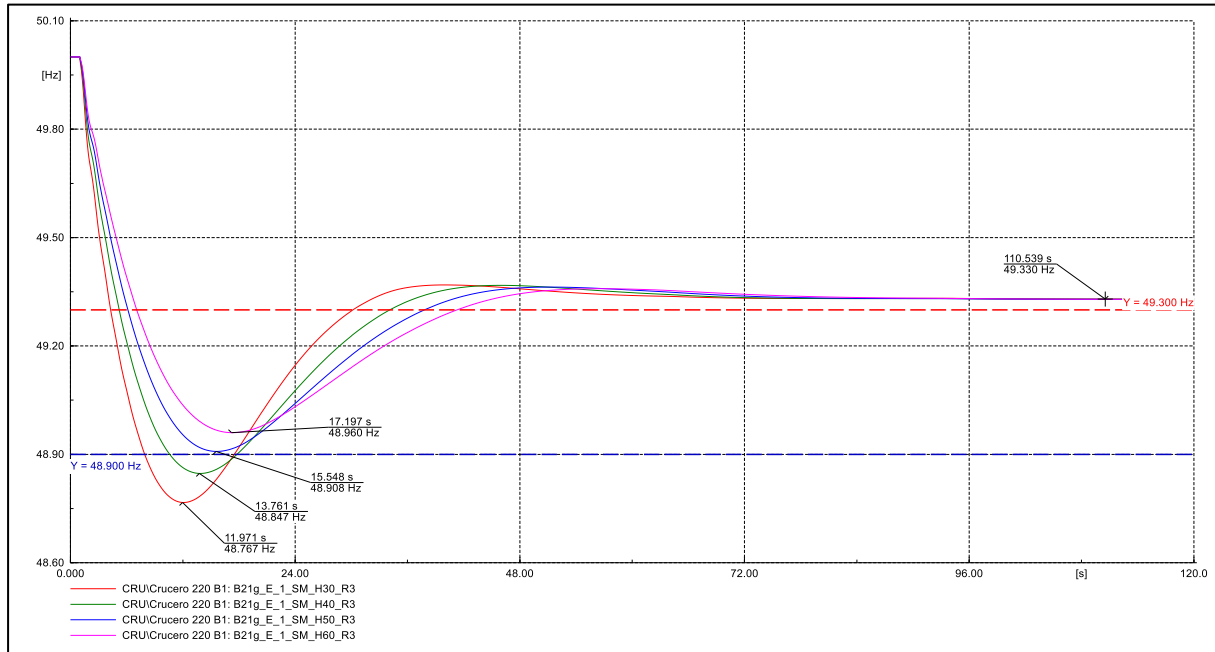


Gráfico 42. Disparo de la unidad Santa María, caso R3 para distintas inercias

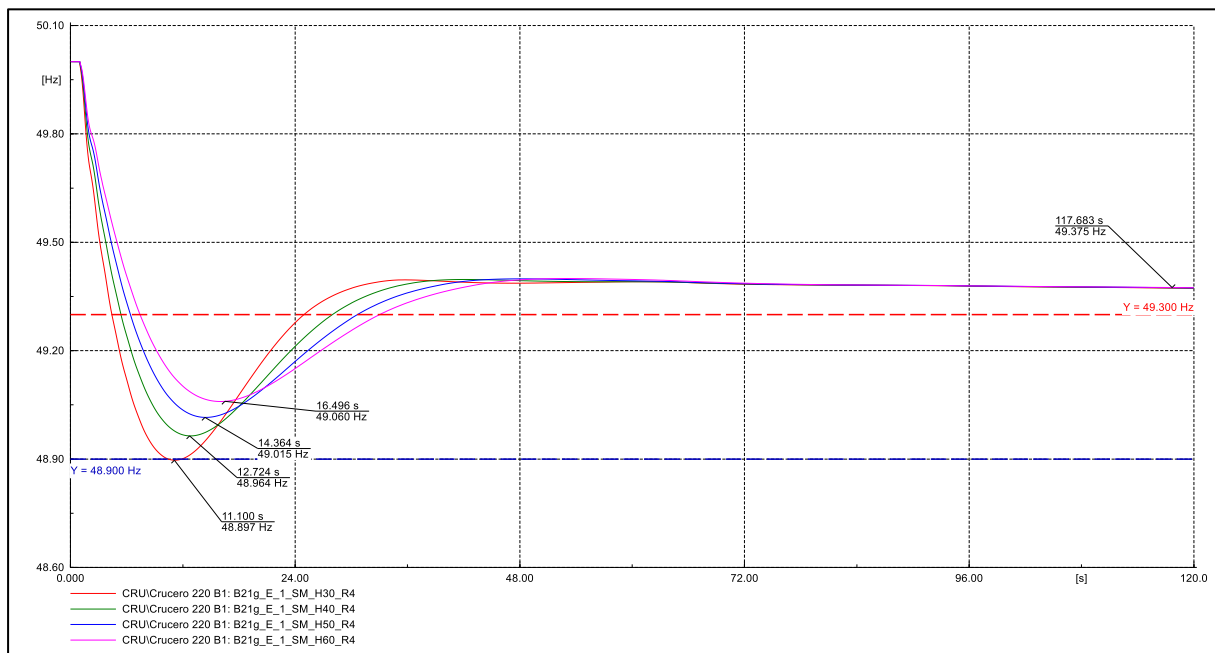


Gráfico 43. Disparo de la unidad Santa María, caso R4 para distintas inercias

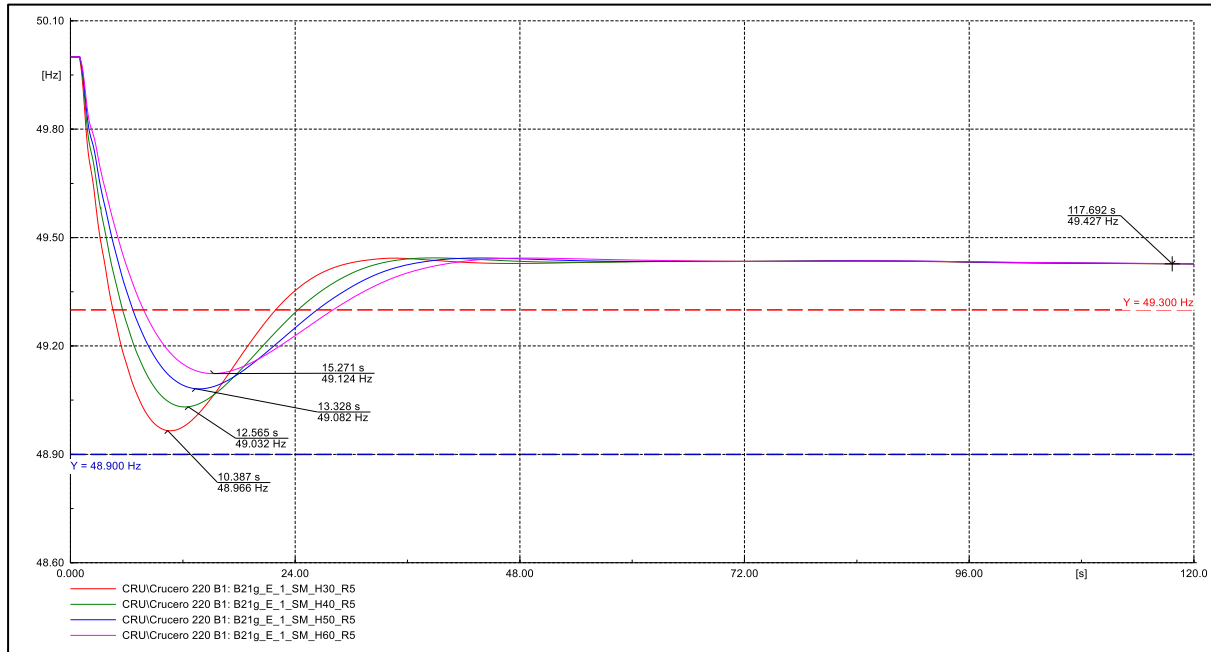


Gráfico 44. Disparo de la unidad Santa María, caso R5 para distintas inercias

Los aportes de las unidades en CPF a los 10 s luego del disparo y la frecuencia mínima observada (nadir) se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 28. Aportes P10 de unidades en CPF y nadir obtenido

	Santa María		CC San Isidro		U16	
	P10 [MW]	F [Hz]	P10 [MW]	F [Hz]	P10 [MW]	F [Hz]
H = 30 GWs	155,5	48,64	186,6	48,74	153,5	48.68
	179,3	48,73	202,2	48,81	192,2	48.80
	195,8	48,77	221,7	48,89	212,6	48.88
	232,8	48,90	239,7	48,96	233,6	48.95
	251,6	48,97	250,8	49,00	250,1	49.03
H = 40 GWs	143,4	48,72	164,5	48,82	140,1	48.76
	168,0	48,81	181,6	48,90	175,7	48.88
	179,9	48,85	200,1	48,97	198,5	48.96
	216,1	48,96	221,1	49,03	220,8	49.03
	236,3	49,03	233,9	49,08	239,0	49.10
H = 50 GWs	133,4	48,79	143,3	48,89	130,6	48.82
	158,3	48,88	163,0	48,96	163,1	48.94
	166,6	48,91	184,4	49,03	186,4	49.01
	201,2	49,02	207,2	49,09	209,3	49.08
	222,3	49,08	221,7	49,14	228,4	49.15
H = 60 GWs	124,5	48,84	128,7	48,94	122,2	48.87
	149,6	48,93	150,9	49,01	152,0	48.99
	154,8	48,96	174,2	49,07	175,6	49.06
	187,4	49,06	197,1	49,14	198,5	49.12
	208,7	49,12	211,7	49,18	218,4	49.19

En el Gráfico 45, Gráfico 46 y Gráfico 47 se presenta el lugar geométrico de las frecuencias mínimas obtenidas para distintos niveles de aporte a los 10 s (P10, medida como la potencia

instantánea de las unidades participantes del CPF a los 10 s) para los distintos niveles de reserva e inercia sistémicas para los eventos de disparo de SM, SI y U16.

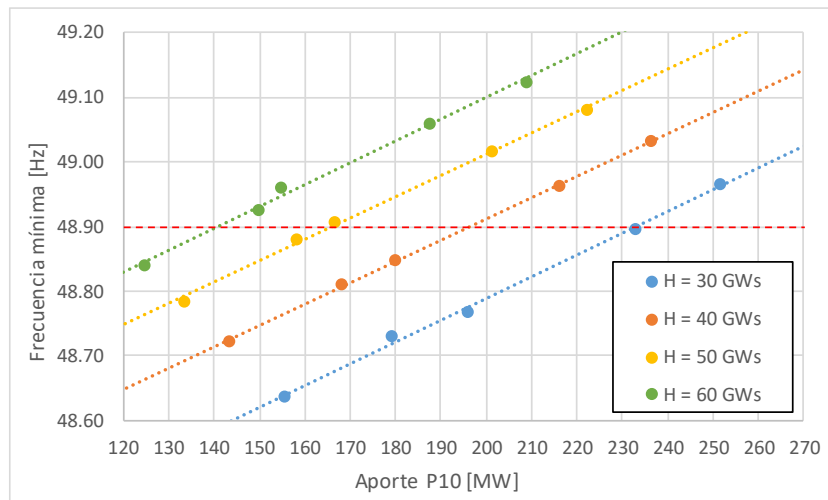


Gráfico 45. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, SM

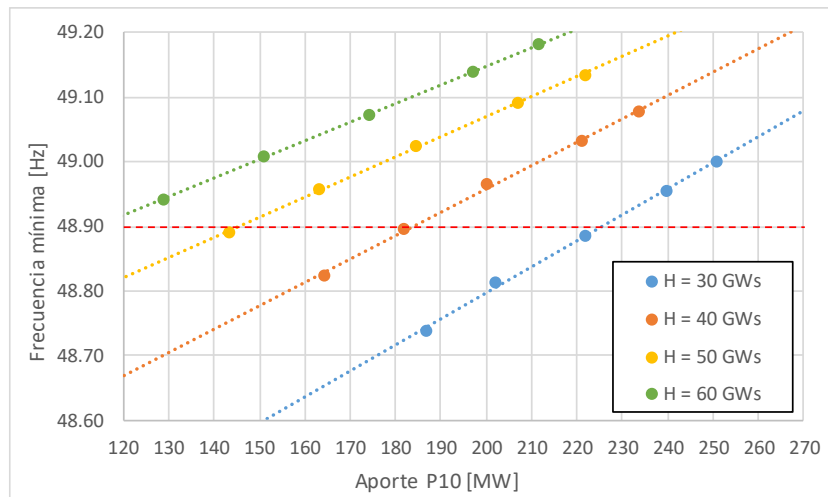


Gráfico 46. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, SI

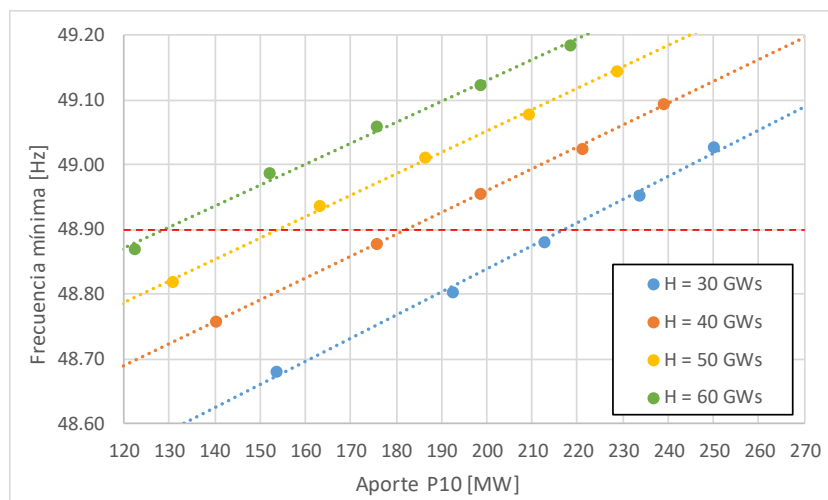


Gráfico 47. Frecuencia mínima obtenida en función de la reserva P10 y la inercia sistémica, U16

Se observa que:

- La progresión de frecuencias mínimas y aportes P10 siguen una tendencia predominantemente lineal.
- La separación de las rectas sigue un patrón de intervalos iguales para aumentos de 10 GWs en la inercia sistémica.

Interpolando los valores necesarios de aporte P10 para obtener una frecuencia mínima de 48,9 Hz en todos los casos y restando la potencia de la unidad disparada se obtiene la relación entre el aporte necesario y la inercia sistémica, (Gráfico 48):

Tabla 29. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz según inercia sistémica

Santa María (400 MW)		CC San Isidro		U16		Santa María		Ralco U1	
H [GWs]	P10 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]
33,3	-162,0	33,5	-170,0	34,5	-183,0	33,3	-172,0	38,4	-208,0
43,3	-198,0	43,5	-210,0	44,5	-218,0	43,3	-207,0	48,4	-237,0
53,3	-229,0	53,5	-250,0	54,5	-246,0	53,3	-237,0	58,4	-261,0
63,3	-255,0	63,5	-281,0	64,5	-271,0	63,3	-261,0	68,4	-281,0

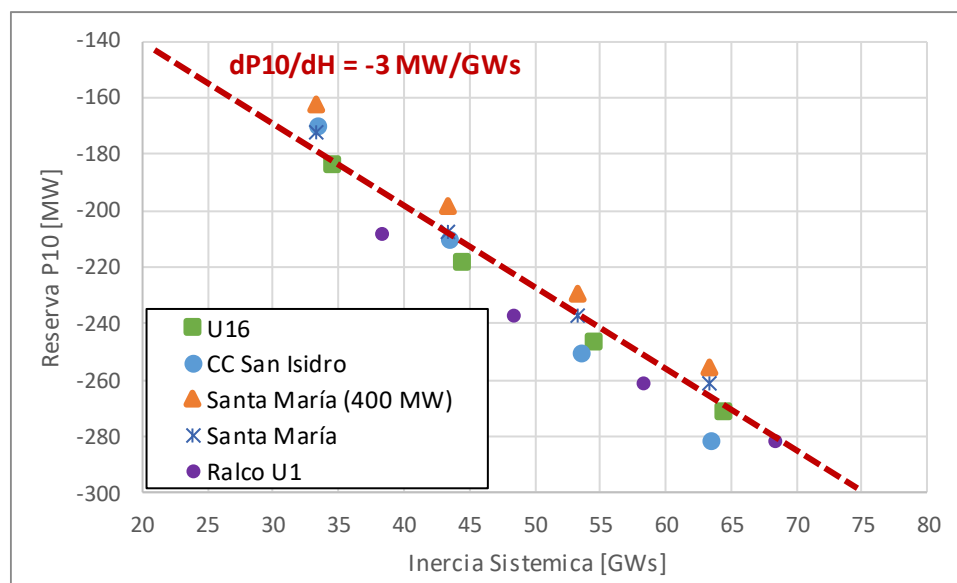


Gráfico 48. Disminución de aporte P10 por incremento de inercia sistémica

Se determinó que para reducir el aporte P10 en aproximadamente 30 MW sería necesario aumentar la inercia sistémica en 10 GWs despachando de manera forzada generadores sincrónicos fuera del despacho económico. Considerando que el aumento de inercia requerido para reducir las reservas para CPF es muy elevado, se concluye que no sería económicamente viable definir un valor mínimo de inercia sistémica para contener la frecuencia en reemplazo de reservas de CPF.

a.4) Sensibilidad ante el aumento CRF

En el Informe de SSCC de 2019 del Coordinador no se verifica una necesidad técnica a nivel de sistema de implementar el CRF para la operación esperada entre los años 2020 a 2023. Se

observa que en escenarios de baja inercia el tiempo en el que se alcanza la frecuencia mínima luego de la desconexión de la unidad generadora más grande del sistema (severidad 5), es del orden de 8 segundos. Este tiempo es superior al Tiempo Total de Activación exigido para el CRF (1 segundo) y puede ser cubierto por el CPF, que debe activarse en 10 segundos.

Se realizó un análisis de sensibilidad repitiendo el proceso anterior, pero considerando en servicio y participando del CRF aquellas instalaciones que técnicamente puedan prestar dicho servicio. El cálculo se realiza considerando valores de reserva para CRF existente para determinar en qué medida el CRF podría contribuir a eliminar potenciales restricciones de mínima inercia y reducir la $RCPF_{10}$.

Los escenarios específicos corresponden a los denominados B21g_E_4_SM_H30_RXY donde X indica el caso de reserva (1, 2 o 3 de menor a mayor) e Y indica el monto de CRF considerado (20, 40 y 50 MW) respectivamente.

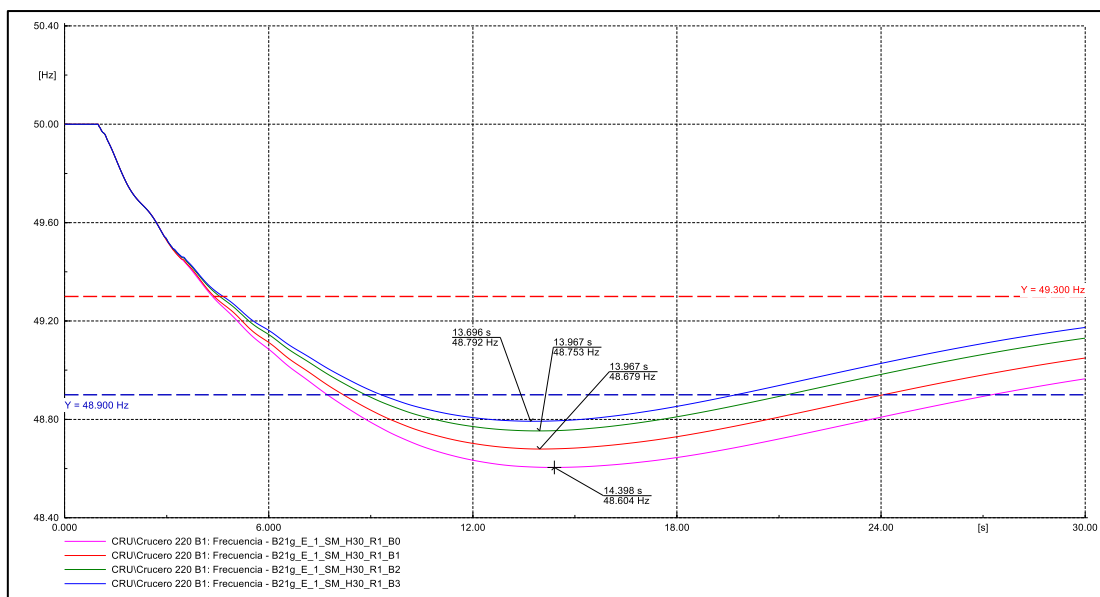


Gráfico 49. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R1

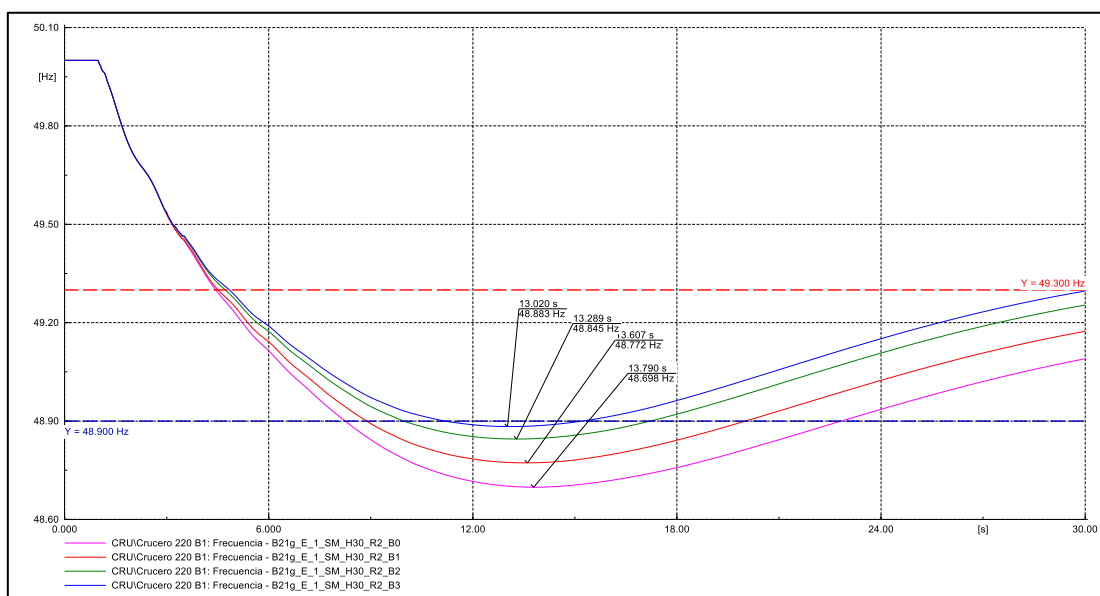


Gráfico 50. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R2

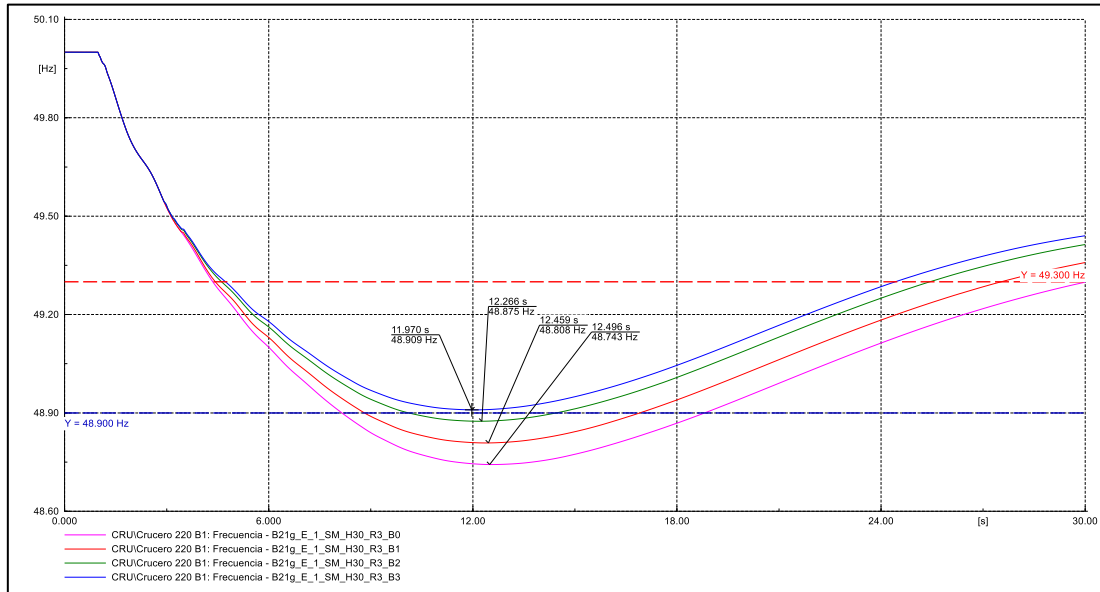


Gráfico 51. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo SM, reserva R3

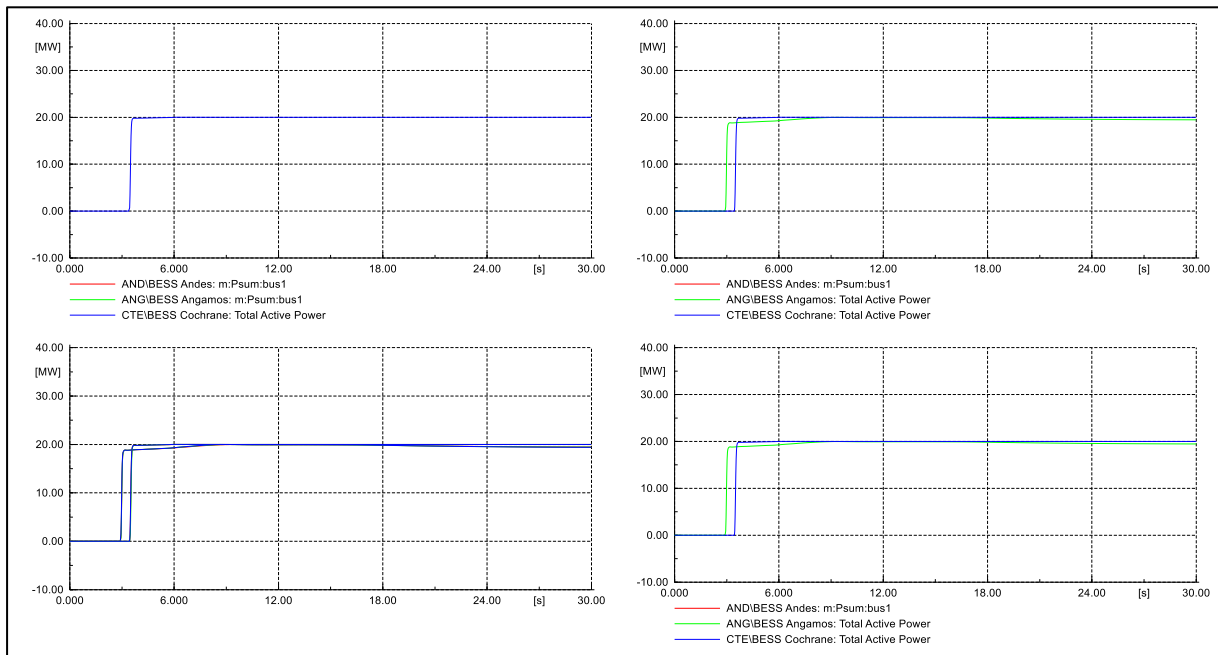


Gráfico 52. Aporte P10 de BESS ante disparo SM, casos R11, R12 y R13

Como se observa en el Gráfico 53, los puntos correspondientes a los casos con aporte P10 de los BESS mantienen la tendencia lineal del caso original sin participación de la CRF, por lo que puede considerarse que la relación entre aporte P10 de los BESS y la generación convencional es prácticamente 1:1. Si sumado a este efecto se tiene en cuenta que el aporte del CRF debe sostenerse durante 5 minutos, se concluye que, para los casos analizados, el CRF reemplaza 1 a 1 el CPF.

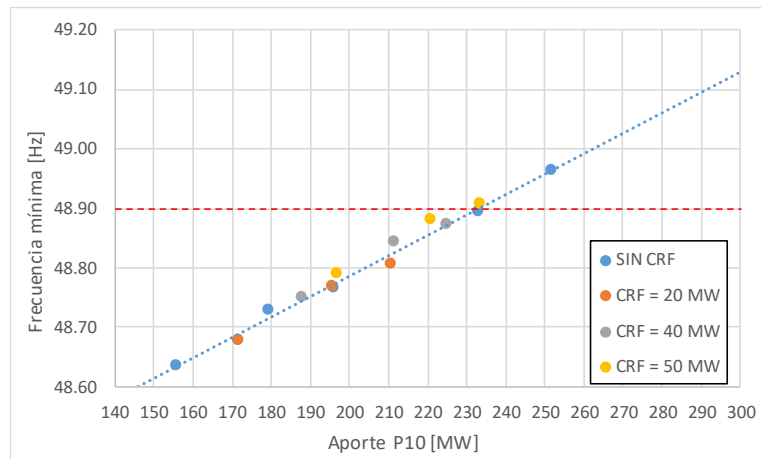


Gráfico 53. Impacto del CRF en el aporte P10 y frecuencia mínima ante disparo de generación

Adicionalmente, se analizaron casos con menor inercia sistémica y mayor penetración renovable. El Caso 3 basado en el B22i corresponde al año 2022 con una demanda de 6.712 MW y 29,2 GWs precontingencia, que se convierten en 26 GWs luego del disparo de los 397 MW del ciclo combinado San Isidro 2. Se determinaron los siguientes aportes P10 necesarios para alcanzar un mínimo de 48,9 Hz:

Tabla 30. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz variando CPF y CRF, caso 3

Caso	RCPF10 [MW]	RCRF [MW]	Total [MW]
B22i_E_3_CCSI2_1	271,1	0	271,0
B22i_E_3_CCSI2_2	217,2	48	265,2
B22i_E_3_CCSI2_3	162,8	93	255,8
B22i_E_3_CCSI2_4	119,5	135	252,5

Se observa que con proporciones similares de CPF y CRF el monto total se reduce un 7%, por lo que estima que el CPF es un 12% más eficiente. Si se considera el aporte P10 efectivo esta relación se reduce al 3%. La evolución de la frecuencia para los cuatro casos se observan en el Gráfico 54.

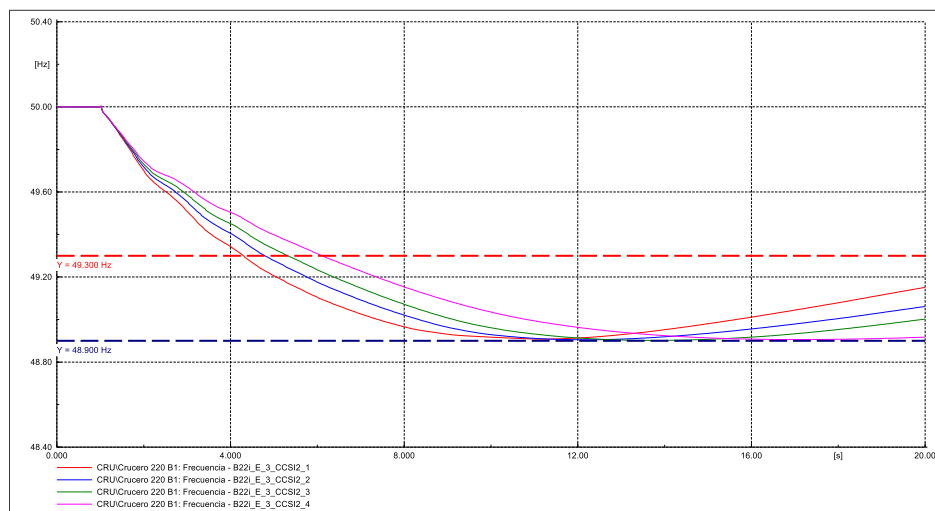


Gráfico 54. Evolución de la frecuencia para distintas combinaciones de CPF y CRF, caso 3

El Caso 10, basado en el B21g, corresponde al año 2021 con una demanda de 7.400 MW y 22,2 GWs precontingencia, que se convierten en 19 GWs luego del disparo de los 393 MW del ciclo combinado San Isidro 2. Se determinaron los siguientes aportes P10 necesarios para alcanzar un mínimo de 48,9 Hz:

Tabla 31. Aportes P10 para lograr nadir en 48,9 Hz variando CPF y CRF, caso 10

Caso	RCPF10 [MW]	RCRF [MW]	Total [MW]
B21g_E_10_CCSI2_1	283	0	283
B21g_E_10_CCSI2_2	226	47	273
B21g_E_10_CCSI2_3	171	82	253
B21g_E_10_CCSI2_4	118	125	243

Se observa que con proporciones similares de CPF y CRF el monto total se reduce un 14%, por lo que estima que el CPF es un 32% más eficiente. Si se considera el aporte P10 efectivo esta relación se reduce al 3%. La evolución de la frecuencia para los cuatro casos se observan en el Gráfico 55.

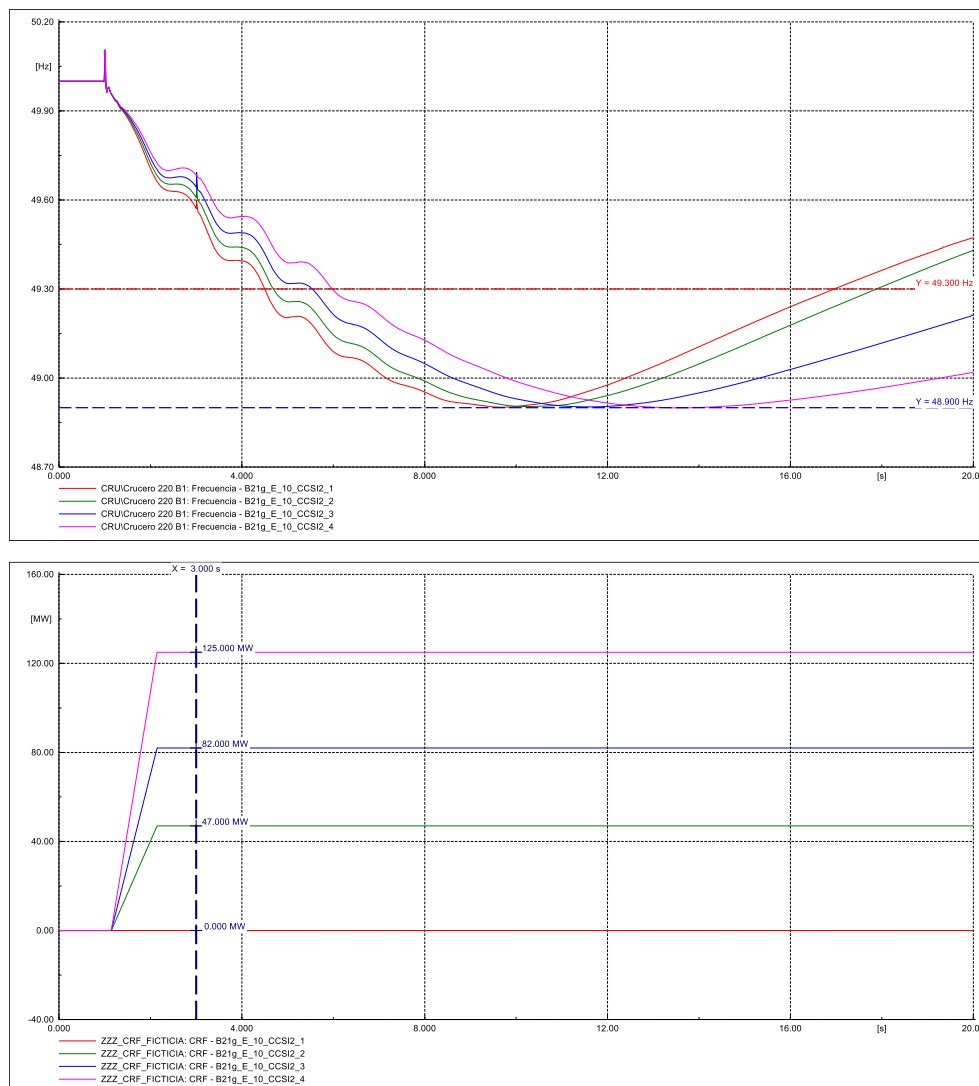


Gráfico 55. Evolución de la frecuencia para distintas combinaciones de CPF y CRF, caso 10

a.5) Variación de la reserva necesaria con la demanda y la inercia sistémica

La determinación de la reserva de CPF para el peor escenario puede resultar subóptima, ya que los montos dependen de varios factores interrelacionados; para el caso del aporte a los 300 s, se debe verificar que la frecuencia se encuentre por sobre los 49,3 Hz, en estado estacionario, mientras que durante el transitorio se debe asegurar que la misma no disminuya por debajo de 48,9Hz.

Los montos de aporte de las unidades bajo CPF pueden estimarse de acuerdo al comportamiento de la demanda del sistema, específicamente su variación con la frecuencia.

De acuerdo al modelo de demanda del SEN actualmente incorporado en la base de datos PF, se observaron:

- Cargas sin modelo dinámico: La potencia es independiente de la frecuencia, la carga mantiene su potencia inicial.
- Carga con modelo *Generic Type Load*: El factor de variabilidad kpf es 0, por lo que la potencia es independiente de la frecuencia, la carga mantiene su potencia inicial.
- Carga con modelo “Carga I” y “Carga R”: factor de variabilidad $kpf = 2,9$ y $0,9$ respectivamente. La demanda resulta proporcional al desvío de frecuencia del sistema.

La variabilidad global de la demanda se aproximó linealizando el coeficiente equivalente kpf_E para distintos estados de demanda del sistema:

$$kpf_E(P_D) = \frac{\sum_{i=1}^N P_i kpf_i}{P_D} \cong 1,3381 - 3,76418 \cdot 10^{-5} P_D$$

Siendo $P_D = \sum_{i=1}^N P_i$ [MW] la demanda total del sistema. Para distintos niveles de demanda la variación resulta:

$$\Delta P_D(F; P_D) = P_D kpf_E \left(\frac{F}{F_0} - 1 \right)$$

En el Gráfico 56 se observa la variación de la demanda en función de la frecuencia, para distintos valores de demanda total sistémica:

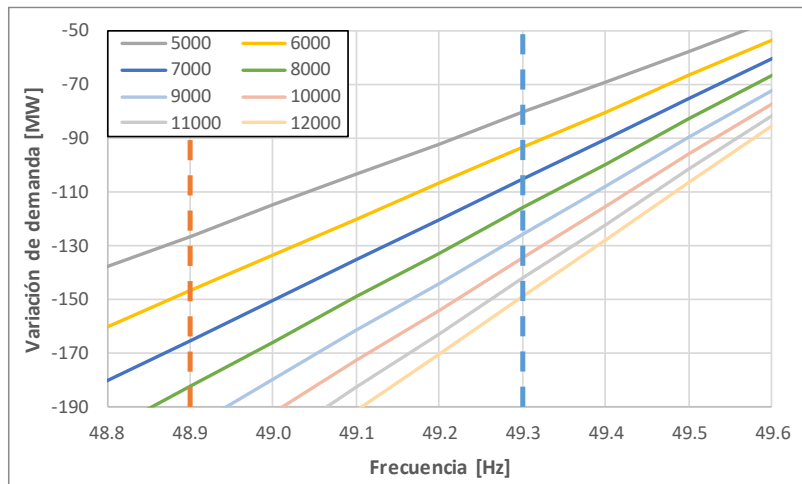


Gráfico 56. Variación de la demanda con la frecuencia

Resulta de particular interés los valores de variación para 49,3 Hz y 48,9 Hz, como se observa en el Gráfico 57:

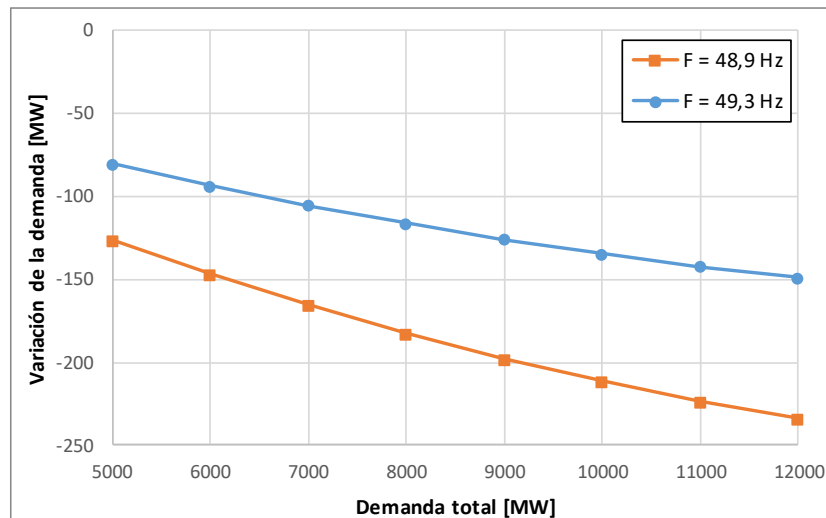


Gráfico 57. Variación de la demanda en función de la demanda total para 49,3 y 48,9 Hz

Luego de ocurrido un desbalance de generación/carga, la frecuencia se establecerá en un nuevo valor de equilibrio cuando la generación equipare la nueva demanda. Entonces, para obtener una frecuencia final de 49,3 Hz, se requiere una potencia adicional de acuerdo a:

$$P_{300}(P_D) = P_{S5} + \Delta P_D(49,3 \text{ Hz}; P_D)$$

Por ejemplo, para una contingencia de severidad 5 que genere una pérdida de $P_{S5} = 400$ MW con una demanda total $P_D = 7.600$ MW se requiere que la generación aumente 288 MW, mientras que para una demanda de 10.200 MW se requieren 264 MW. Estos valores de aporte P_{300} son independientes de la inercia sistémica o penetración de ERNC, y no considera la disminución de la demanda por efecto de la tensión, por lo que es un valor conservador. Se verificó esta expresión realizando el disparo de generación por un monto equivalente a la variación de demanda para cada caso sin reservas de CPF:

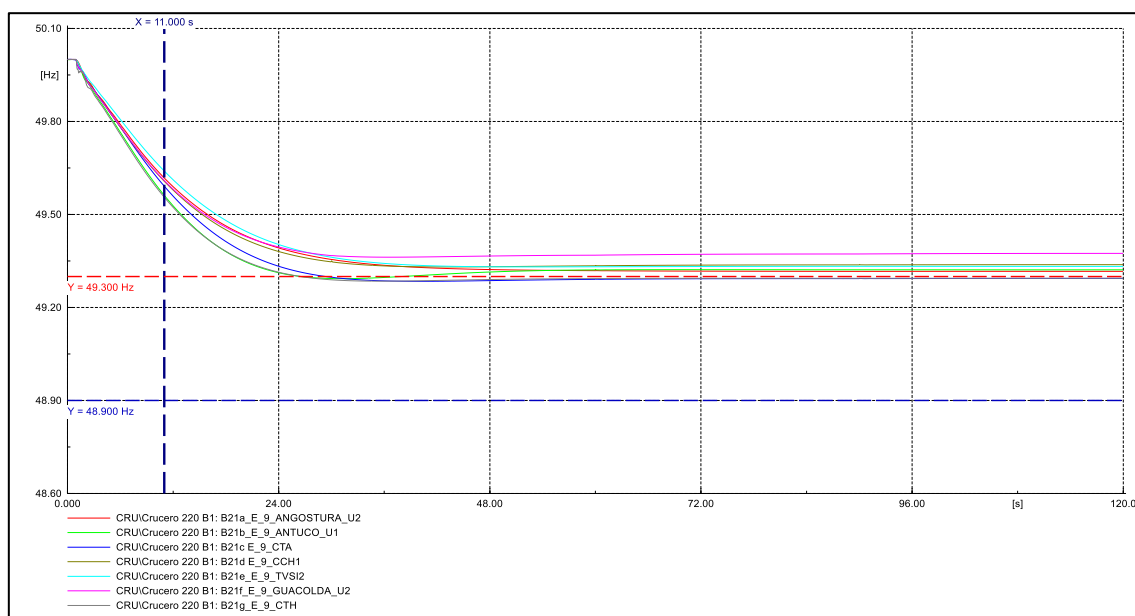


Gráfico 58. Disparo de generación equivalente a la variación de demanda por frecuencia a 49,3 Hz

Por otro lado, el punto de equilibrio en la frecuencia mínima (nadir) será el módulo de generación perdido menos la variación de la demanda a 48,9 Hz:

$$P_{\text{nadir}}(P_D) = P_{S5} + \Delta P_D(48,9 \text{ Hz}; P_D)$$

Por ejemplo, para la pérdida de 400 MW con 7.600 MW de demanda se requieren 224 MW, mientras que para una demanda de 10.200 MW el valor se reduce a 186 MW. Si el tiempo en el que se produce el nadir es cercano a los 10 s, entonces esta potencia coincide con el aporte P10 requerido:

$$t_{\text{nadir}} = 10 \text{ s} \Rightarrow P_{10} = P_{\text{nadir}}$$

Sin embargo, como el tiempo al nadir varía con la inercia, pero la definición de la reserva de CPF se define con un tiempo de activación de 10 segundos, se observó la variación necesaria de aporte P10 en función de la inercia, a partir de lo analizado en el punto anterior y condensado en el Gráfico 48, definiéndose un aporte mínimo P10 (zona verde) para lograr un nadir por sobre 48,9 Hz:

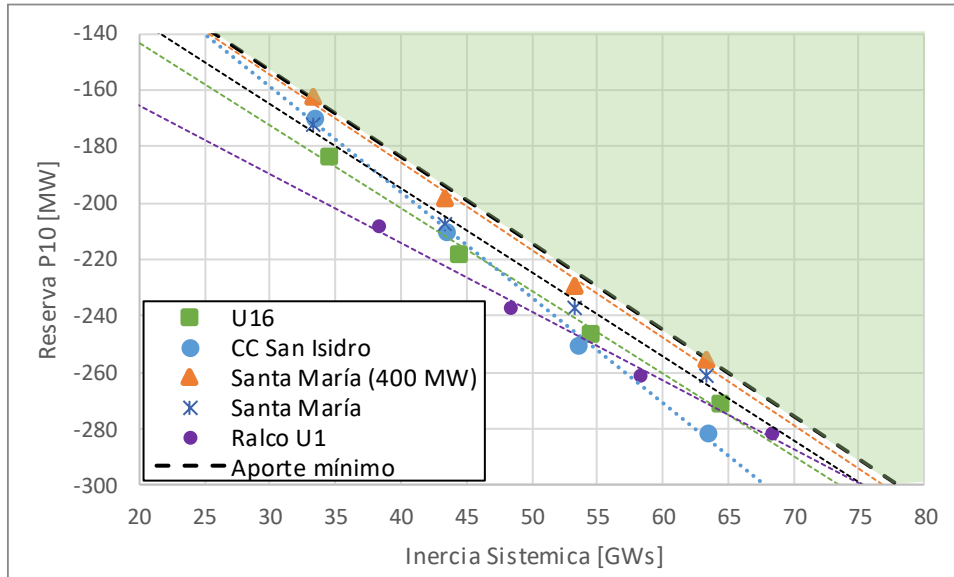


Gráfico 59. Variación de la demanda en función de la demanda total para 49,3 y 48,9 Hz

Se define entonces la función de aporte P10 considerando la variación de la demanda, la inercia sistémica y el módulo de generación perdido:

$$P_{10}(P_D; H) = P_{S5} + \frac{dP_{10}}{dP_D} P_D + \frac{dP_{10}}{dH} H + P_0$$

Con $\frac{dP_{10}}{dP_D} = -6 \frac{\text{MW}}{\text{GW}}$, $\frac{dP_{10}}{dH} = -3 \frac{\text{MW}}{\text{GWs}}$ y $P_0 = 0 \text{ MW}$ (este valor puede utilizarse para asegurar un margen en la reserva calculada). Reemplazando los valores numéricos se obtiene la siguiente gráfica:

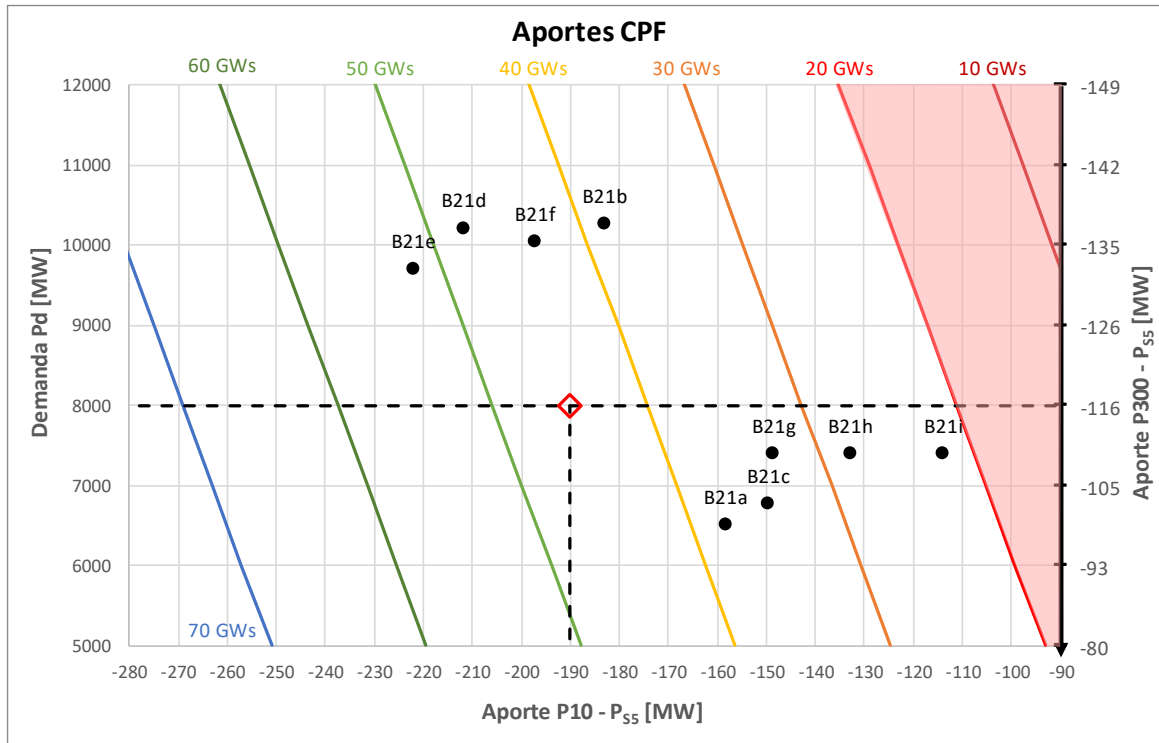


Gráfico 60. Aportes mínimos P10 y P300 para cumplir frecuencia mínima y final

Por ejemplo, para un escenario de demanda $P_D = 8.000$ MW e inercia sistémica de 45 GWs se tiene:

$$P_{10} = P_{S5} - 190 \text{ MW}$$

$$P_{300} = P_{S5} - 116 \text{ MW}$$

Ante la pérdida del Ciclo Combinado San Isidro con una generación de 400 MW:

$$P_{10} = 400 \text{ MW} - 190 \text{ MW} = 210 \text{ MW}$$

$$P_{300} = 400 \text{ MW} - 116 \text{ MW} = 284 \text{ MW}$$

Estos resultados se verificaron para los casos base de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 32. Aportes P10 y P300 necesarios para los casos base analizados

Caso	Demanda	Disparo	Inercia	CPF	
	PD [MW]	PS5 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	P300 [MW]
B21a	6.519	350	37,7	192	250
B21b	10.271	376	38,4	193	239
B21c	6.787	350	34,5	200	247
B21d	10.214	350	47,6	138	214
B21e	9.707	350	51,9	128	218
B21f	10.042	362	43,4	165	227
B21g	7.400	395	33,0	246	285
B21h	7.400	394	28,0	261	284

Los resultados se observan en el Gráfico 61:

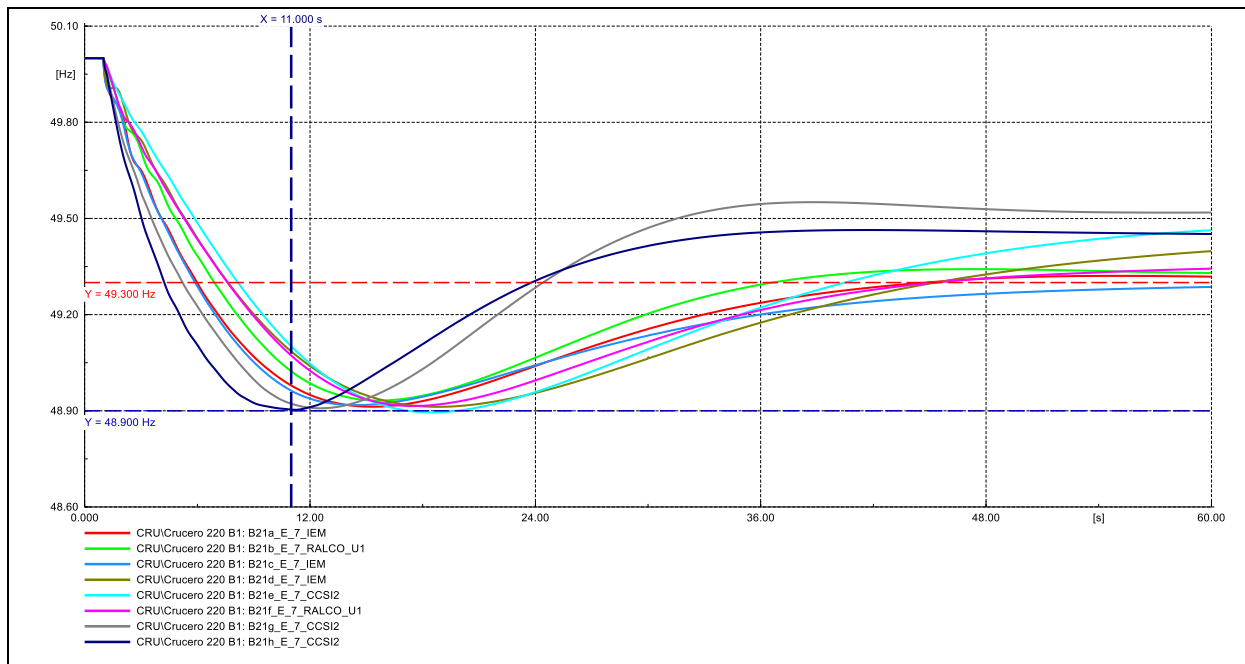


Gráfico 61. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300

Se observa que existe el potencial de reducir alrededor de 100 MW los aportes P10 y 50 MW los aportes P300 considerando los distintos estados de demanda e inercia sistémica.

Para valores de disparos inferiores a la variación de demanda, la reserva necesaria será nula:

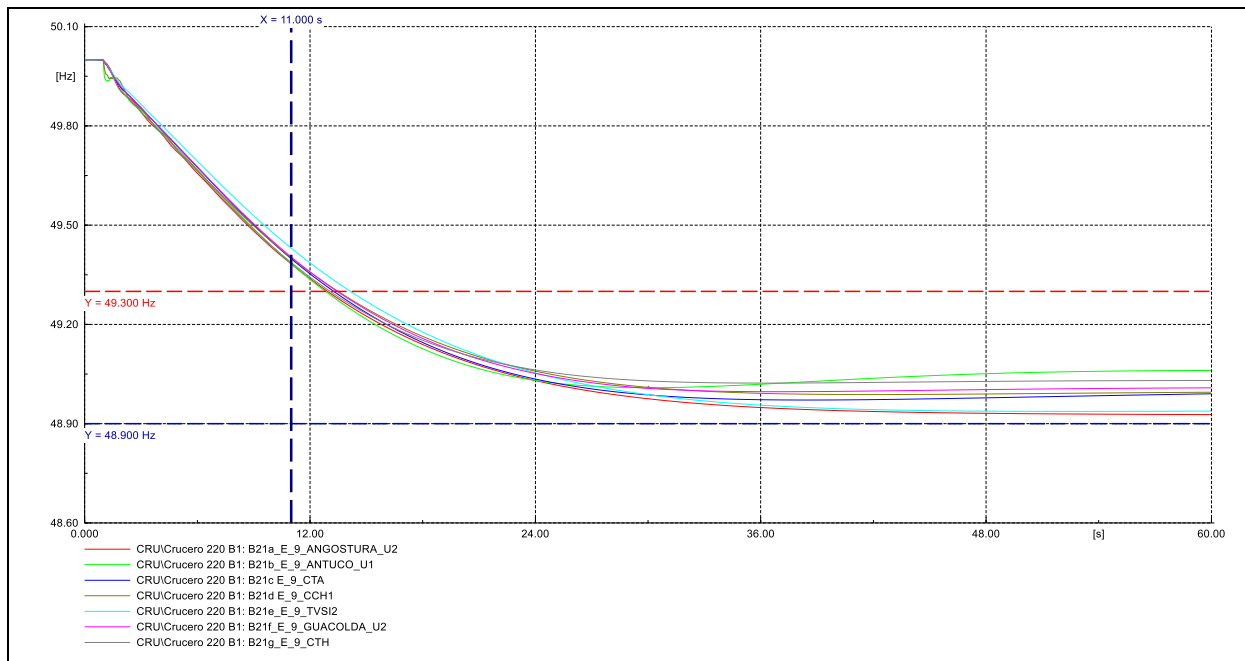


Gráfico 62. Disparo de generación equivalente a la variación de demanda por frecuencia a 48,9 Hz

Para el caso de la desconexión de demanda, dado que no existen requerimientos de frecuencia máxima específicos, se utiliza la expresión de P300 para una frecuencia de establecimiento de 50,7 Hz:

$$P_{300}(P_D) = P_{S5} + \Delta P_D(50,7 \text{ Hz}; P_D)$$

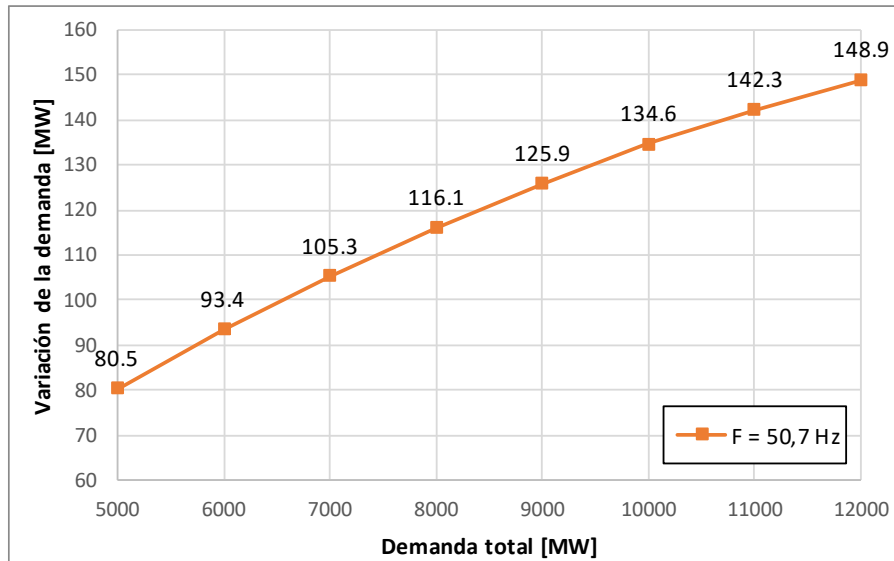


Gráfico 63. Variación de la demanda en función de la demanda total para 50,7 Hz

Considerando que las plantas renovables también reducen su aporte en el caso de sobrefrecuencia, se concluye que las reservas de CPF para bajar se cumplirán en por exceso.

b) Resultados para la Etapa 1

En este apartado se muestran los resultados correspondientes a la determinación de reserva para CPF para la Etapa 1. Se analizaron los 3 casos (con sub casos particulares) descritos en la siguiente tabla. Los escenarios aquí mostrados fueron creados inicialmente a partir del escenario base B21g_ERVrel listado en la Tabla 16 con una demanda sistémica de 7398 MW.

Tabla 23. CPF10 y CPF300 Casos simulación SEN

Casos	Subcasos	H sistémica (GWs)	Generación ERNC (%)	Unid Desconectada y despacho	Cumple criterios frecuencia	Comentarios
Caso 1	Caso 1a	31,3	30,9	CT Santa Maria 397 MW	Si	Despacho de ciertas unidades por debajo del 80/90%. Se emplea CT Angamos U1 como una de las unidades para CPF
	Caso 1b	31,3	30,9	CT Santa Maria 397 MW	Si	Despacho de ciertas unidades por debajo de 80/90%. Se reemplaza CT Angamos U1 por CT Guacolda
		31,3	30,9	CT San Isidro 397 MW (TG2+TV2)	Si	Despacho de ciertas unidades por debajo de 80/90%. Se reemplaza CT Angamos U1 por CT Guacolda

Caso 2	Caso 2a	27,9	30,6	CT Santa Maria 397 MW	No	Se redespachan unidades al 80/90%. Se emplean mismas unidades para CPF que en Caso 1a. Menor reserva en giro y menor inercia. No cumple criterios dinámicos de frecuencia
	Caso 2b	27,9	30,6	CT Santa Maria 397 MW	Si	Se agrega reserva CPF al Caso 2a para cumplir con el criterio dinámico de frecuencia
	Caso 2c	27,9	30,6	CT Santa Maria 397 MW	Si	Se cambia la elección de máquinas participantes en el CPF con respecto al caso 2b
Caso 3		27,9	30,6	CT San Isidro 397 MW (TG2+TV2)	Si	Se cambia la elección de máquinas participantes en el CPF con respecto al caso 2b
	-	22,2	48,3	CT San Isidro 397 MW (TG2+TV2)	Si	Escenario penetración ERNC extremo

Para todos los casos analizados se lista el aporte de potencia de las unidades participantes en el CPF a los 10 s y a los 300 s, definiendo el aporte de CPF total (en ambos horizontes de tiempo) como la suma únicamente de los aportes de las unidades participantes consideradas.

En casos en los que a los 10 s luego de la contingencia la frecuencia no alcanzó el nadir, la derivada de la misma es no nula y por lo tanto las unidades sincrónicas que no participan del CPF aumentan su potencia eléctrica en una fracción relativamente pequeña debido a la conversión de la energía cinética almacenada en sus rotores, independientemente de no tener en servicio su control de velocidad-potencia. Dicha inyección de potencia se suma al aporte de las máquinas participantes en el servicio de CPF. De igual modo, pero en sentido opuesto, si la frecuencia a los 10 s está recuperándose luego de haber alcanzado su punto mínimo, su derivada es de signo contrario, por lo que las unidades sincrónicas del sistema estarían consumiendo una pequeña fracción de potencia para reacelerar sus rotores, que en este caso se restaría a la potencia aportada por el CPF.

Se muestra también la respuesta dinámica de la frecuencia del sistema para cada caso.

b.1) Análisis Caso 1

Este escenario es obtenido a partir de la elección del escenario de mayor penetración renovable relativa de los escenarios PCP 2021 en simultáneo con la menor inercia sistémica. Luego de esta elección se adecuaron los despachos de unidades sincrónicas y renovables, de manera de normalizar los mismos dentro de rangos operables. No obstante, dado que se tuvo como objetivo no variar la inercia sistémica por debajo del valor obtenido del escenario PCP (30,9 GWs) determinadas máquinas quedaron operando por debajo de rangos del 80/90% de carga. Dentro

de este grupo de unidades quedaron incluidas las escogidas para el servicio de CPF.

Se analizaron los siguientes casos:

- Caso 1a: se escogieron para el CPF las unidades CT AngamosU1, CT Antuco U1 y U2, CCH1 y CH Ralco U1.
- Caso 1b: se remplazó la unidad ANG1 por CT Guacolda U1, de manera de observar la sensibilidad en la respuesta de la frecuencia, en particular a los 300 s, dado que la CT ANG1 reduce sensiblemente su aporte de reserva de potencia a los 300 s. Para este caso se analizan dos sensibilidades, el disparo de la CT Santa María y el disparo de la CT San Sisidro (TG2+TV2)

Como se observa en las siguientes tablas, la dinámica de la frecuencia cumple con lo estipulado en la NTSyCS, no alcanzando el límite de activación del EDAC en ninguno de los casos. No obstante, se debe observar cómo en el Caso 1a (con CT ANG1 participando del CPF) la frecuencia a los 300 s no se encuentra completamente en estado estacionario, pues dicha unidad reduce su potencia entregada posterior a un aporte transitorio en los primeros segundos. Por el contrario, en el Caso 1b la frecuencia alcanza un estado estacionario ya a los 120 s.

Se observa que el aporte de CPF total a los 10 s en ambos casos se encuentra en el orden de los 230-250 MW medida sobre la potencia eléctrica. En el Caso 1a se tienen 232.5 MW para una frecuencia mínima de 48,902 Hz, mientras que en el Caso 1b, desconexión de CT Santa María se necesitan 252 MW a los 10 s para una frecuencia mínima de 48,925 Hz. La variación observada se produce debido a la respuesta de las unidades escogidas para CPF en cada caso.

Tabla 33. CPF10 y CPF300 Caso 1a.

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
ANG1	carbón	1584	276.9	116.9	57.78	276.9	46.56	17.79	46.65	17.28
Antuco U1	hidro	752	160	80	50.00	160	42.40	71.64	42.41	71.38
Antuco U2	hidro	752	160	68.3	57.31	160	42.92	58.53	42.93	58.27
CCH1	carbón	1273,8	274.9	84.9	69.12	274.9	57.69	69.09	57.71	68.66
Ralco U1	hidro	1193,9	345	125	63.77	345	42.95	64.49	42.93	64.07
Totales				475.1			232.51	281.96	232.62	279.65
Frecuencia mínima: 48,902 Hz										
Frecuencia 300s: 49.342 Hz										

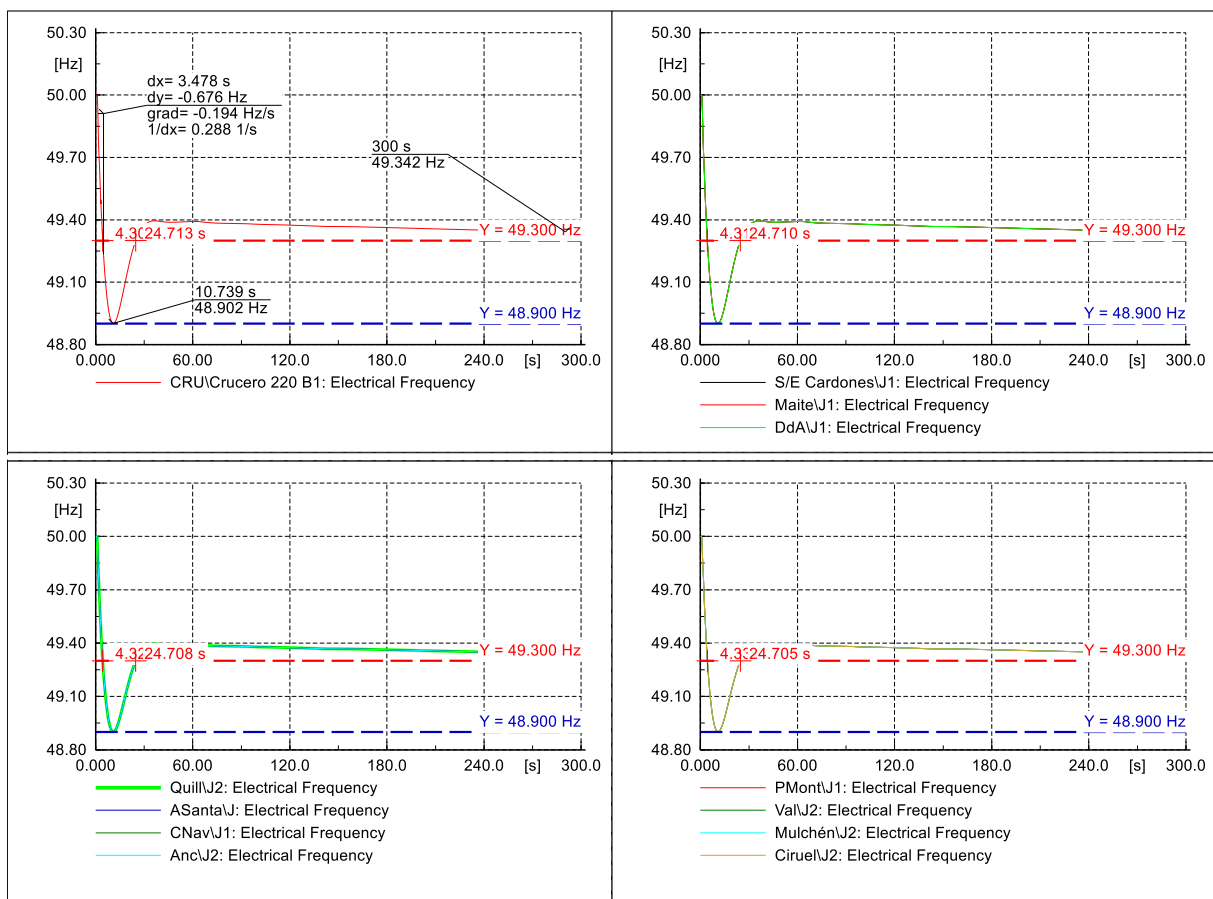


Gráfico 64. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1a

Tabla 34. CPF10 y CPF300 Caso 1b.

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
Guacolda U1	carbón	762.48	136	154.2	18.2	88.20	26.86	29.34	27.27	29.30
Antuco U1	hidro	752	80	160	80	50.00	42.16	70.50	42.54	70.46
Antuco U2	hidro	752	91.7	160	68.3	57.31	42.70	59.91	43.09	59.87
CCH1	carbón	1273.8	190	274.9	84.9	69.12	57.18	48.64	57.84	48.56
Ralco U1	hidro	1193.9	220	345	125	63.77	42.47	53.06	43.05	52.99
Ralco U2	hidro	1193.9	250	345	95	72.46	41.16	53.13	41.14	53.40
Totales					471.4		252.51	314.59	213.79	261.17
Frecuencia mínima: 48.925 Hz										
Frecuencia 300s: 49.514 Hz										

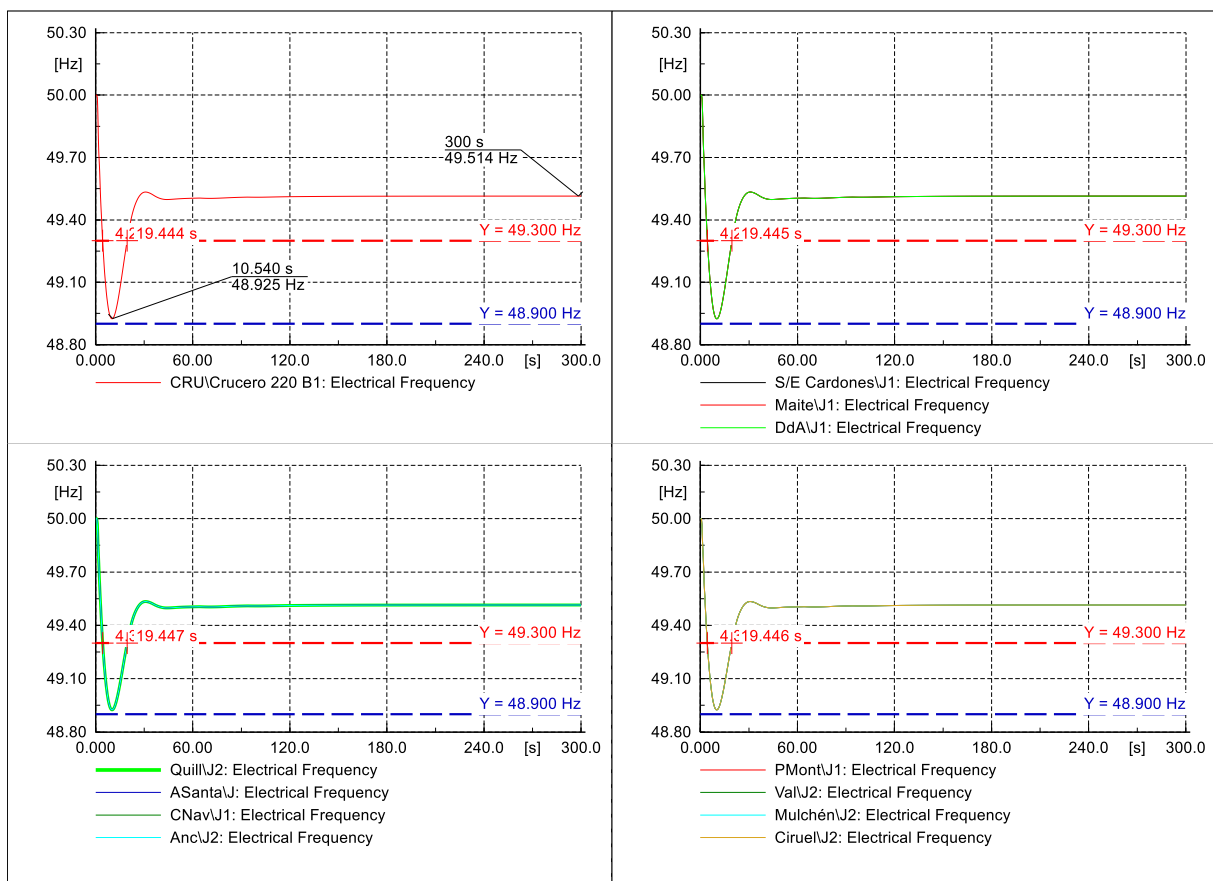


Gráfico 65. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1b

Tabla 35. CPF10 y CPF300 Caso 1b Desc. San Isidro.

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
Guacolda U1	carbon	762.48	120	154.2	34.2	77.82	27.00	28.09	27.26	28.06
Antuco U1	hidro	752.00	79.9	160	80.1	49.94	41.26	66.63	41.44	66.58
Antuco U2	hidro	752.00	91.7	160	68.3	57.31	41.78	59.75	41.97	59.70
CCH1	carbon	1273.80	250	274.9	24.9	90.94	17.18	23.40	17.53	23.33
Ralco U1	hidro	1193.90	322.8	345	22.2	93.57	42.85	50.05	43.01	49.94
Ralco U2	hidro	1193.90	320	345	25	92.75	42.58	50.06	0.00	0.00
Guacolda U2	carbon	762.48	120	154.4	34.4	77.72	26.66	21.55	26.91	21.51
Totales					289.1		239.31	299.52	238.5	299.1
Frecuencia mínima: 48.924 Hz										
Frecuencia 300s: 49.547 Hz										

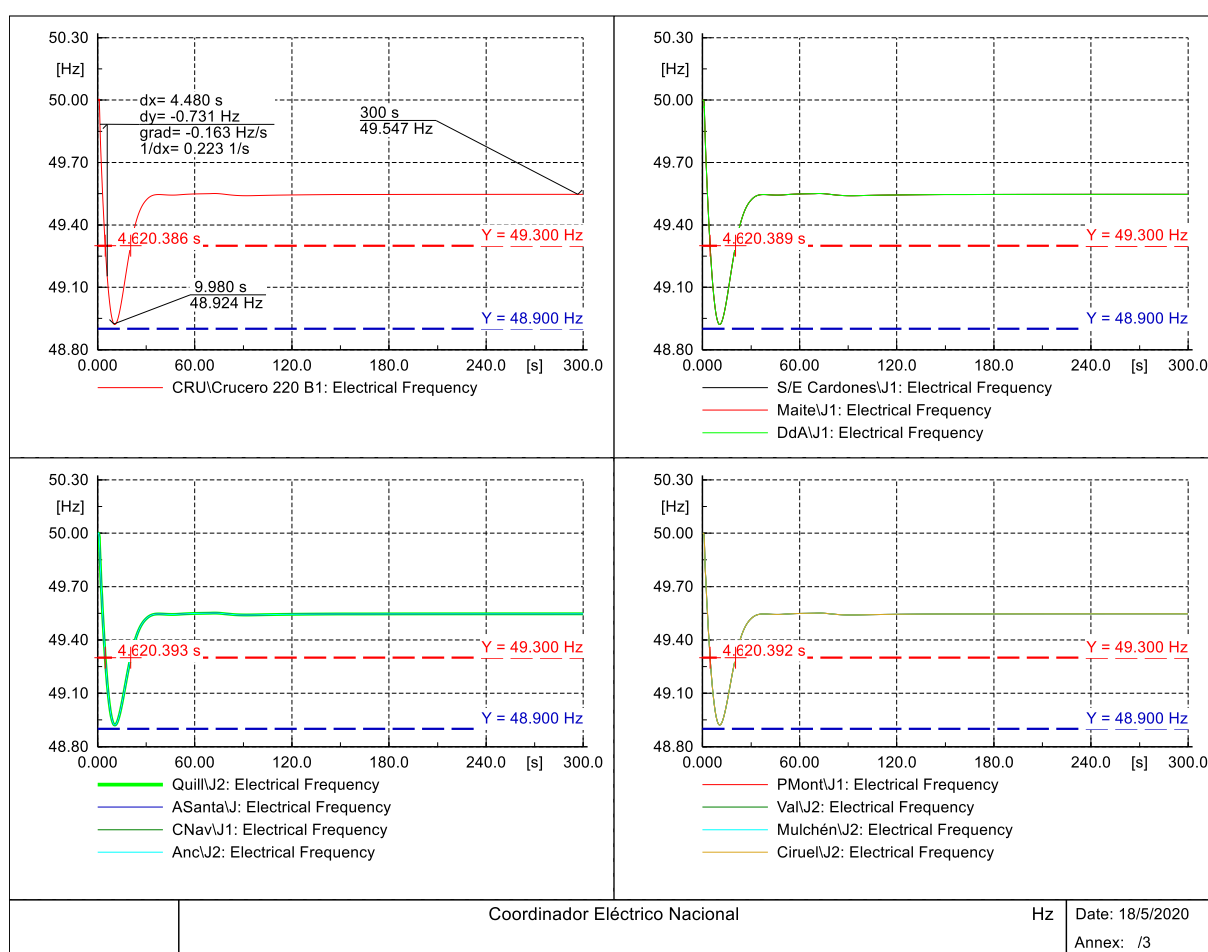


Gráfico 66. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 1b Desc. San Isidro

b.2) Análisis Caso 2

A partir del Caso 1, se redespecharon y sacaron de servicio generadores sincrónicos de manera que la mayor parte de las unidades en servicio se encuentren en el rango de 80-90% con respecto a su potencia máxima, (se considera como excepción CH Antuco despachada al 70%). Al sacar de servicio unidades se redujo la inercia sistémica a 27,9 GWs.

Se analizaron los siguientes casos:

- El Caso 2a consistió en analizar la respuesta dinámica de la frecuencia considerando que las unidades que participan del CPF son las mismas que en el Caso 1a. Al tener una reserva en giro menor y una inercia sistémica menor se aprecia que no se cumplieron los criterios de frecuencia, alcanzándose una frecuencia mínima de 48,6 Hz, lo que produce la activación del primer escalón de EDAC.
- El Caso 2b se agregaron unidades para CPF sobre las ya escogidas en el Caso a, hasta poder cumplir los criterios dinámicos de frecuencia. Se escogieron CH El Toro U1 y U2, pues se observó que las mismas habían sido escogidas en el Estudio de SSCC anterior. La potencia máxima alcanzada a los 300 s es sensiblemente superior a su potencia máxima informada. En este caso, la frecuencia mínima alcanzada fue de 48,907 Hz y la frecuencia a los 300 s fue de 49,5 Hz, pero nuevamente se hace notar que a causa de la respuesta de CT ANG1 la frecuencia no se encuentra completamente en estado estacionario en dicho caso. En el Gráfico 69 se aprecia la dinámica de la CT ANG1.
- En el Caso 2c se incluyó la sensibilidad de disparo de la CT Santa Maria y también la CT

San Isidro. En este caso se modifica la elección de las máquinas participantes del CPF, nuevamente remplazando la CT ANG1 por CT Guacolda (U2 en este caso) y las unidades CH El Toro U1 y U2 por CH Canutillar U1 y CT Guacolda U3. En este caso, para la desconexión de CT Santa Maria, la frecuencia mínima es de 48,903 Hz y la frecuencia a los 300 s es de 49,37 Hz. Si bien la frecuencia a los 300 s es levemente menor que en el Caso 2b, ésta alcanzó un valor de estado estacionario ya a los 120 s (a diferencia del Caso 2b). Dada la diferencia de respuesta entre las máquinas escogidas para CPF se observa una diferencia de 31 MW de aporte a los 10 s entre el Caso 2b (274 MW @ 10s) y el Caso 2c (243 MW @ 10s).

Al comparar el Caso 1 y el Caso 2, se observa que es necesario solo un pequeño incremento de aporte para CPF para cumplir con los criterios dinámicos de frecuencia en un escenario con 3,4 GWs menos de inercia sistémica (31,3 GWs contra 27,9 GWs).

Tabla 36. CPF10 y CPF300 Caso 2a

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
ANG1	carbón	1584	257	276.9	19.9	92.81	11.77	16.31	10.88	16.07
Antuco U1	hidro	752	105	160.0	55	65.63	51.28	55.30	50.51	55.15
Antuco U2	hidro	752	105	160.0	55	65.63	48.95	50.50	48.57	50.36
CCH1	carbón	1273.8	249.5	274.9	25.4	90.76	18.61	24.03	17.89	23.82
Ralco U1	hidro	1193.9	344	345.0	1.	99.71	45.42	45.77	44.52	45.46
156.3							176.03	191.91	172.37	190.86
Frecuencia mínima: 48.627 Hz										
Frecuencia 300s: 48.768 Hz										

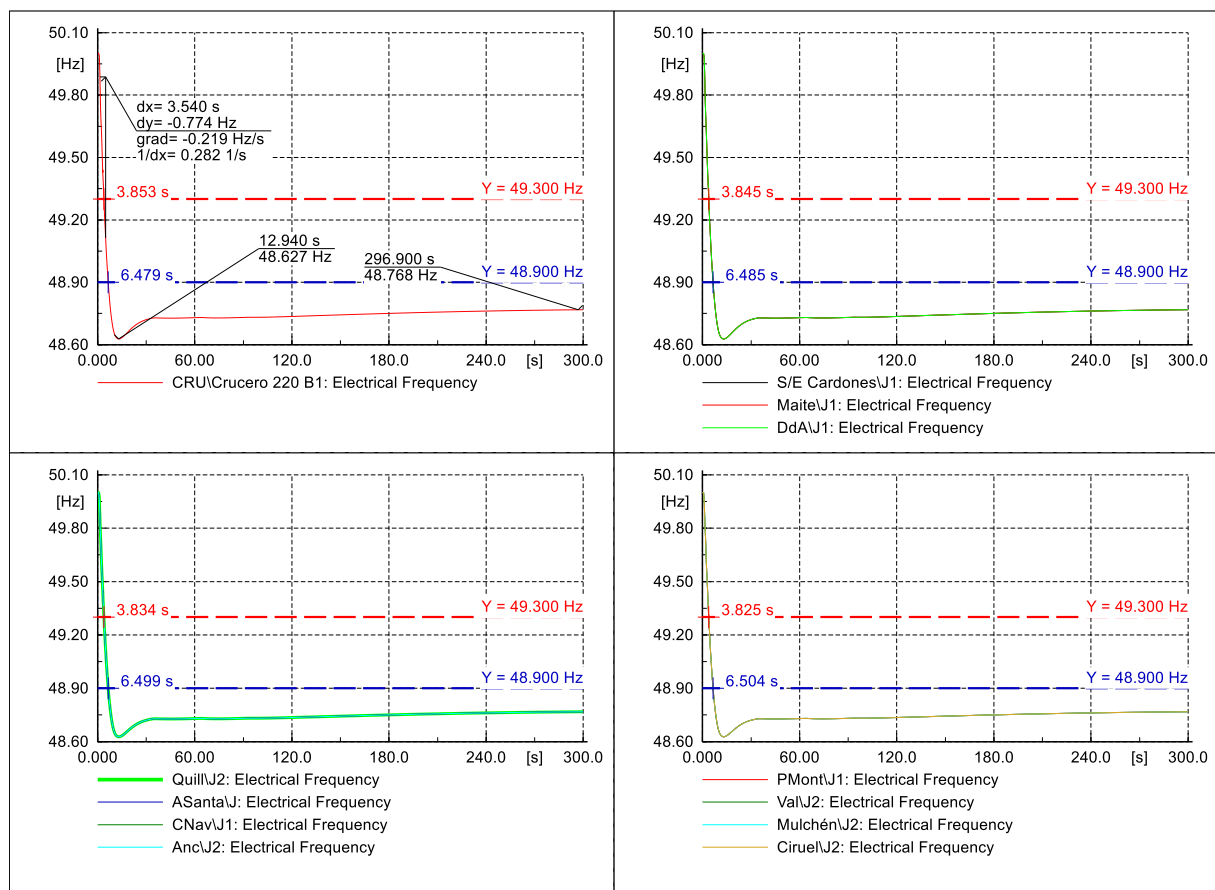


Gráfico 67. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2a

Tabla 37. CPF10 y CPF300 Caso 2b

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
ANG1	carbón	1584	257	276.9	19.9	92.81	13.79	11.25	15.97	11.17
Antuco U1	hidro	752	105	160	55	65.63	41.91	52.38	42.97	52.33
Antuco U2	hidro	752	105	160	55	65.63	41.11	47.60	42.16	47.55
CCH1	carbón	1273.8	249.5	274.9	25.4	90.76	16.14	23.90	17.89	23.82
Ralco U1	hidro	1193.9	344	345	1	99.71	41.38	41.46	42.93	41.35
Ralco U2	hidro	1193.9	342	345	3	99.13	45.20	50.95	46.75	50.85
El Toro U1	hidro	302.6	90	112.5	22.5	80.00	25.76	31.83	26.17	31.81
El Toro U2	hidro	302.6	90	112.5	22.5	80.00	25.76	31.83	26.17	31.81
Guacolda U1	carbón	762.48	136	154.2	18.2	88.20	11.67	13.82	12.77	13.78
Guacolda U2	carbón	762.48	136	154.4	18.4	88.08	11.61	13.81	12.72	13.77
240.9							274.33	318.84	286.49	318.23
Frecuencia mínima: 48.907 Hz										
Frecuencia 300s: 49.503 Hz										

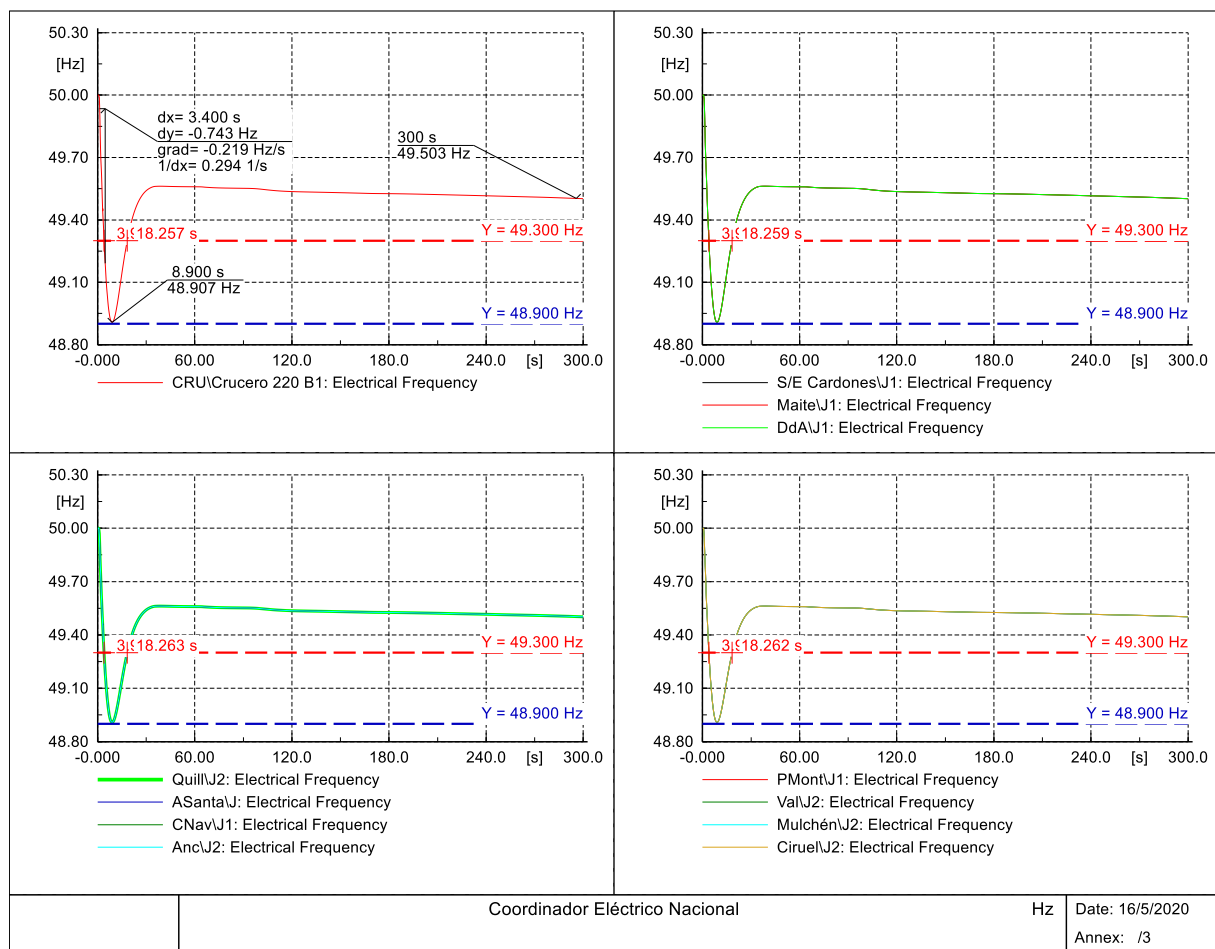


Gráfico 68. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2b

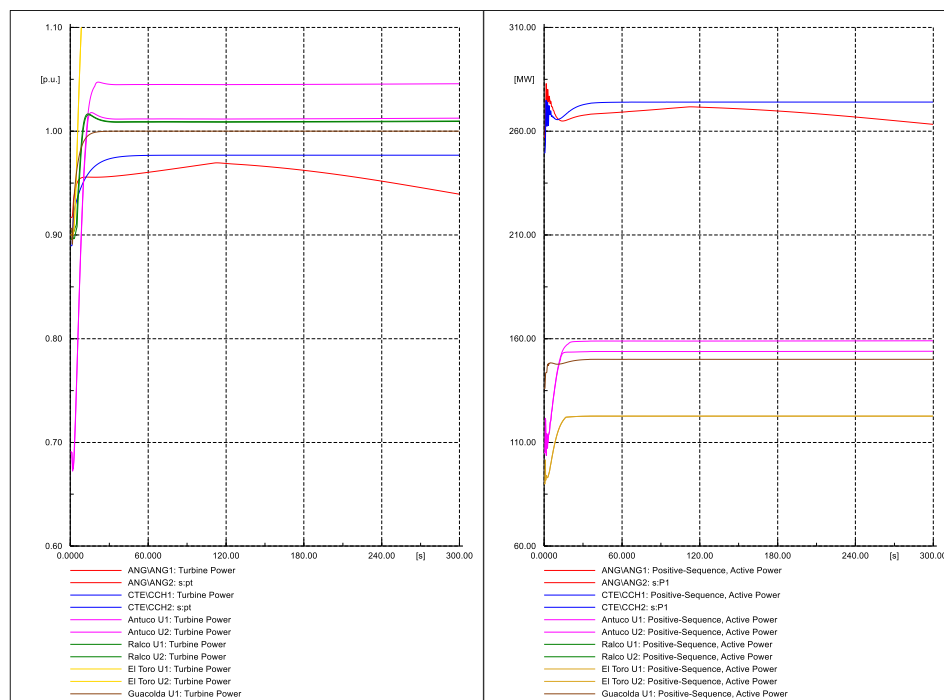


Tabla 38. CPF10 y CPF300 Caso 2c

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
Guacolda U2	carbón	762.48	136	154.4	18.4	88.08	11.90	13.69	12.67	13.73
CCH1	carbón	1273.8	249.5	274.9	25.4	90.76	17.01	24.06	17.89	23.82
Antuco U1	hidro	752	105	160.0	55	65.63	42.51	52.93	43.15	52.90
Antuco U2	hidro	752	105	160.0	55	65.63	41.72	48.12	42.33	48.10
Ralco U1	hidro	1193.9	344	345.0	1	99.71	45.67	57.98	46.61	57.89
Ralco U2	hidro	1193.9	342	345.0	3	99.13	46.25	52.97	47.12	52.88
Guacolda U3	carbón	762.48	136	153.9	17.9	88.37	12.67	13.43	13.60	13.49
Canutillar U1	hidro	224	65	86.00	21	75.58	13.59	17.72	13.52	13.49
Guacolda U1	carbón	762.48	136	154.2	18.2	88.20	11.85	13.72	12.73	13.74
214.9							243.18	294.62	249.63	290.04
Frecuencia mínima: 48.901 Hz										
Frecuencia 300s: 49.371 Hz										

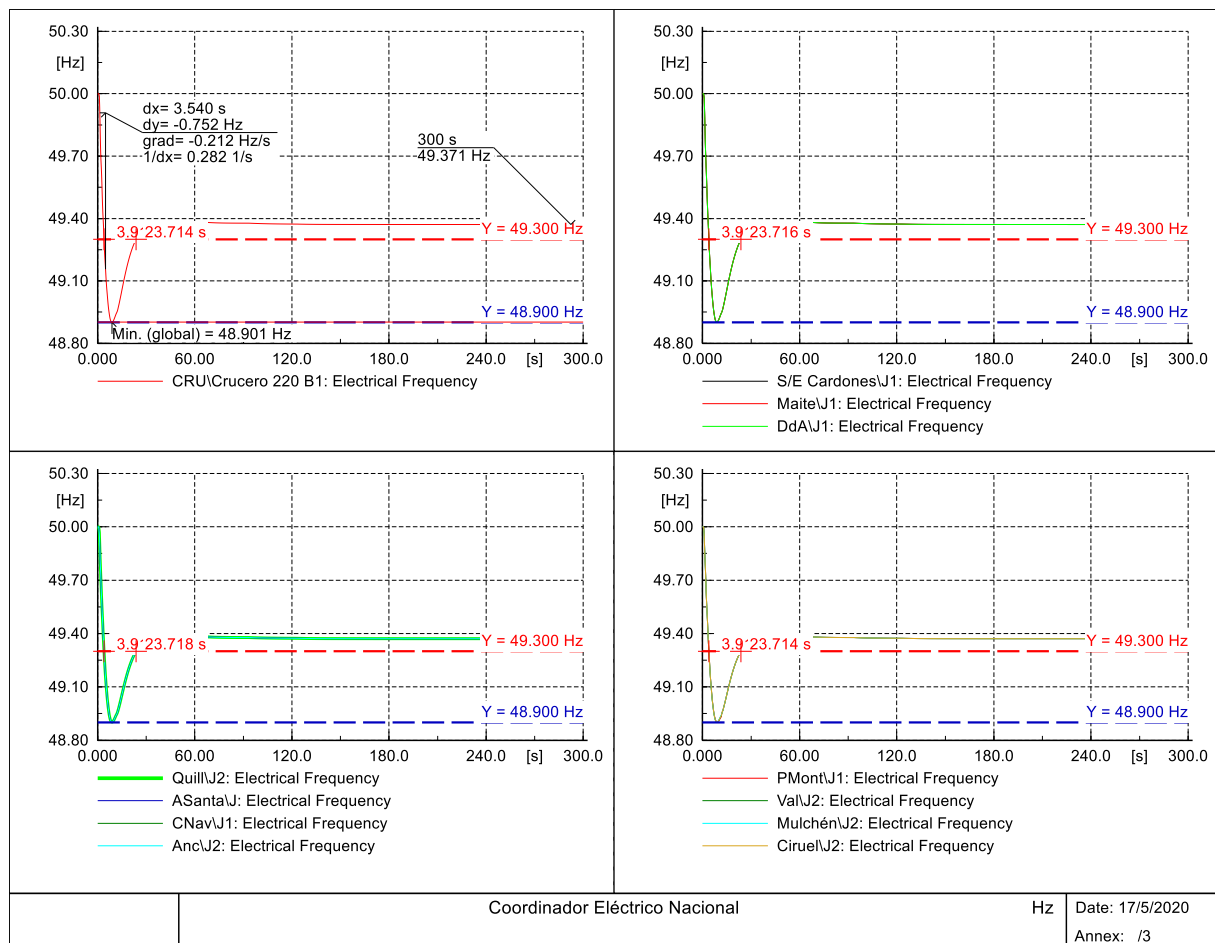


Gráfico 70. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2c



Tabla 39. CPF10 y CPF300 Caso 2c Desc. San Isidro

Unid	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	Reserva giro	% CARGA	Potencia eléctrica		Potencia turbina	
							CPF 10	CPF 300	CPF 10	CPF 300
Guacolda U2	carbón	762.48	136	154.4	18.4	88.08	12.13	13.81	12.72	13.77
CCH1	carbón	1273.8	249.5	274.9	25.4	90.76	17.04	23.91	17.92	23.82
Antuco U1	hidro	752	105	160.0	55	65.63	41.72	52.66	42.21	52.60
Antuco U2	hidro	752	105	160.0	55	65.63	40.98	47.87	41.48	47.81
Ralco U1	hidro	1193.9	327.1	345.0	17.9	94.81	44.86	57.28	45.53	57.15
Ralco U2	hidro	1193.9	332	345.0	13	96.23	45.39	52.43	46.05	52.30
Guacolda U3	carbón	762.48	136	153.9	17.9	88.37	12.88	13.53	13.60	13.49
Canutillar U1	hidro	224	65	86.00	21	75.58	13.37	15.59	13.36	13.49
Guacolda U1	carbón	762.48	136	154.2	18.2	88.20	12.60	13.81	12.79	13.78
Frecuencia mínima: 48.901 Hz										
Frecuencia 300s: 49.371 Hz										

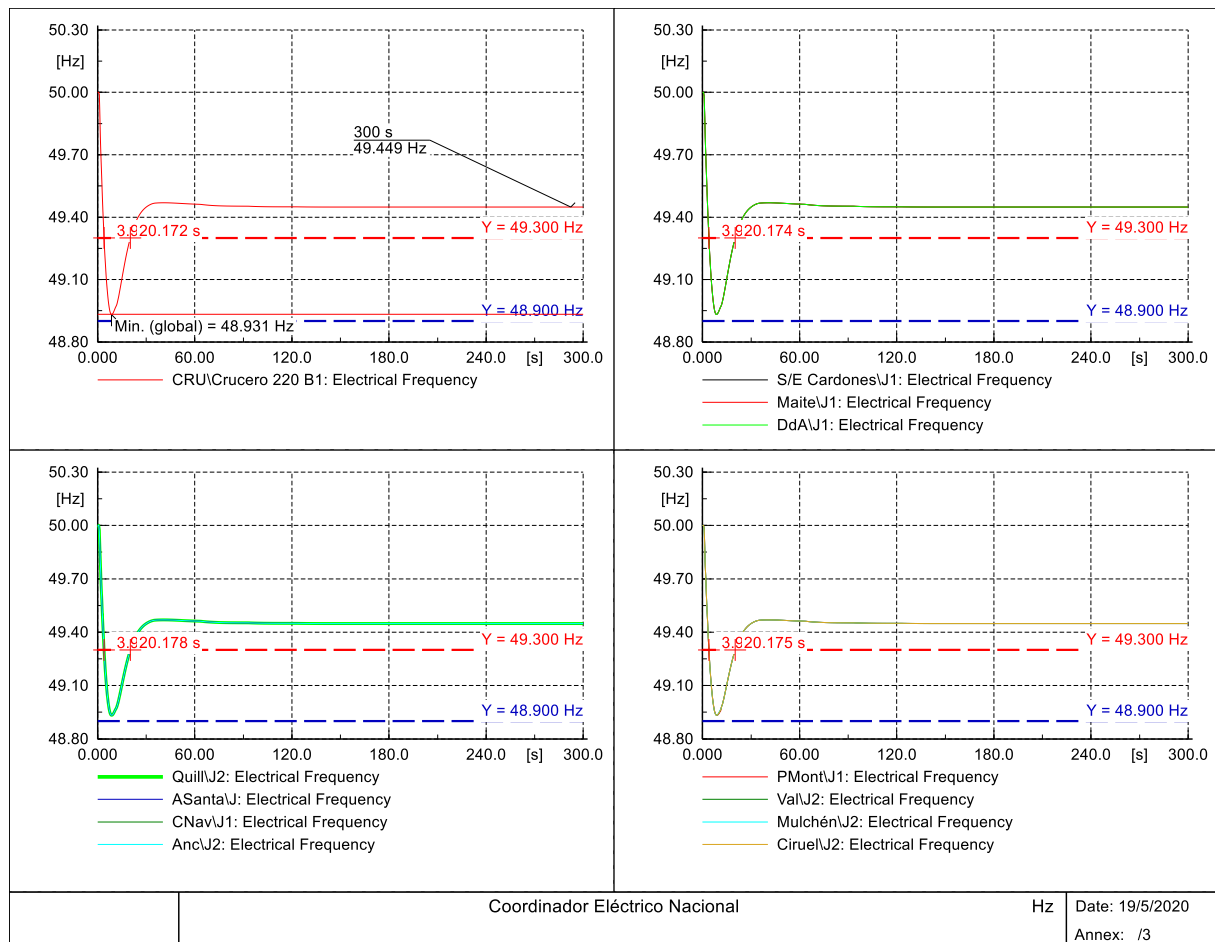


Gráfico 71. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 2c Desc. San Isidro

b.3) Análisis Caso 3

En este escenario se incrementó el porcentaje de penetración renovable hasta el 48,3%, lo que produce una reducción de la inercia sistémica a 22,2 GWs. Si bien este escenario de operación es de baja probabilidad de ocurrencia al menos en un escenario presente, se pretende con esto evaluar la respuesta sistémica y la necesidad de reserva en un escenario desafiante como el analizado en este punto.

En este escenario de penetración renovable tan elevada, la respuesta dinámica del sistema tiende a depender no solo de la reserva y la inercia sino también incide la problemática relacionada al control de tensión. Con el sistema en condición post falla, las variaciones dinámicas de la tensión no pueden ser corregidas satisfactoriamente por el reducido número de unidades sincrónicas en servicio, siendo que las que se encuentran fuera de servicio con capacidad de regular tensión de manera rápida fueron desplazadas por generación renovable despachada en su gran mayoría en modo de control PQ. Más aun, varios de los parques durante la perturbación entran y salen de operación en control de corriente (LVRT), magnificando la problemática. Los SVC que se encuentran instalados en el sistema no son suficientes para controlar adecuadamente la tensión, observándose en varios de estos, CER Cardones por citar un ejemplo, una variación entre sus máximos y mínimos de su potencia reactiva.

Dicho esto, pese a que en este escenario se logró definir una reserva necesaria para cumplir tanto con el nadir de frecuencia como la frecuencia mínima a los 300 s, se obtuvieron derivadas de frecuencia una vez superado el límite de 49 Hz, superiores a los 0,5 Hz/s, lo cual supondría actuación de relés de desconexión de demanda por RoCoF. Esta variación oscilatoria de la frecuencia está asociada a la problemática de tensión ya mencionada.

Se simula un siguiente caso, para las mismas condiciones de penetración, inercia y disparo de unidad, pero incluyendo un SVC de 500 MVar en la estación Illapa 220 kV, de manera de mejorar el perfil dinámico de la tensión. Esto trae aparejado una respuesta sistémica más estable y un cumplimiento de la dinámica de la frecuencia desde el punto de vista del ROCOF.

Tabla 40. CPF10 y CPF300 Caso 3

Unidad	Tipo	H (MVAs)	P (MW)	Pmax (MW)	% CARGA	CPF 10	CPF 300
Guacolda U2	carbón	762,48	136,0	154,4	93,5	12,6	14,0
CCH1	carbón	1273,8	249,5	274,9	90,8	18,0	24,5
Antuco U1	hidro	752	105,0	160,0	65,6	37,6	47,6
Antuco U2	hidro	752	105,0	160,0	65,6	36,5	42,5
Ralco U1	hidro	1193,9	291,0	345,0	85,2	37,0	76,3
TG3	gas	112,5	23,0	36,4	63,2	8,3	5,5
Guacolda U3	carbón	762,48	136,0	153,9	88,4	10,8	10,8
TGTAR	gas	70	16,0	20,0	79,8	6,3	4,2
Guacolda U1	carbón	762,48	136,0	154,2	88,2	12,7	14,0
TG1A	gas	998,25	88,0	115,0	76,5	44,0	31,1
Canutillar U1	hidro	224	65,0	86,00	75,6	10,5	19,1
Canutillar U2	hidro	224	65,0	86,00	75,6	10,5	19,1
Ralco U2	hidro	1193,9	295,0	345,0	85,5	36,0	76,3
El Toro U1	hidro	302,6	90,0	112,5	80,0	24,5	32,6

En las siguientes figuras se muestran ambos casos y la comparativa de la frecuencia. Asimismo, se muestra tabulado el aporte de las unidades utilizadas para alcanzar el CPF requerido, siendo el mismo con y sin el SVC.

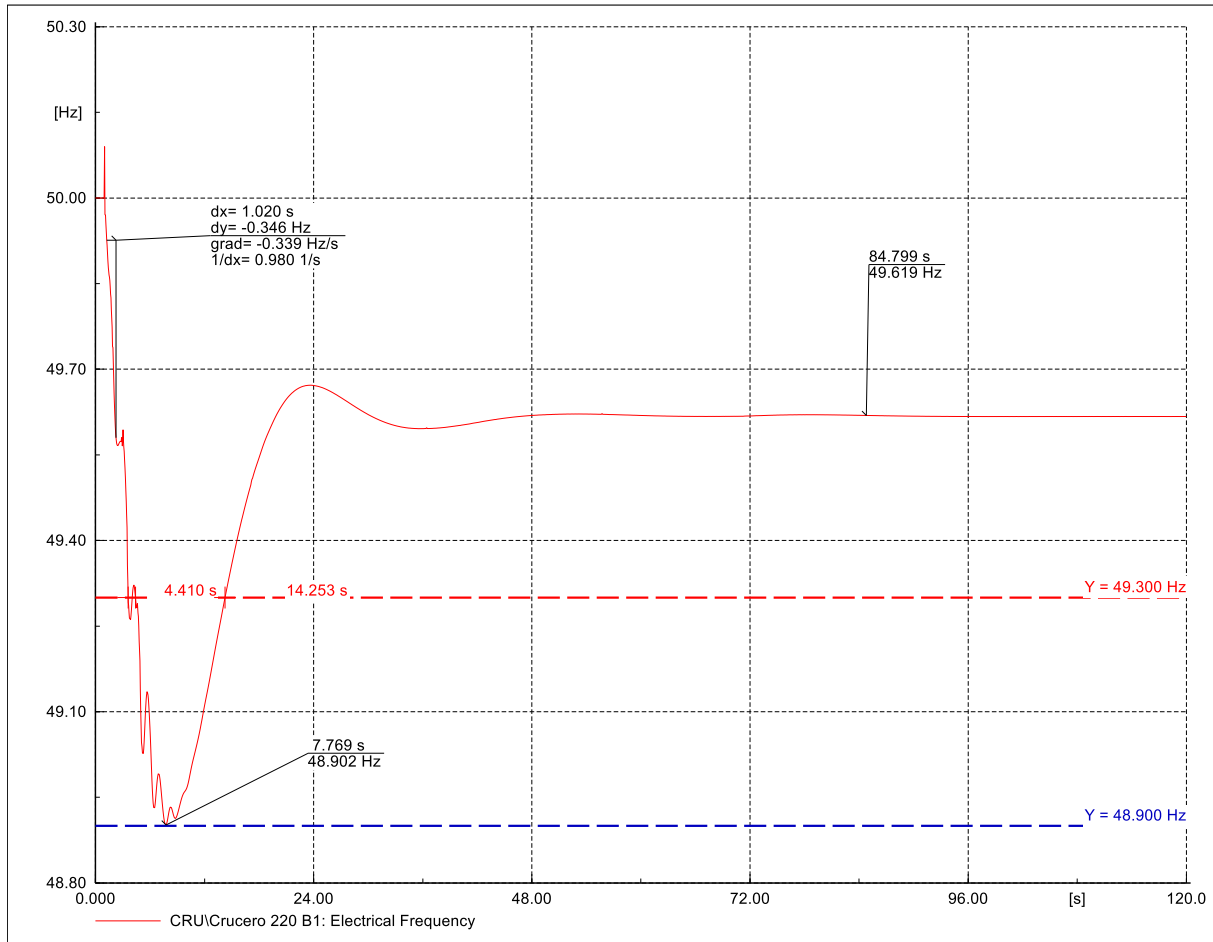
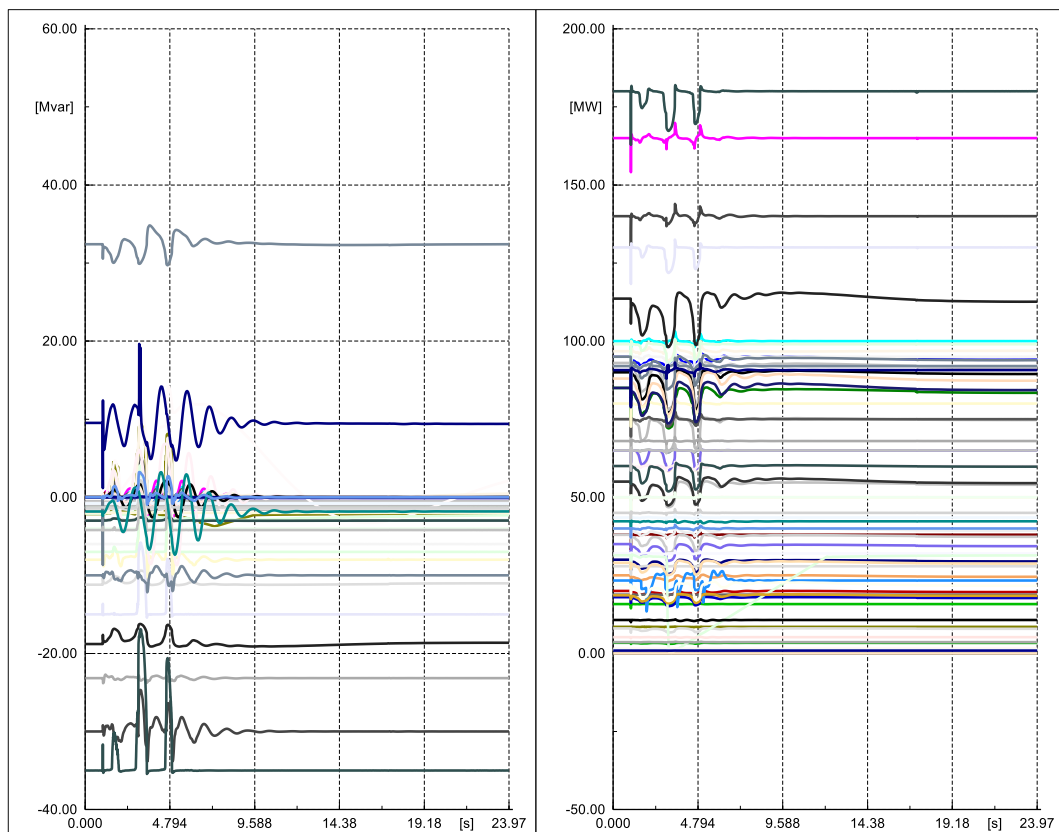
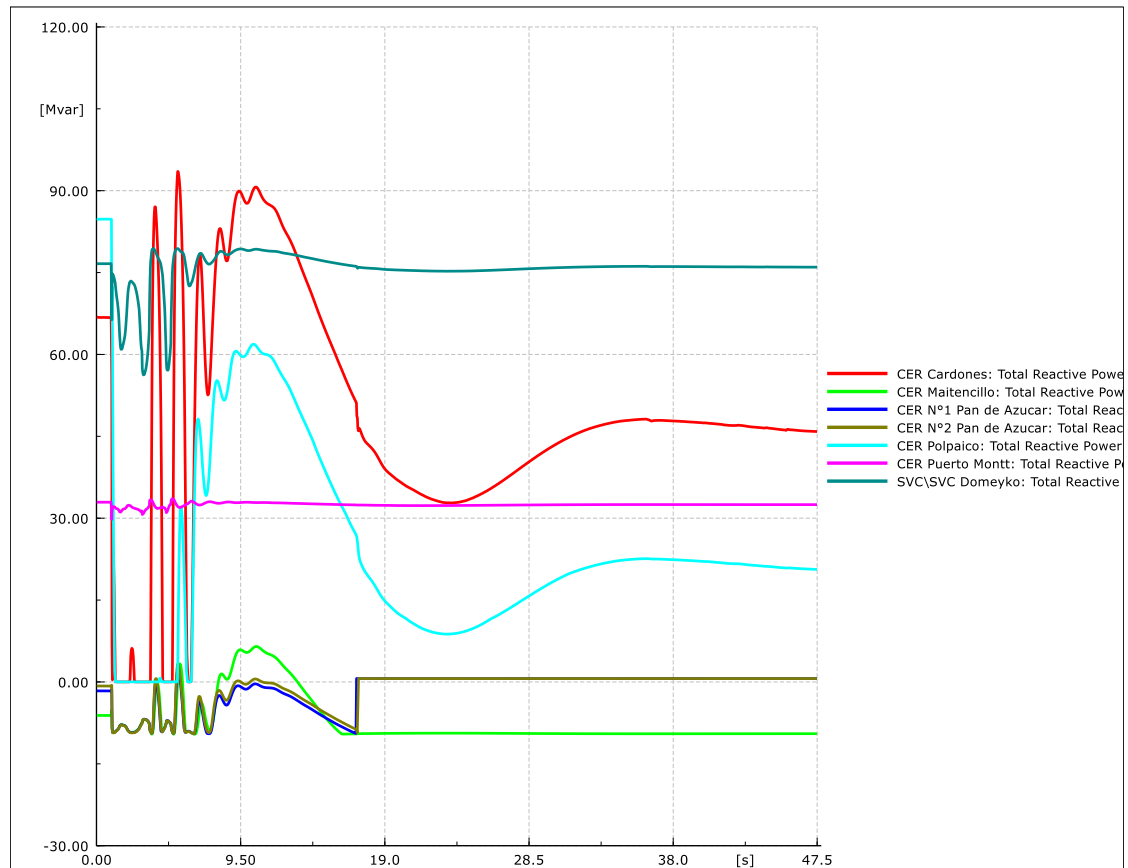


Gráfico 72. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro



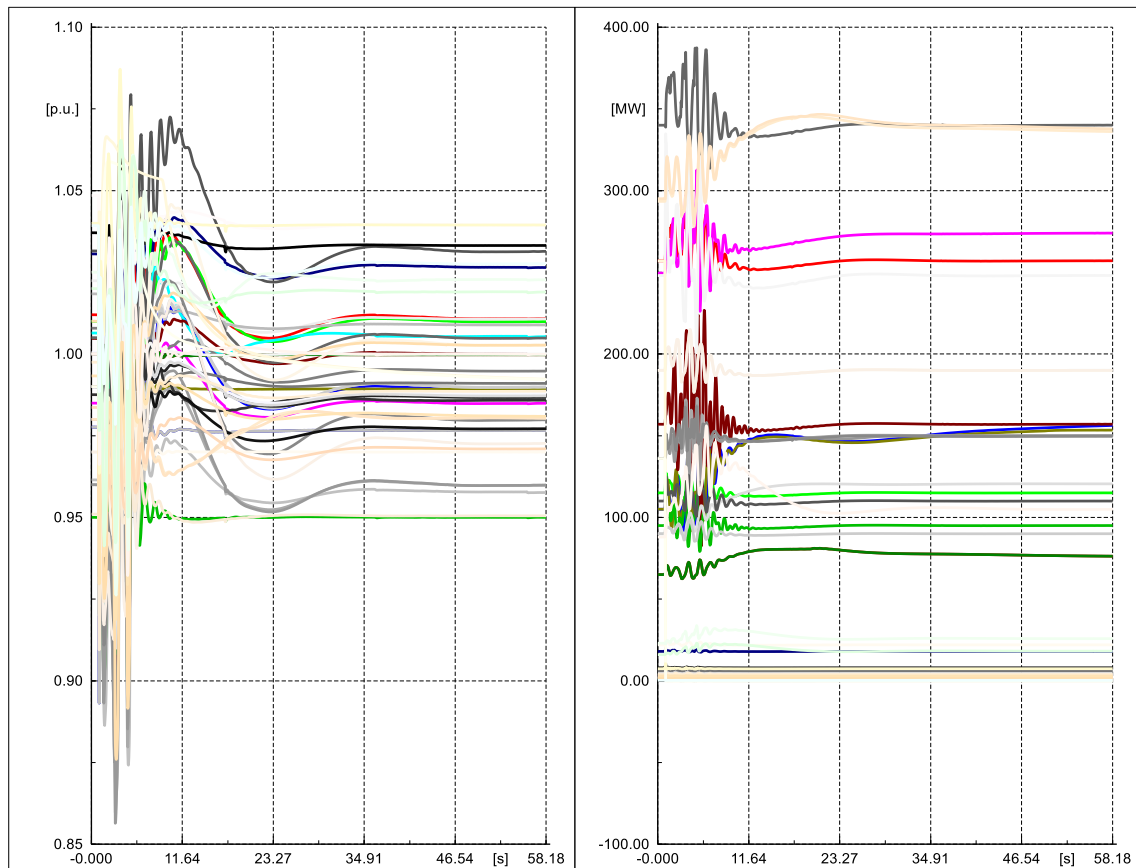


Gráfico 75. P y u sincrónicos Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro

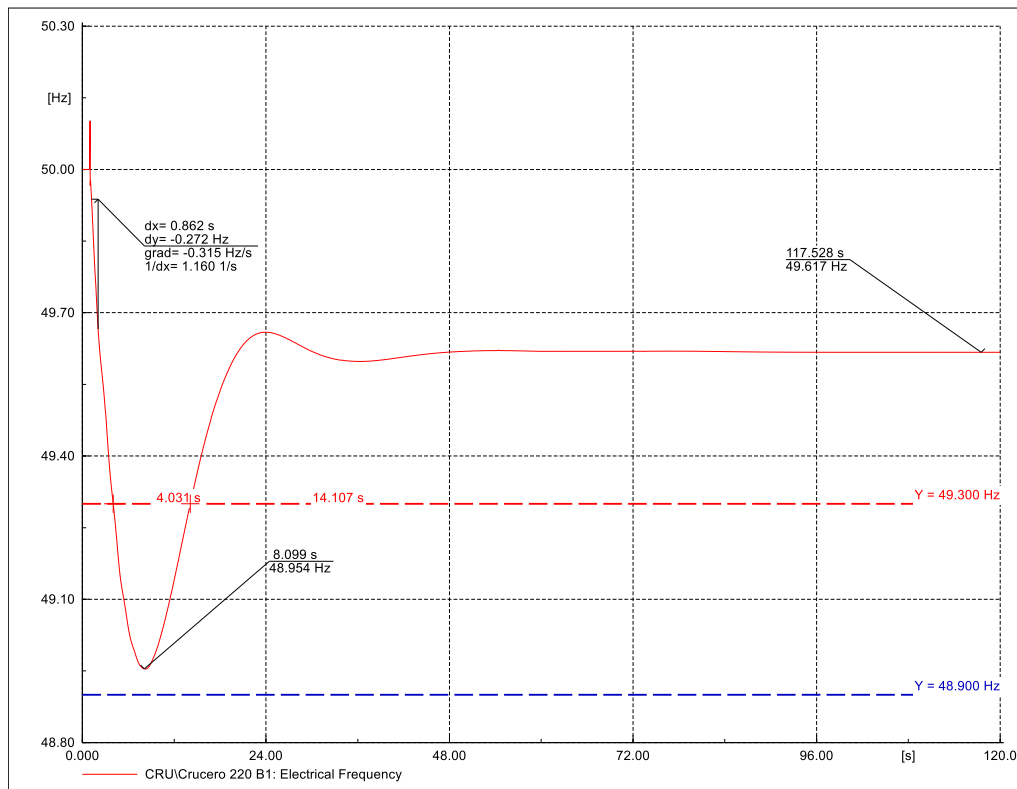


Gráfico 76. Frecuencia Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro

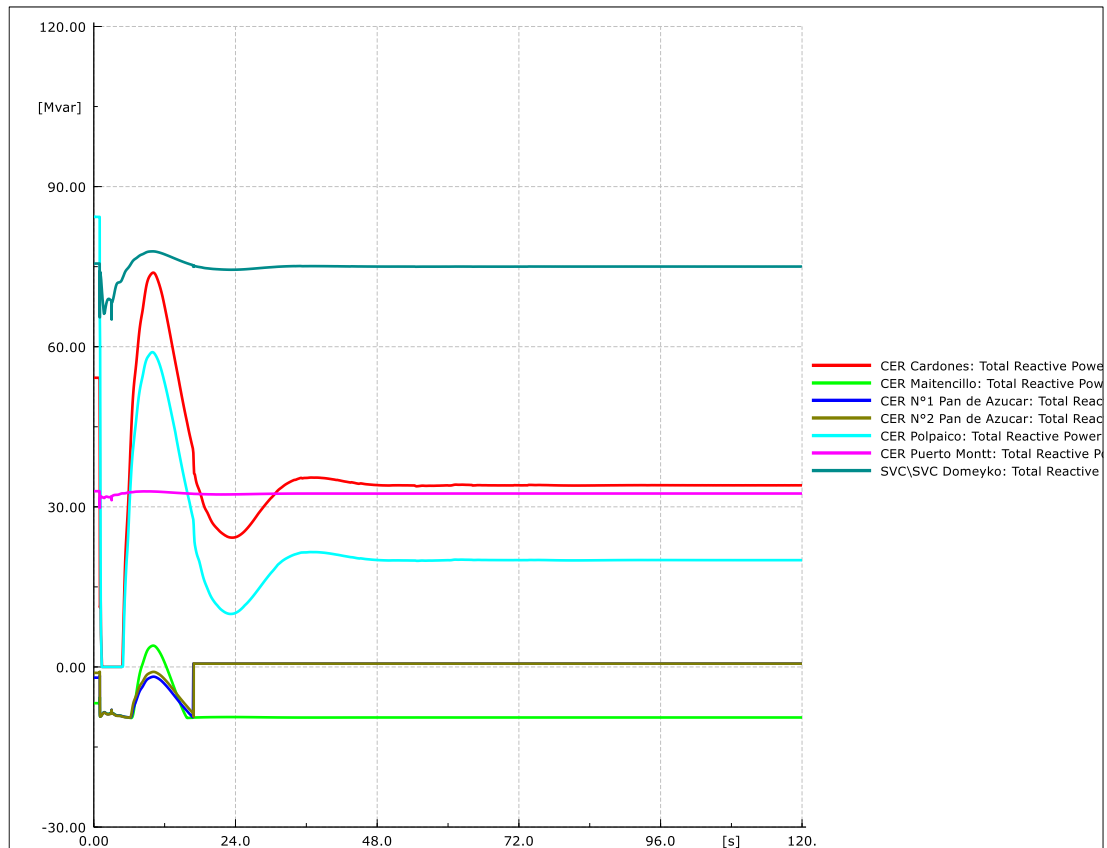


Gráfico 77. MVar SVC Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro

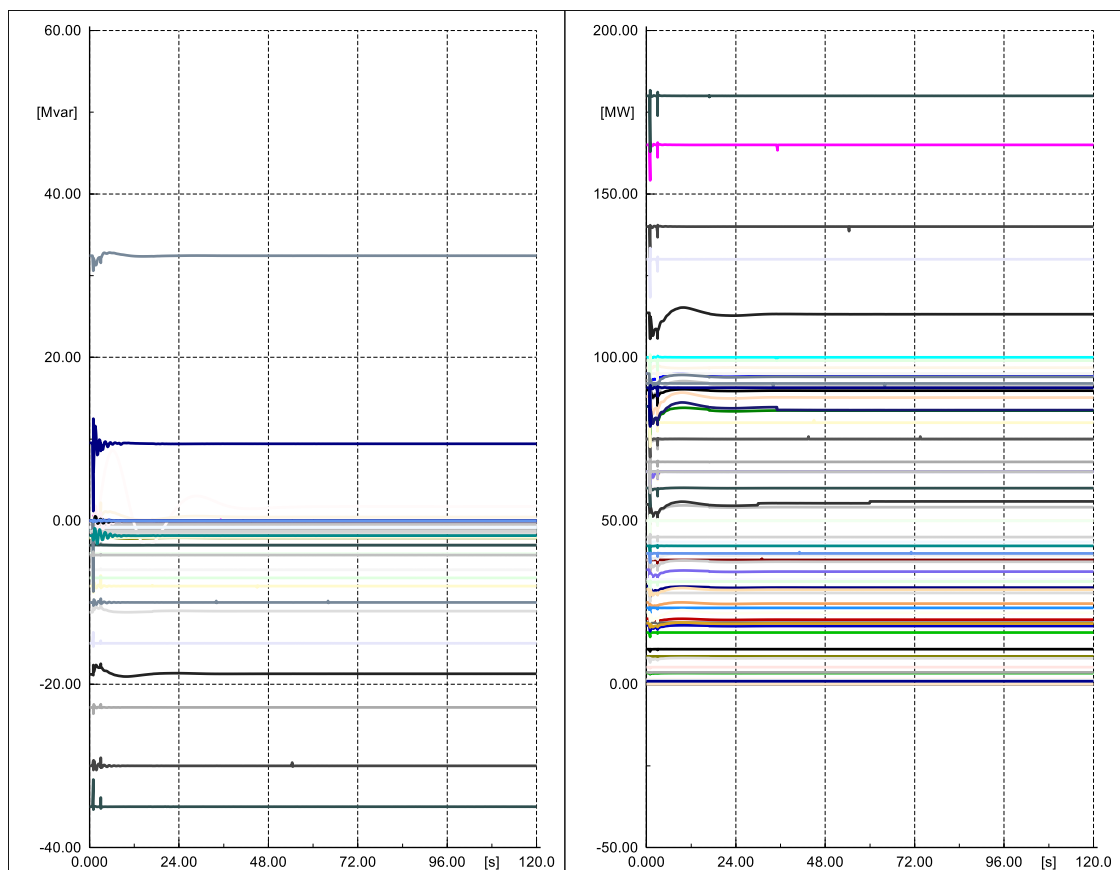


Gráfico 78. P y Q estáticos Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 con SVC extra. Desc. San Isidro

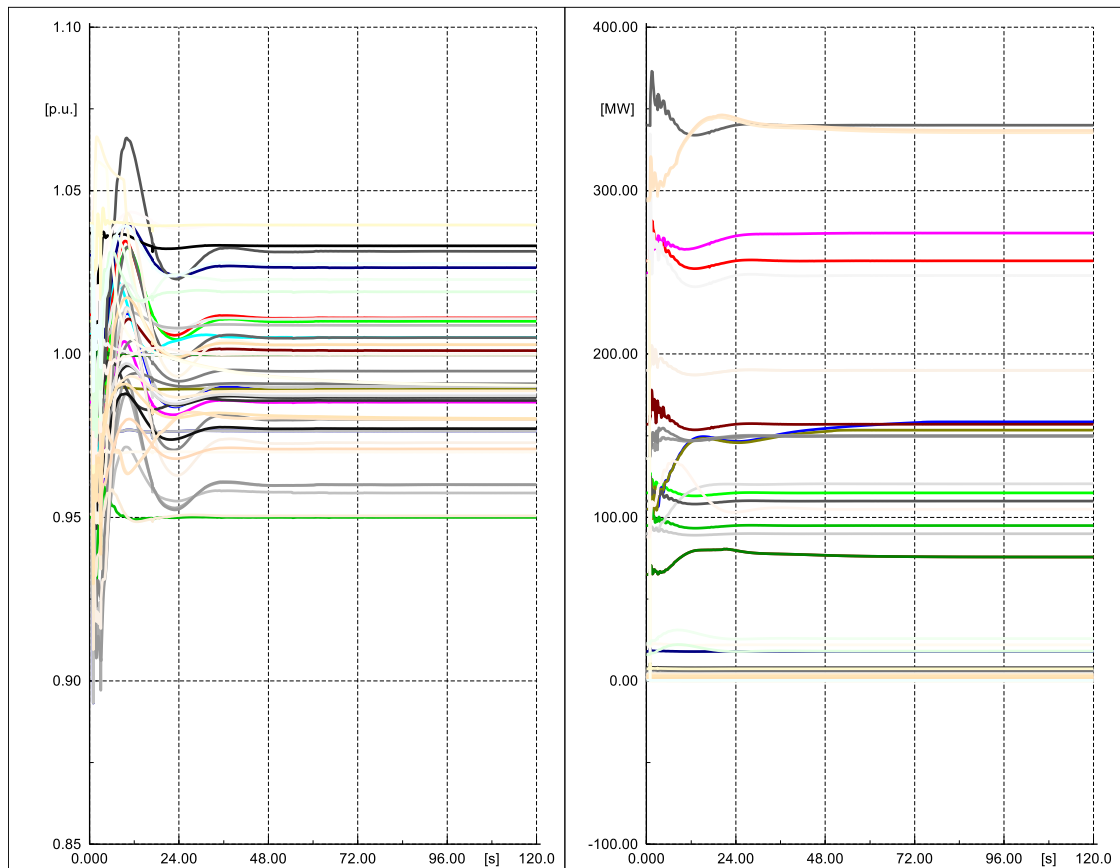


Gráfico 79. P y Q sincrónicos SVC Sistema Eléctrico Nacional Caso 3 sin SVC extra. Desc. San Isidro

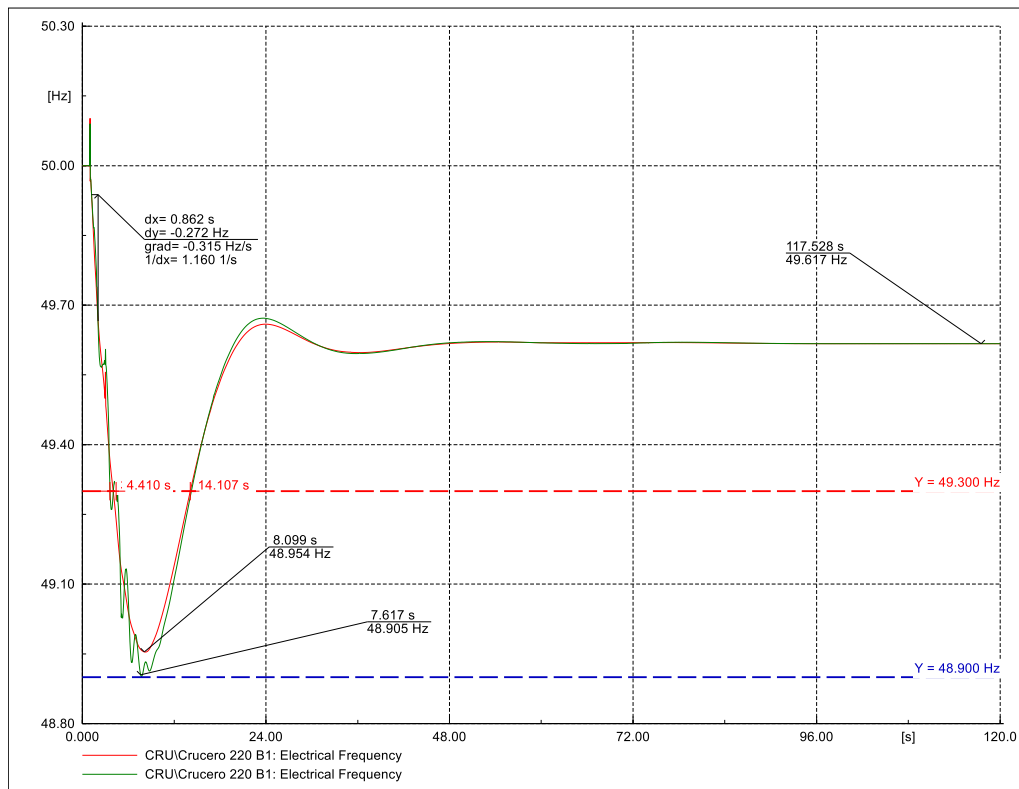


Gráfico 80. Comparación Frecuencia Caso 3 con y sin SVC extra. Desc. San Isidro

c) Resultados para la Etapa 2

c.1) Resultados para 2022

La siguiente tabla presenta los aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados en función de la inercia sistémica, la unidad de generación disparada y de la demanda del sistema para el año 2022.

Tabla 41. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios 2022 analizados.

Caso	Demanda	Disparo	Inercia	CPF	
	PD [MW]	PS5 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	P300 [MW]
B22a_HS_DB	6.712	270	34,1	122	168
B22b_HS_DA	10.501	320	48,0	105	181
B22c_HH_DB	6.988	315	33,1	169	210
B22d_HH_DA	10.396	314	40,3	124	176
B22e_HS_ERVrel	8.811	300	38,7	125	176
B22f_HH_ERVrel	8.795	315	39,5	137	191
B22g_HS_DA	10.872	320	40,4	127	179
B22h_HS_DB	7.811	300	27,4	167	186

El caso más exigente corresponde al B22c, el cual combina mínima demanda y baja inercia, el cual requirió 169 MW de aporte P10 y 210 MW de aporte P300. Estos montos aumentan a 242 MW y 261 MW respectivamente si se maximiza el despacho de la unidad IEM a 375 MW.

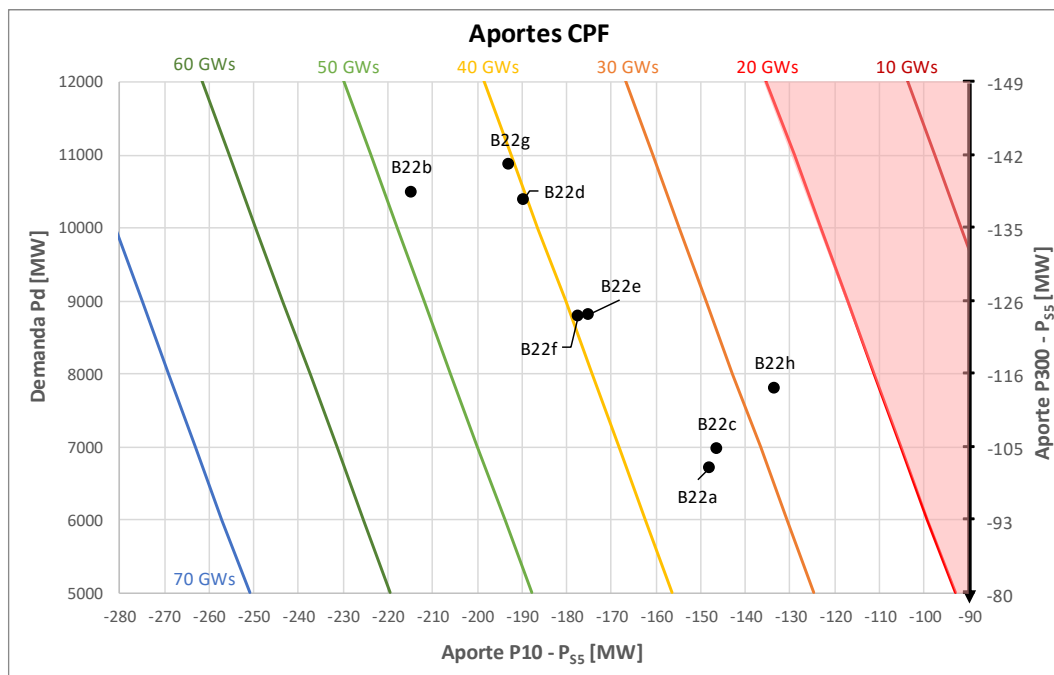


Gráfico 81. Ubicación relativa de los escenarios 2022 y los aportes P10 y P300 requeridos

Las evoluciones de la frecuencia que resultan de las simulaciones en el dominio del tiempo se presentan en el Gráfico 82. De la Tabla 42 a la Tabla 49 presentan los despachos y aportes P10 y P300 a las reservas para CPF para cada unidad extraídos de los valores tabulados que resultan del banco de pruebas.

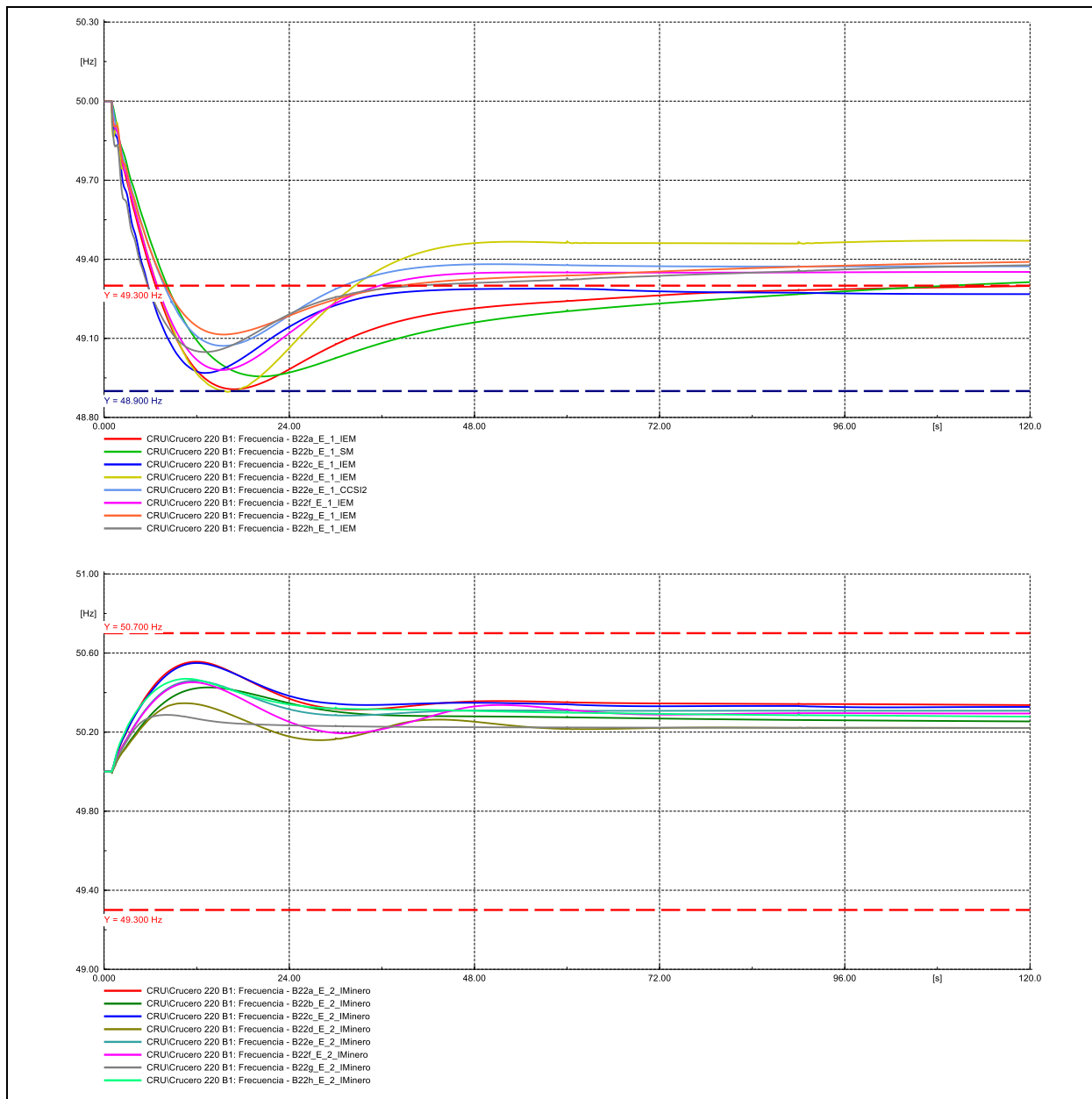


Gráfico 82. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2022

Tabla 42. Unidades participando del CPF en el Caso B22a_HS_DB.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	60,0	69,8	13.5	20.2
Canutillar U2	60,0	69,8	13.5	20.2
CCH1	235,0	85,5	28.5	39.0
El Toro U1	75,0	66,7	29.5	43.9
Guacolda U1	120,0	77,8	27.3	30.0
CTA	145,0	81,9	0.4	8.5
CTH	145,0	81,7	0.4	8.5
Total			112,9	170,4

Tabla 43. Unidades participando del CPF en el Caso B22b_HS_DA.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	65,0	75,6	13.2	19.1
Canutillar U2	65,0	75,6	13.2	19.1
Colbún U1	175,1	75,7	10.9	47.9
El Toro U1	84,0	74,7	27.5	38.6
Antuco U1	130,1	81,3	29.9	29.5
CTA	100,1	56,5	0.5	8.9
CTH	100,1	56,4	0.5	8.9
Guacolda U4	100,3	65,2	10.0	10.0
Total			105,6	182,1

Tabla 44. Unidades participando del CPF en el Caso B22c_HH_DB.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	68,0	79,1	13.0	18.4
Canutillar U2	68,0	79,1	13.0	18.4
El Toro U1	84,2	74,9	27.4	38.4
El Toro U2	84,2	74,9	27.4	38.4
Guacolda U1	120,0	77,8	27.3	30.0
Antuco U1	113,6	71,0	39.9	46.0
Guacolda U3	120,0	78,0	10.8	10.8
Guacolda U4	120,0	78,0	10.8	10.8
Total			169,5	211,1

Tabla 45. Unidades participando del CPF en el Caso B22d_HH_DA.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	70,0	81,4	10.1	17.1
El Toro U1	90,0	80,0	24.5	32.6
El Toro U2	90,0	80,0	24.5	32.6
El Toro U3	90,0	80,0	22.5	32.6
Rapel U1	60,0	79,4	16.3	31.0
Pehuenche U2	210,5	73,9	23.6	40.7
Total			121,6	186,5

Tabla 46. Unidades participando del CPF en el Caso B22e_HS_ERVrel.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	75,0	87,2	10,7	12,0
El Toro U1	84,0	74,7	27,5	38,6
El Toro U2	84,0	74,7	27,5	38,6
El Toro U3	78,0	69,3	27,2	43,9
Guacolda U1	75,0	48,7	38,2	42,1
Total			131,0	175,2

Tabla 47. Unidades participando del CPF en el Caso B22f_HH_ERVrel.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	68,0	79,1	13,0	18,4
Canutillar U2	68,0	79,1	13,0	18,4
El Toro U1	84,2	74,9	27,4	38,4
El Toro U2	84,2	74,9	27,4	38,4
El Toro U3	84,6	75,2	25,2	38,0
Guacolda U1	120,0	77,8	27,3	30,0
NT01	110,0	78,2	7,5	11,4
Total			140,7	192,9

Tabla 48. Unidades participando del CPF en el Caso B22g_HS_DA.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	70,0	81,4	12,5	17,1
Canutillar U2	70,0	81,4	12,5	17,1
El Toro U1	100,0	88,9	20,6	22,6
El Toro U2	100,0	88,9	20,6	22,6
El Toro U3	90,0	80,0	23,3	32,6
Guacolda U1	130,0	84,3	18,2	20,0
Guacolda U2	130,0	89,4	18,0	20,0
CTA	110,0	62,1	0,5	8,9
CTH	110,0	62,0	0,5	8,9
CTM1	130,0	80,4	0,5	4,7
Total			127,1	174,3

Tabla 49. Unidades participando del CPF en el Caso B22h_HS_DB.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Antuco U1	100,0	62,5	40,7	47,6
ANG1	200,0	72,2	38,9	2,8
CTA	145,0	81,9	0,4	8,5
Guacolda U1	110,0	71,3	36,4	40,0
Guacolda U2	110,0	75,6	35,0	33,7
Colbún U1	180,0	77,8	10,8	43,8
CTM1	125,0	77,3	0,5	4,7
Total			162,8	181,1

c.2) Resultados para 2023

La siguiente tabla presenta los aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados en función de la inercia sistémica, la unidad de generación disparada y de la demanda del sistema.

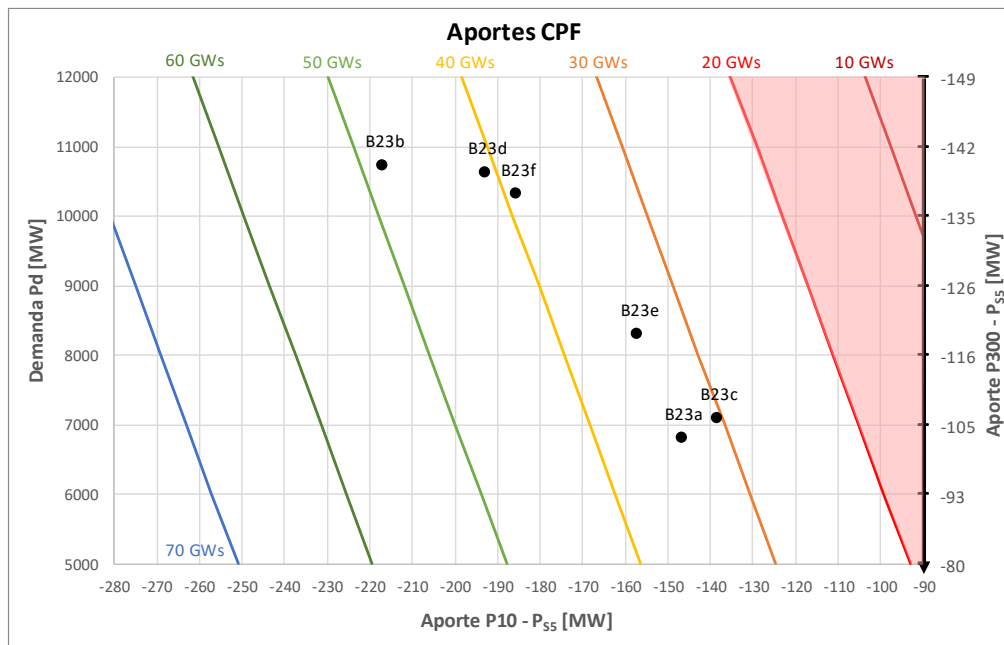


Gráfico 83. Ubicación relativa de los escenarios 2023 y los aportes P10 y P300 requeridos

Tabla 50. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados.

Caso	Demanda	Disparo	Inercia	CPF	
	PD [MW]	PS5 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	P300 [MW]
B23a_HS_DB_Ene	6.821	350	33,5	203	247
B23b_HS_DA_Mar	10.743	350	48,3	133	210
B23c_HH_DB_Ene	7.105	348	30,3	212	244
B23d_HH_DA_Dic	10.636	306	40,9	113	166
B23e_HH_DB_ERVrel_Ene	8.316	323	34,0	149	187
B23f_HS_DA_ERVrel_Mar	10.328	348	39,1	163	211

El caso más exigente corresponde al B23c, el cual combina baja demanda e inercia, que requirió 212 MW de aporte P10 y 244 MW de aporte P300. Estos montos aumentan a 242 MW y 274 MW respectivamente si se maximiza el despacho de la unidad IEM a 375 MW.

Las evoluciones de la frecuencia que resultan de las simulaciones en el dominio del tiempo se presentan en el Gráfico 84. La Tabla 51 a la Tabla 56 presentan los despachos y aportes P10 y P300 a las reservas para CPF para cada unidad extraídos de los valores tabulados que resultan del banco de pruebas.

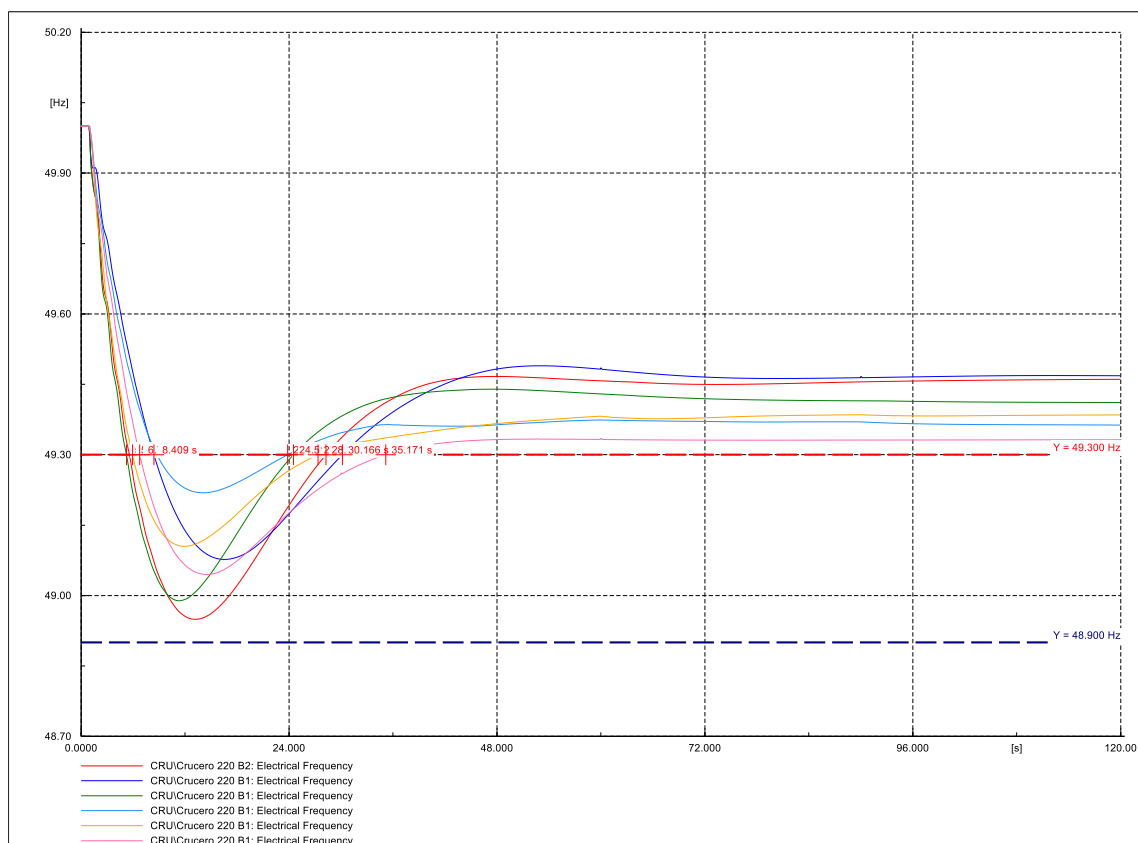


Gráfico 84. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2023

Tabla 51. Unidades participando del CPF en el Caso B23a_HS_DB_Ene.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	60	69,8	13,5	20,2
Canutillar U2	60	69,8	13,5	20,2
CCH1	235	85,5	28,5	39
Antuco U1	60	37,5	40,7	47,6
Guacolda U1	140	90,8	9,1	10
Guacolda U2	130	89,4	18	20
Guacolda U3	130	84,5	10,8	10,8
Ralco U1	166,7	48,3	43,3	76,3
El Toro U1	75	66,7	29,5	43,9
Total			206,6	288

Tabla 52. Unidades participando del CPF en el Caso B23b_HS_DA_Mar.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	60	69,8	13,5	20,2
Canutillar U2	60	69,8	13,5	20,2
Ralco U1	175,5	50,9	43,3	76,3
Antuco U1	80	50	40,7	47,6
Guacolda U4	75	48,7	7,5	7,5
El Toro U1	84	74,7	27,5	38,6
Total			145,8	210,5

Tabla 53. Unidades participando del CPF en el Caso B23c_HH_DB_Ene.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	55	64	13,5	20,2
Canutillar U2	55	64	13,5	20,2
Guacolda U3	140	91	10,8	10,8
Antuco U1	113,6	71	39,9	46
Guacolda U1	130	84,3	18,2	20
El Toro U1	84,2	74,9	27,4	38,4
Guacolda U4	140	91	10,8	10,8
Antuco U2	113,6	71	38,9	41
El Toro U2	84,2	74,9	27,4	38,4
NT02	118,7	84,1	13,3	15,8
Total			213,5	261,5

Tabla 54. Unidades participando del CPF en el Caso B23d_HH_DA_Dic.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Canutillar U1	60,0	69,8	13,5	20,2
Canutillar U2	60,0	69,8	13,5	20,2
Guacolda U3	90,0	58,5	9,0	9,0
Ralco U2	160,0	46,4	42,7	76,3
Guacolda U1	90,0	58,4	38,2	42,1
Total			116,5	167,9

Tabla 55. Unidades participando del CPF en el Caso B23e_HH_DB_ERVrel_Ene.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Antuco U1	110,0	68,8	40,7	47,6
U14	100,0	73,3	18,6	14,6
Guacolda U3	90,0	58,5	9,0	9,0
Ralco U2	220,0	63,8	42,7	76,3
Guacolda U1	90,0	58,4	38,2	42,1
Total			149,2	189,6

Tabla 56. Unidades participando del CPF en el Caso B23e_HS_DA_ERVrel_Mar.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Antuco U1	110,0	68,8	40,7	47,6
CTM2	100,0	58,1	4,4	9,5
Antuco U1	110,0	68,8	40,7	47,6
Ralco U2	220,0	63,8	42,7	76,3
Guacolda U1	90,0	58,4	38,2	42,1
Total			166,7	223,1

c.3) Resultados para 2024

La siguiente tabla presenta los aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados en función de la inercia sistémica, la unidad de generación disparada y de la demanda del sistema.

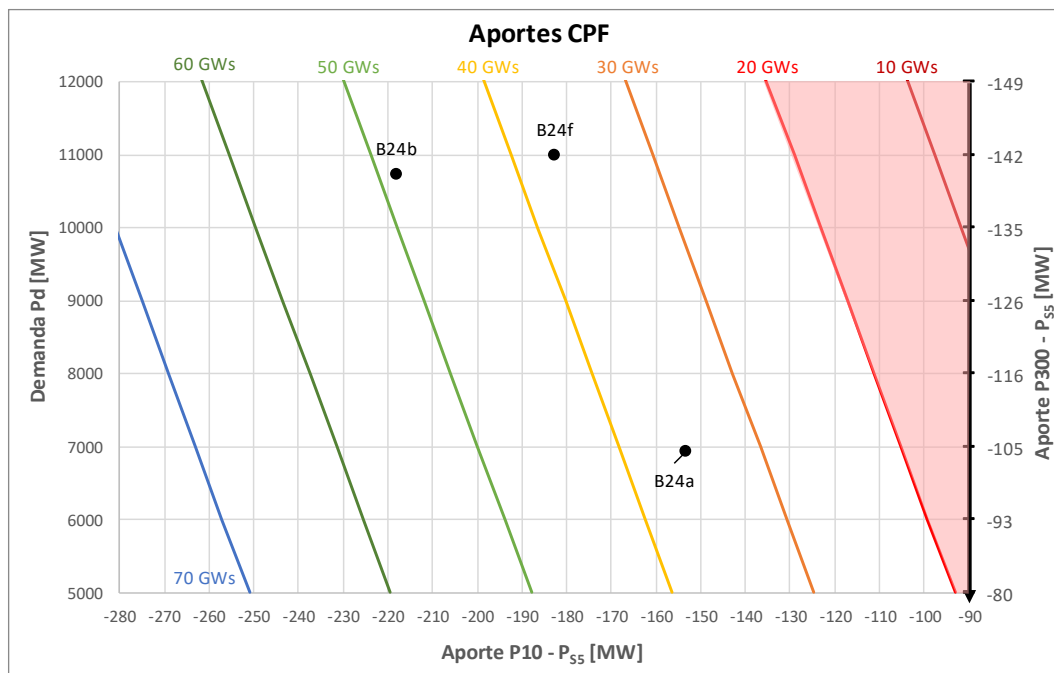


Gráfico 85. Ubicación relativa de los escenarios 2024 y los aportes P10 y P300 requeridos

Tabla 57. Aportes P10 y P300 necesarios para los escenarios analizados de 2024.

Caso	Demanda	Disparo	Inercia	CPF	
	PD [MW]	PS5 [MW]	H [GWs]	P10 [MW]	P300 [MW]
B24a_HS_DB_Ene	6.933	300	35,3	147	196
B24b_HS_DA_Mar	10.743	350	48,6	132	210
B24f_HH_DA_ERVrel_Dic	11.001	325	37,0	142	183

El caso más exigente corresponde al B24a, el cual combina baja demanda e inercia, que requirió 147 MW de aporte P10 y 196 MW de aporte P300. Estos montos aumentan a 177 MW y 226 MW respectivamente si se maximiza el despacho de la unidad Santa María a 340 MW. Las evoluciones de la frecuencia que resultan de las simulaciones en el dominio del tiempo se presentan en el Gráfico 86.

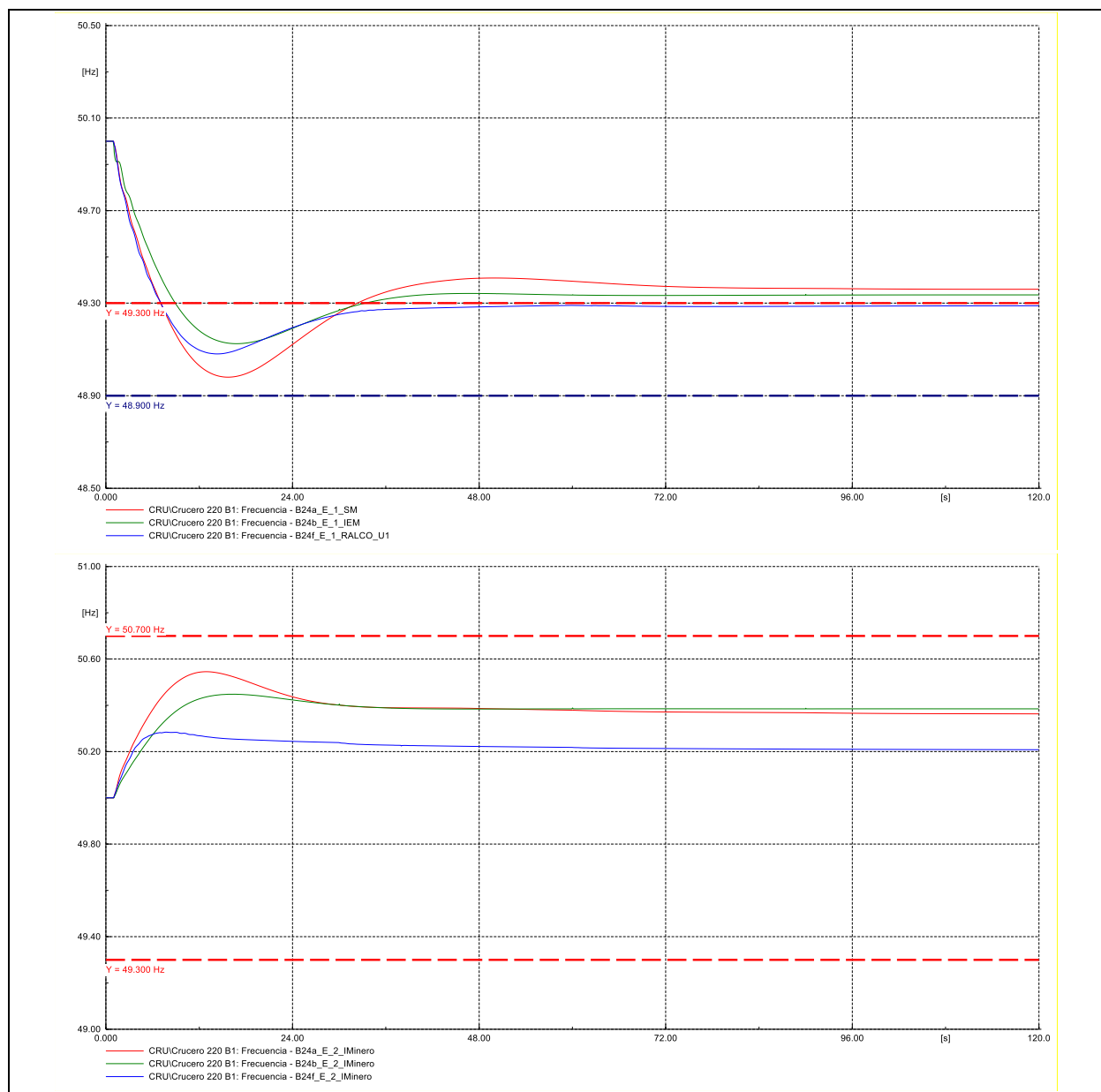


Gráfico 86. Simulación de casos base con aportes mínimos de P10 y P300 Escenarios 2024

Las siguientes tablas presentan los despachos y aportes P10 y P300 a las reservas para CPF para cada unidad extraídos de los valores tabulados que resultan del banco de pruebas para los escenarios de 2024.

Tabla 58. Unidades participando del CPF en el Caso B24a_HS_DB_Ene.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Antuco U1	100,0	62,5	40,7	47,6
CCH1	235,0	85,5	28,5	39,0
Ralco U2	160,0	46,4	42,7	76,3
Guacolda U1	120,0	77,8	27,3	30,0
NT01	100,0	71,1	7,5	11,4
Total			146,3	204,1

Tabla 59. Unidades participando del CPF en el Caso B24b_HS_DA_Mar.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
CCH1	125,0	45,5	58,5	80,9
CCH2	125,0	45,5	58,5	80,9
Ralco U2	170,0	49,3	42,7	76,3
Guacolda U1	75,0	48,6	38,2	42,1
NT01	95,0	67,6	7,5	11,4
Total			146,9	210,7

Tabla 60. Unidades participando del CPF en el Caso B24f_HH__DA_ERVrel_Dic.

Unidad	Despacho		Aportes [MW]	
	MW	%	CPF10	CPF300
Antuco U1	110,0	68,8	40,7	47,6
CCH1	210,0	76,4	46,3	63,8
Antuco U2	110,0	68,8	40,1	42,5
IEM	300,0	79,6	12,3	17,0
NT01	110,0	78,2	7,5	11,4
Total			146,9	182,3

5.1.4. Actividad 2.1.d: Reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta

Esta sección presenta los resultados de la determinación del nivel de reserva requerido para compensar las variaciones naturales de la demanda neta en una ventana de 5 minutos. La demanda neta es la composición de la carga total del sistema y de la generación renovable variable, y constituye la demanda equivalente “vista” por las unidades sincrónicas de generación.

a) Metodología

El procedimiento de cálculo de las reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta comprende los siguientes pasos:

1. Se procesan de los registros históricos de la operación real del sistema para los 12 meses

(marzo de 2019 a febrero de 2020) inmediatamente anteriores al inicio del presente proyecto. Las variables procesadas son los promedios de 10 s de la generación bruta (demanda más pérdidas) y los valores totales de generación eólica y solar. Se completan por interpolación lineal las muestras faltantes y valores atípicos (*outliers*).

2. Se calculan los desvíos de los valores promedio cada 10 s respecto a los promedios en ventanas de 5 minutos, y se eliminan los desvíos relativamente elevados debidos a perturbaciones en la red registradas en las señales de entrada utilizadas.
3. Se calcula la función de distribución de probabilidad (FDP) de las variaciones de la demanda neta como la convolución de las FDP de la demanda y de la generación renovable variable. Las reservas para subir generación $RCPF_{V10s}^+$ y para bajar generación $RCPF_{V10s}^-$ se obtienen de los percentiles 2,5 (P2,5) y 97,5 (P97,5), respectivamente, de la FDP¹² de la demanda neta. Estos valores permiten cubrir por lo menos el 95% de las variaciones observadas en los registros históricos.
4. Las reservas se calculan para horas de día y noche para los meses de verano e invierno para identificar el caso más exigente.
5. Se proyectan los valores de reserva calculados a partir de los registros históricos para los años de las Etapas 1 y 2 del estudio considerando los factores de crecimiento de la demanda y de la generación ERV instalada.

a.1) Variaciones de 1 s de la demanda neta

Con ese fin, el Artículo 3-18 de la NTSSCC establece que se deberá realizar un análisis estadístico de los desvíos de los valores instantáneos de un segundo de Demanda Neta medidos por el SCADA respecto a los valores medios en una ventana de tiempo de cinco minutos. Las variaciones de demanda neta de un segundo sólo podrían compensarse con reservas para CRF, ya que las reservas para CPF tienen un tiempo de activación demasiado lento (10 s).

El Coordinador proporcionó mediciones de generación extraída del SCADA con datos cada 1 segundo durante un año. En dichas mediciones se observa que los datos se repiten en intervalos de 4 o 5 segundos, por lo que no se obtiene mayor información sobre la variabilidad respecto de los registros de los valores promedio cada 10 s.

No obstante lo antedicho, el último Estudio de SSCC determina que las variaciones de 1 s de la demanda tienen un percentil 95 de 9.4 MW, y que los desvíos de frecuencia producidos por variaciones de demanda de esa magnitud se encuentran prácticamente dentro de la banda muerta (± 25 mHz) de los reguladores de velocidad de los generadores que participan del CPF, y dentro del rango admisible en los Estados Normal y de Alerta (± 200 mHz) definidos en el Art. 5-25 de la NTSyCS con sobrado margen.

Por otra parte, los rangos de frecuencias definidos por el citado artículo aplican a “*el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos*”, y no se encuentran en la NTSyCS bandas máximas admisibles para los desvíos instantáneos medidos cada 1 s en base a las cuales se puedan dimensionar las reservas para Control de Frecuencia.

Por lo tanto, el análisis consistió en el cálculo de las reservas para CPF para compensar el 95 % de

¹² Asumiendo que los desvíos presentan una distribución de probabilidades normal, las reservas para CPF para compensar las fluctuaciones instantáneas con un intervalo de confianza del 95%, podrían calcularse como $FI_{media} \pm 1.96 \sigma_{FI}$, donde FI_{media} es el valor medio de las fluctuaciones instantáneas y σ_{FI} la desviación estándar de dichas fluctuaciones. Sin embargo, las distribuciones de probabilidad de los desvíos de la generación ERV en general no tienen una distribución normal.

los desvíos de los valores promedio de 10 segundos respecto a los valores medios en una ventana de cinco minutos.

b) Variabilidad de registros históricos

Esta sección presenta los resultados del procesamiento de los registros históricos y del cálculo de las bandas de generación necesarias para compensar el 95 % de los desvíos de los valores promedios cada 10 s de la demanda neta respecto a los promedios en ventanas de 5 minutos. En la Sección 5.1.4.c) dichos valores son proyectados para obtener las reservas requeridas para las Etapas 1 y 2 del estudio.

b.1) Procesamiento de registros

El Coordinador proporcionó los valores promedio de generación total (equivalente a la demanda más las pérdidas totales del SEN), generación eólica y solar cada 10 segundos extraídos de la operación real de 12 meses del SEN.

Se procesaron separadamente dichas señales para corregir o eliminar valores erróneos. Por ejemplo, el Gráfico 87 muestra las fechas en las que faltan muestras en los registros, que totalizan aproximadamente 360 muestras (60 horas) en cada señal.

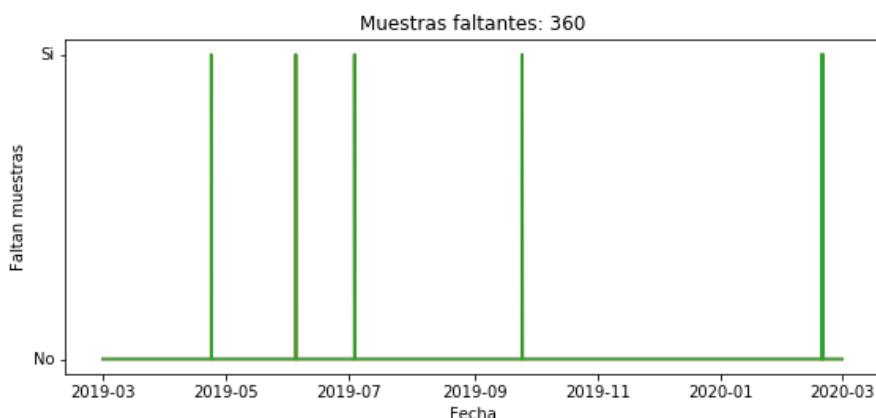


Gráfico 87. Muestras faltantes de los registros con resolución de 10 s.

Se identificaron los valores atípicos (*outliers*) de cada registro como aquellos fuera de una banda de ± 4 desviaciones estándar en torno al valor medio del registro completo.

Los intervalos con muestras faltantes o los valores atípicos se completaron con valores que resultan de la interpolación lineal entre los valores correctos en los extremos de dichos intervalos. Se considera que este procedimiento es aceptable para intervalos relativamente cortos. Por ejemplo, el Gráfico 88 presenta un ejemplo de asignación de muestras faltantes en el registro de la generación total.

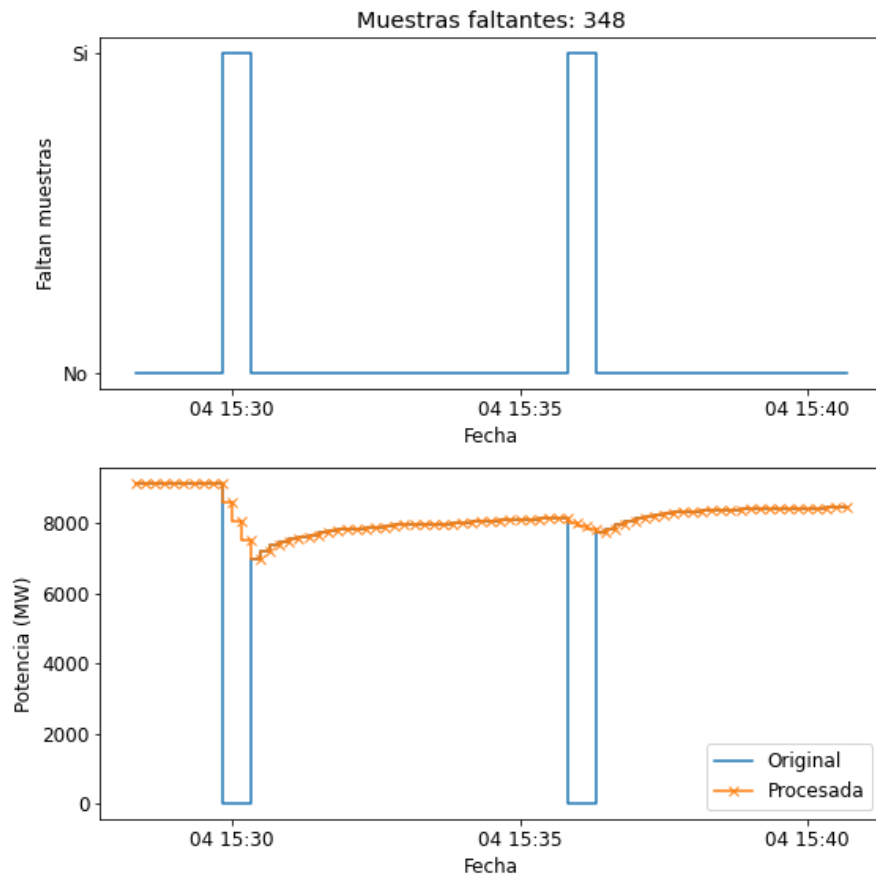


Gráfico 88. Ejemplo de asignación de muestras faltantes en el registro de la generación total.

Las señales procesadas aún contienen intervalos en los que se registran perturbaciones en el sistema o intervalos relativamente extendidos con valores resultantes de la interpolación lineal debido a muestras faltantes o con valores atípicos. Por ejemplo, el Gráfico 89 muestra los registros cada 10 s procesados para el mes de febrero de 2020.

Las muestras correspondientes a los días con intervalos relativamente largos de valores constantes o interpolados fueron detectados de manera visual y eliminados manualmente de las señales de desvío. Los días son:

- a. 2 de febrero de 2020
- b. 10, 11 y 28 al 31 de marzo de 2019
- c. 8 de septiembre de 2019

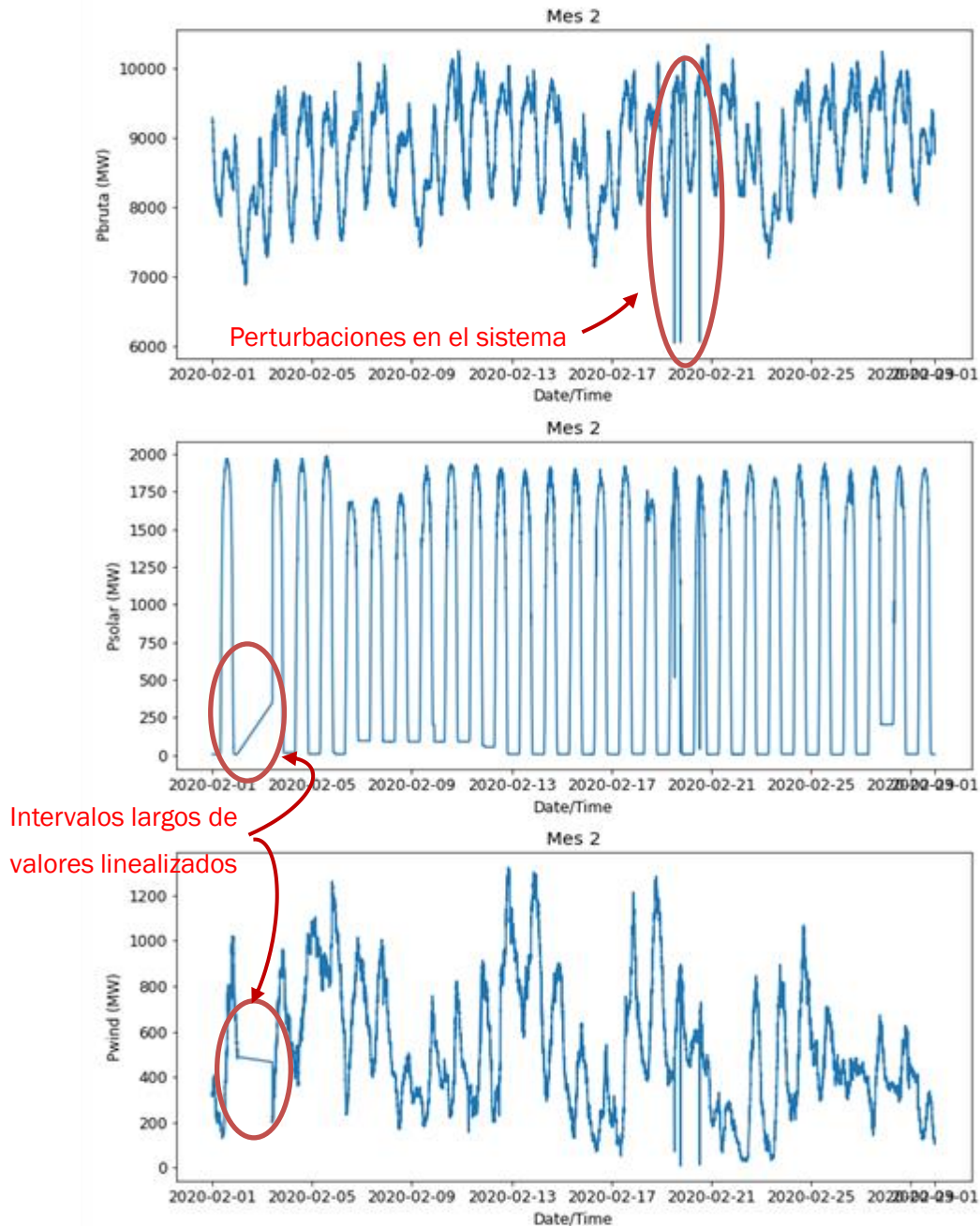


Gráfico 89. Registros cada 10 s procesados para el mes de febrero de 2020.

b.2) Perfiles diarios promedio

El Gráfico 90 al Gráfico 93 presentan los promedios de los perfiles diarios de generación total, generación solar y generación eólica anual y de cada mes.

En el Gráfico 91 se verifica que las horas del día con generación solar no nula dependen del mes del año. En general, la generación solar comienza a aumentar entre las 7 y las 8 horas de la mañana y se anula entre las 18 y las 20:30 horas. Luego, clasifican los meses del año como indica la Tabla 61.

Tabla 61. Horas de generación solar según el mes del año

Estación	Meses	Generación solar	
		Inicio	Fin
Invierno	Abril a agosto	7:00	18:30
Verano	Septiembre a marzo	7:00	20:30

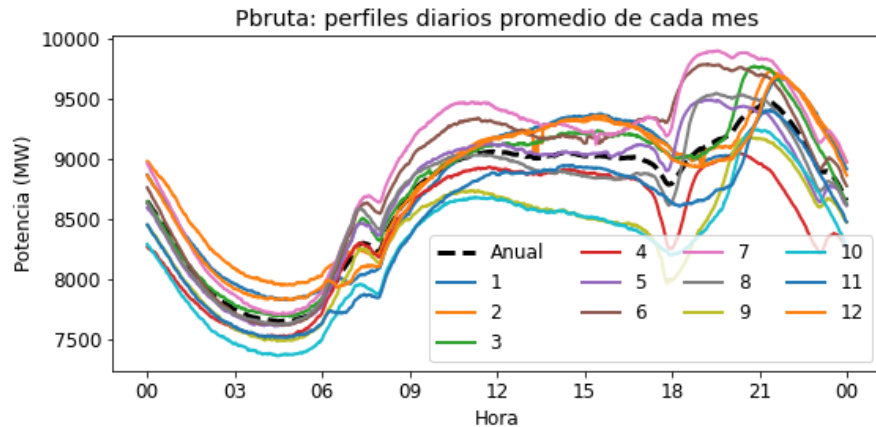


Gráfico 90. Promedios de perfiles diarios de generación total anual y de cada mes.

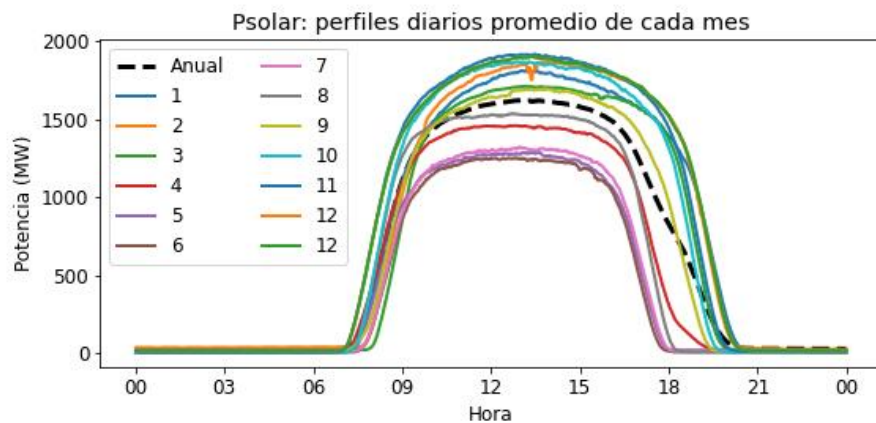


Gráfico 91. Promedios de perfiles diarios de generación solar total anual y de cada mes.

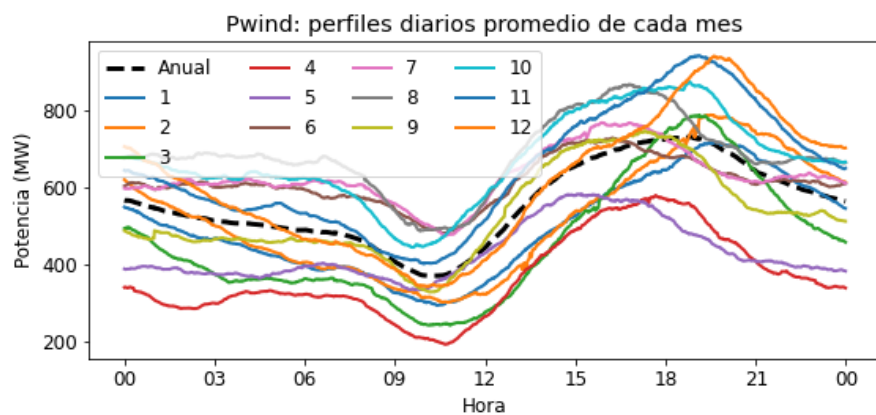


Gráfico 92. Promedios de perfiles diarios de generación eólica total anual y de cada mes.

b.3) Cálculo de desvíos

Para cada una de las señales se calcularon los promedios de 5 minutos aplicando un filtro de media móvil a la señal P_{10s} con ventanas no superpuestas de 30 muestras. Los vectores de desvíos de los promedios en ventanas de 10 s (valores originales) P_{10s} respecto a los promedios en ventanas de 5 minutos P_{5min} se calcularon separadamente para cada señal como

$$dP_{10s} = P_{10s} - P_{5min}.$$

Por ejemplo, el Gráfico 93 presenta los promedios en ventanas de 10 s y 5 minutos junto con los desvíos de la generación total para un intervalo de tres horas.

En el caso de los desvíos de la demanda, los desvíos positivos son representativos de las reservas para subir generación, y los desvíos negativos representan las reservas para bajar generación. En contrapartida, los desvíos de generación renovable positivos son representativos de las reservas para bajar generación, y los desvíos negativos representan las reservas para subir.

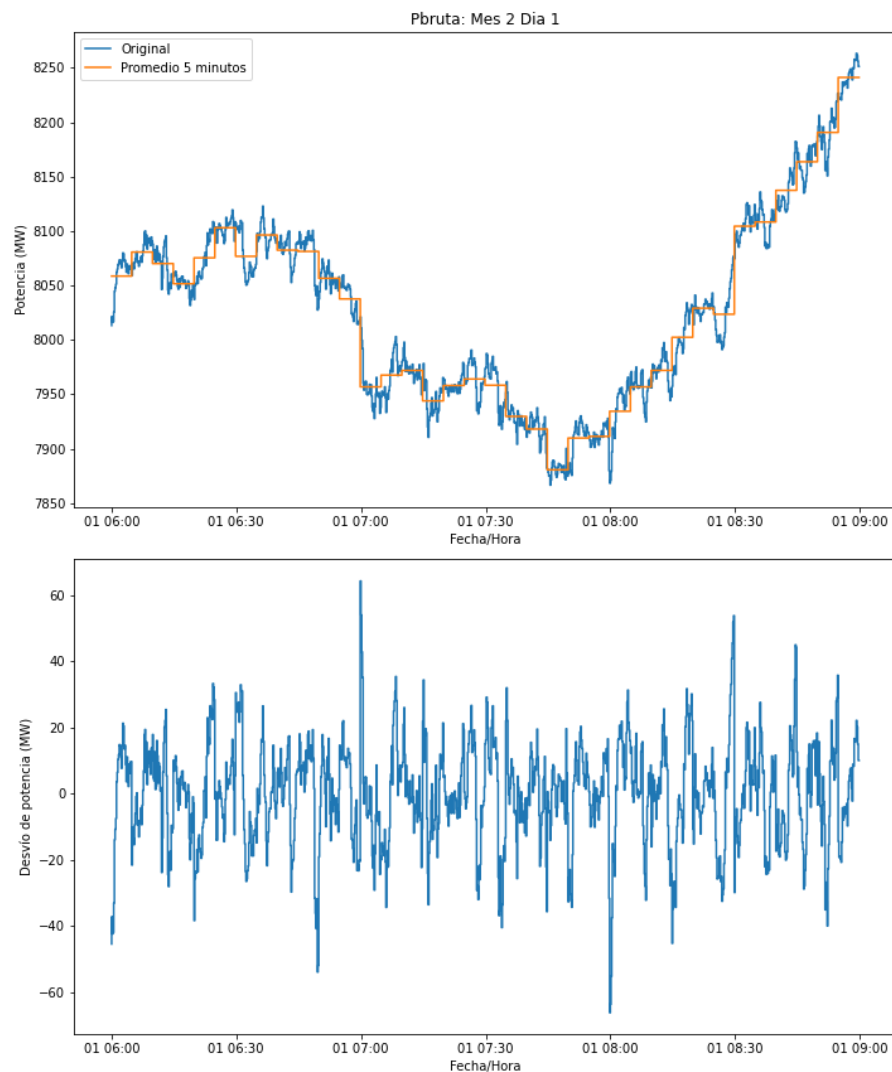


Gráfico 93. Promedios cada 10 s y 5 minutos (arriba) y desvíos (abajo) de la generación total para un intervalo de 3 horas.

Se eliminaron de los desvíos las muestras con valores relativamente altos correspondientes a perturbaciones en las señales medidas. Dichas muestras fueron identificadas como aquellas con valores fuera de la banda $\pm 6\%$ y $\pm 9\%$ para la demanda y la generación ERV, respectivamente, respecto a sus rangos de valores (diferencias entre los valores máximos y mínimos).

Dichos valores elevados de dP_{10s}^{neta} no se deben a valores erróneos en los registros originales sino a variaciones bruscas superiores a 200 MW de la demanda neta en intervalos entre 10 a 30 s, probablemente debidas a fallas en la red, como se ilustra en el Gráfico 151 y el Gráfico 152 del Apéndice 5. Dichas variaciones deben cubiertas por las reservas para CPF ante desconexiones de generación y demanda, por lo que deben eliminarse de las series utilizadas para calcular las reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta.

Del Gráfico 94 al Gráfico 99 se presentan las funciones de distribución de probabilidades (FDP) y de probabilidad acumulada (FPA) de la generación total, la generación solar y la generación eólica calculadas para el año completo y para cada mes. En dichos gráficos se observa que:

- Si bien para las tres señales (generación total, solar y eólica) las funciones de probabilidad acumulada resultan similares para todos los meses, se observan diferencias en las funciones de distribución de probabilidad.
- Las FDP de la generación total tiene una distribución similar a la normal. Sin embargo, las FDP de la generación solar y eólica presentan mayor densidad en torno al valor medio (cercano a cero).

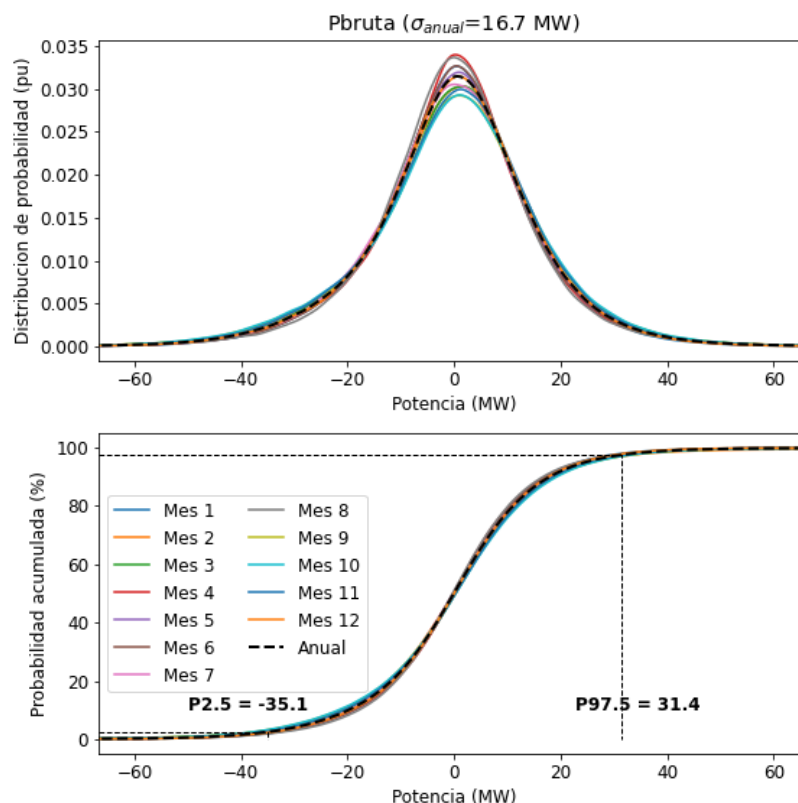


Gráfico 94. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de generación total anual y de cada mes.

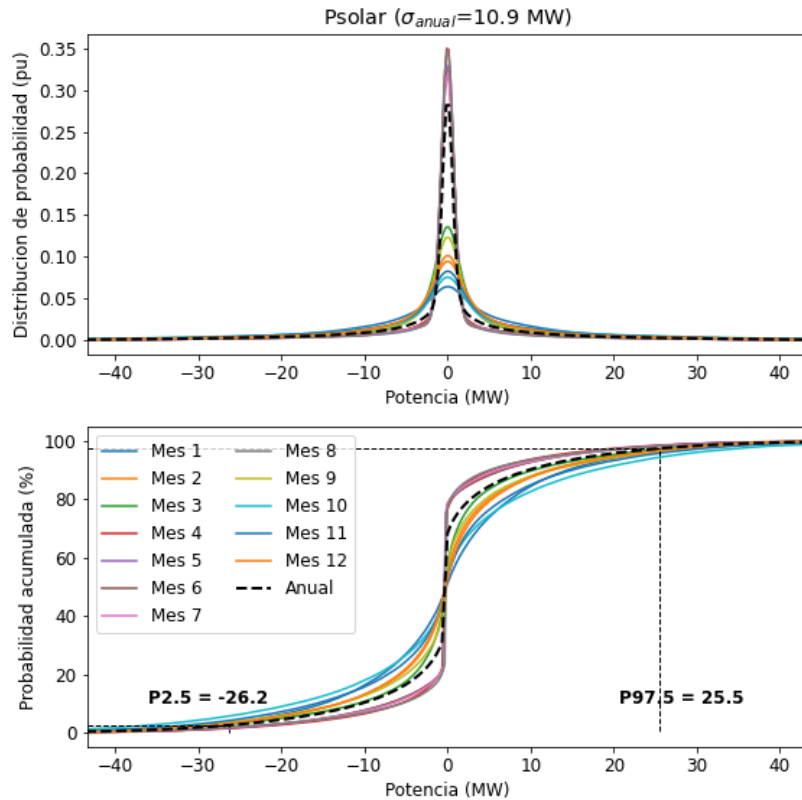


Gráfico 95. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de generación solar total anual y de cada mes.

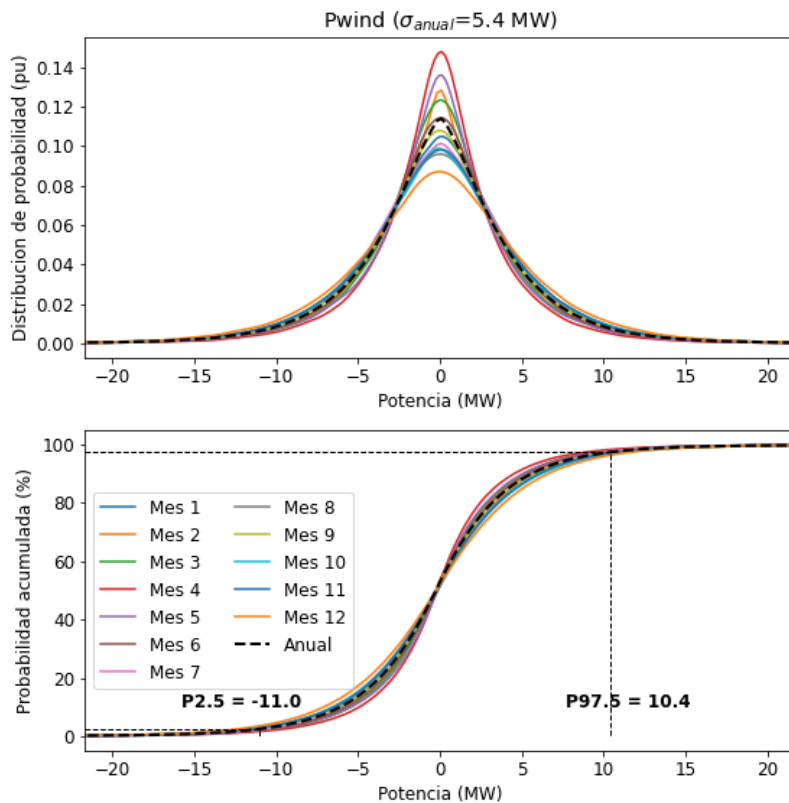


Gráfico 96. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de

generación eólica total anual y de cada mes.

Las FDP de la generación total y de la generación solar y eólica se utilizaron para calcular la FDP de la demanda neta del sistema (demanda más pérdidas menos la generación ERV). Luego, la FDP de la demanda neta se calculó como

$$FDP_{\text{demanda neta}} = FDP_{\text{generación total}} * FDP_{ERV}^{-1} \quad (2)$$

donde el símbolo “*” representa la operación de convolución y FDP_{ERV}^{-1} es la imagen respecto al eje de las ordenadas de la FDP de la generación ERV que se señala como “invertida” en los gráficos (para considerar que en el cálculo de la demanda neta el signo de la generación ERV es opuesto al de la generación total).

b.3.1) Análisis de un año completo

El y el Gráfico 98 presentan las funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de la demanda neta de día y de noche. La FDP de la generación ERV:

- coincide con la FDP de los desvíos de la generación eólica en horas de la noche,

$$FDP_{ERV}^{\text{Noche}} = FDP_{\text{generación eólica}};$$

- es la convolución de las FDP de los desvíos de generación eólica y solar en horas del día,

$$FDP_{ERV}^{\text{Día}} = FDP_{\text{generación eólica}} * FDP_{\text{generación solar}}.$$

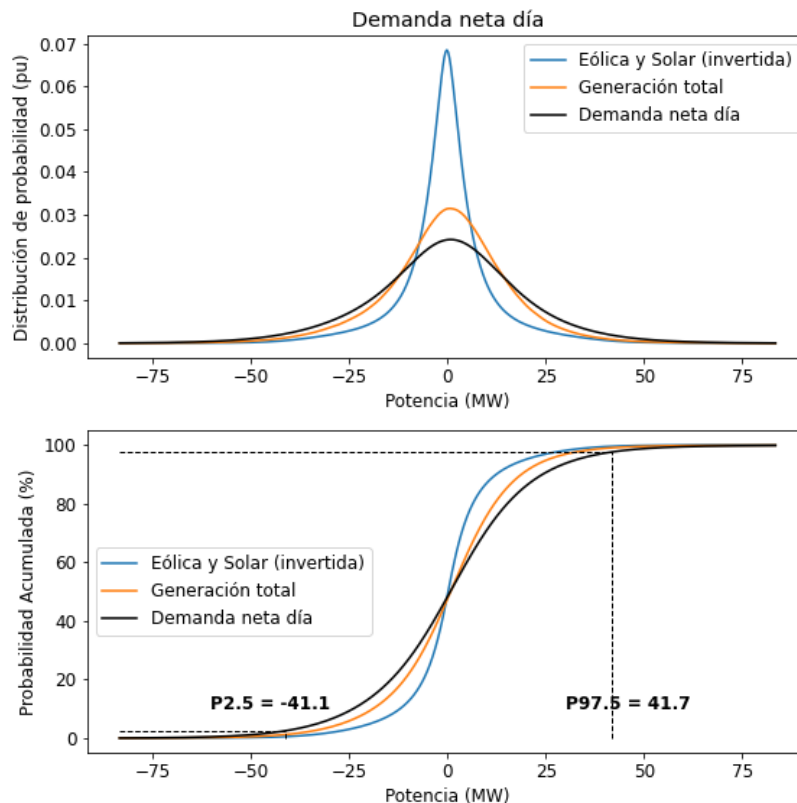


Gráfico 97. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta de día (generación total y generación solar y eólica).

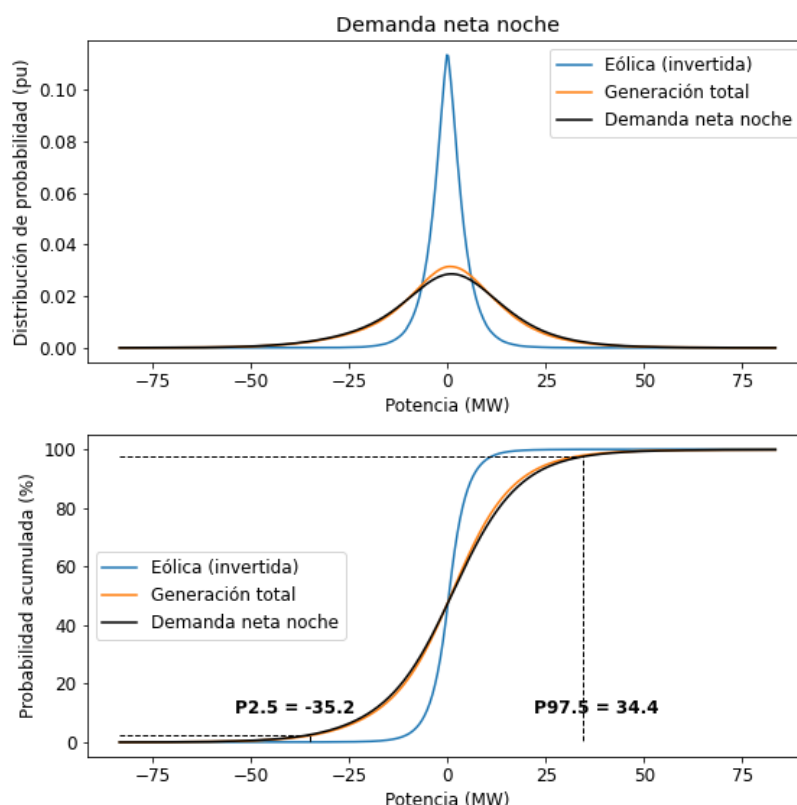


Gráfico 98. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta de noche (generación total y generación eólica).

La presenta los percentiles P2.5 y P97.5 de los desvíos dP_{10s} calculados para cada registro y para la demanda neta para los 12 meses comprendidos entre marzo de 2019 y febrero de 2020. Dichos valores cubren el 95 % de los desvíos de la demanda neta, y el rango más amplio se observa durante las horas del día.

Tabla 62. Percentiles P2.5 y P97.5 de los desvíos de cada registro calculados para un año completo (marzo 2019 a febrero 2020).

Generación	Banda del 95% de los desvíos (MW)	
	P2.5	P97.5
Generación Total	-35.1	31.4
Generación Solar	-10.7	10.1
Generación Eólica	-7.5	7.1
Demanda Neta Día	-41.1	41.7
Demanda Neta Noche	-35.2	34.4

b.3.2) Análisis por estación

El Gráfico 99 presenta las funciones de distribución de probabilidad y de probabilidad acumulada de la demanda neta de día y de noche para los meses de verano y de invierno. Las FDP se obtienen de la convolución de las FDP de los desvíos de demanda y generación ERV como se indica en la

ecuación (2).

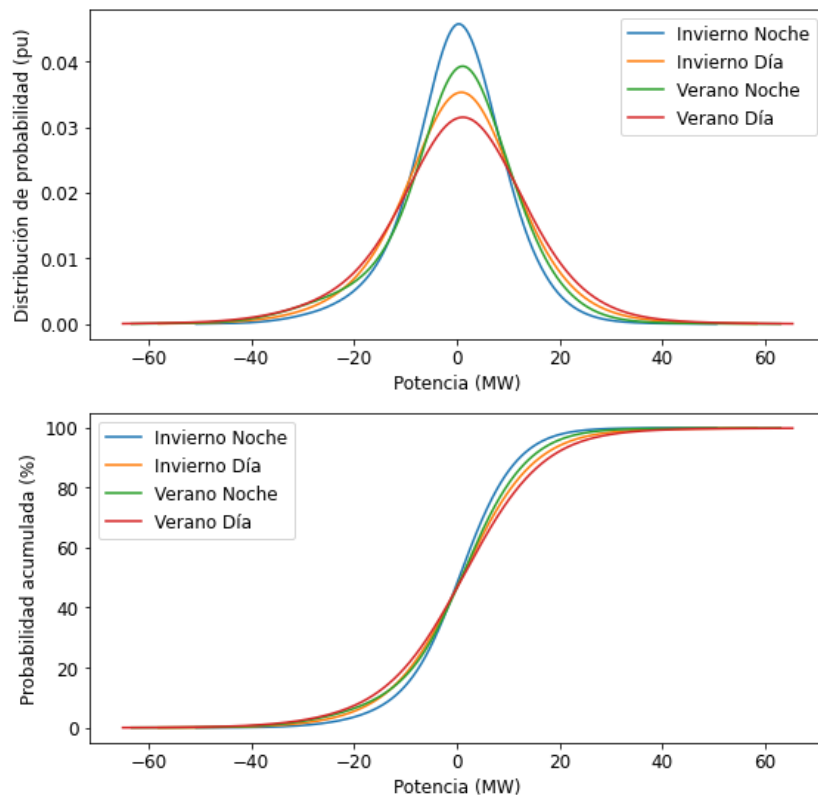


Gráfico 99. Funciones de distribución de probabilidades y de probabilidad acumulada de desviación de la demanda neta según la estación y la hora del día.

La $\text{P}_{2.5}$ y $\text{P}_{97.5}$ de los desvíos dP_{10s} calculados para cada uno de los cuatro casos.

La banda de potencia más amplia para compensar la variabilidad de la demanda neta se observa durante horas del día en los meses de verano, donde $\text{P}_{2.5} = -44,16$ MW y $\text{P}_{97.5} = 45,55$ MW para cubrir el 95 % de los desvíos de la demanda neta. Los valores promedio de los extremos de las bandas en los cuatro escenarios son ± 39 MW.

Tabla 63. Reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda según la estación del año y la hora del día para 2019.

Escenario	Banda del 95% de los desvíos (MW)	
	$\text{P}_{2.5}$	$\text{P}_{97.5}$
Invierno Noche	-33.32	33
Invierno Día	-41	43
Verano Noche	-36.36	34.14
Verano Día	-44.16	45.55

b.4) Verificación de los resultados

Se verificaron los resultados del cálculo simplificado de las reservas para CPF destinadas a compensar la variabilidad de la demanda y de la generación renovable utilizando el procedimiento empleado en el último Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del

Coordinador.

Los pasos aplicados son los siguientes:

1. Se generó una única señal de demanda neta calculada como la generación bruta (demanda más pérdidas totales) menos la generación eólica y solar.
2. Se eliminaron las muestras faltantes (que aparecen con un texto de error en las planillas originales).
3. Se calcularon los promedios de 5 minutos aplicando un filtro de media móvil con ventanas no superpuestas de 30 muestras a la señal de demanda neta.
4. Se calcularon los desvíos de los valores promedio en ventanas de 10 s (P_{10s}) y 5 minutos (P_{5min}) de la demanda neta como $dP_{10s}^{neta} = P_{10s} - P_{5min}$. Por ejemplo, el Gráfico 100 y el Gráfico 101 muestran los valores para un día completo y para una hora completa, respectivamente.
5. Se eliminaron de la señal de desvíos los valores fuera del rango de ± 3 desviaciones estándar en torno al valor medio. Por ejemplo, el Gráfico 102 presenta los promedios cada 10 s de demanda neta y los desvíos respecto a los promedios de 5 minutos para los 12 meses, considerando y sin considerar los valores extremos.

Por ejemplo, el Gráfico 151 del Apéndice 5 presenta los promedios cada 10 s de demanda neta y los desvíos respecto a los promedios de 5 minutos para los primeros 12 días de julio 2019. El Gráfico 152 del Apéndice 5 muestra el detalle de la demanda neta en los valores extremos de dP_{10s}^{neta} señalados en el Gráfico 151. En estos casos, los valores promedio cada 10 s de la demanda neta varían más de 200 MW en ventanas de 10 a 30 s, y los desvíos respecto al promedio de 5 minutos son superiores a los 100 MW.

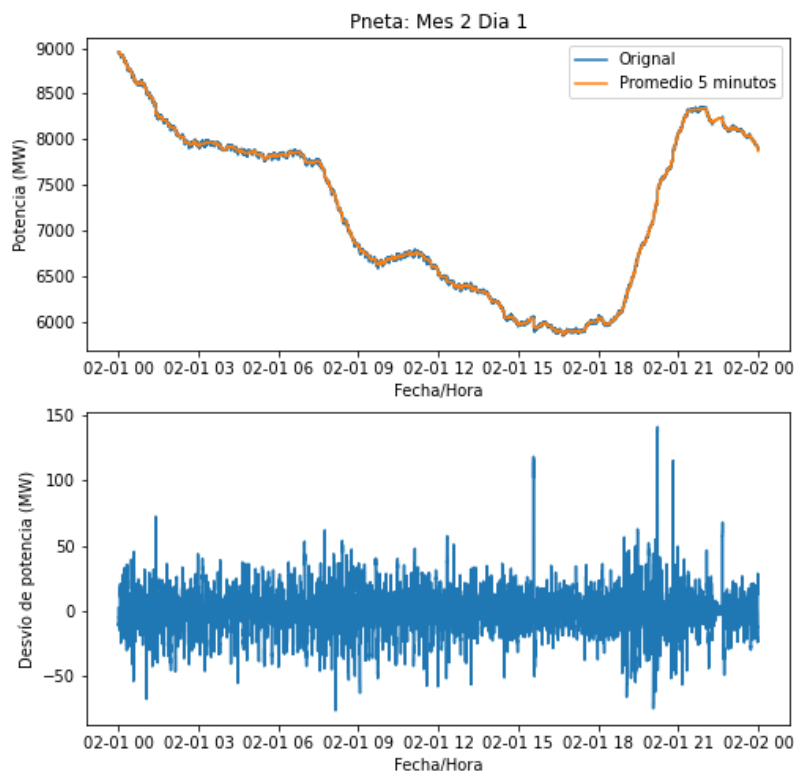


Gráfico 100. Valores promedio en ventanas de 10 s (valores originales) y 5 minutos (P_{5min}) de la demanda neta, y desvíos $dP_{10s} = P_{10s} - P_{5min}$ para un día completo.

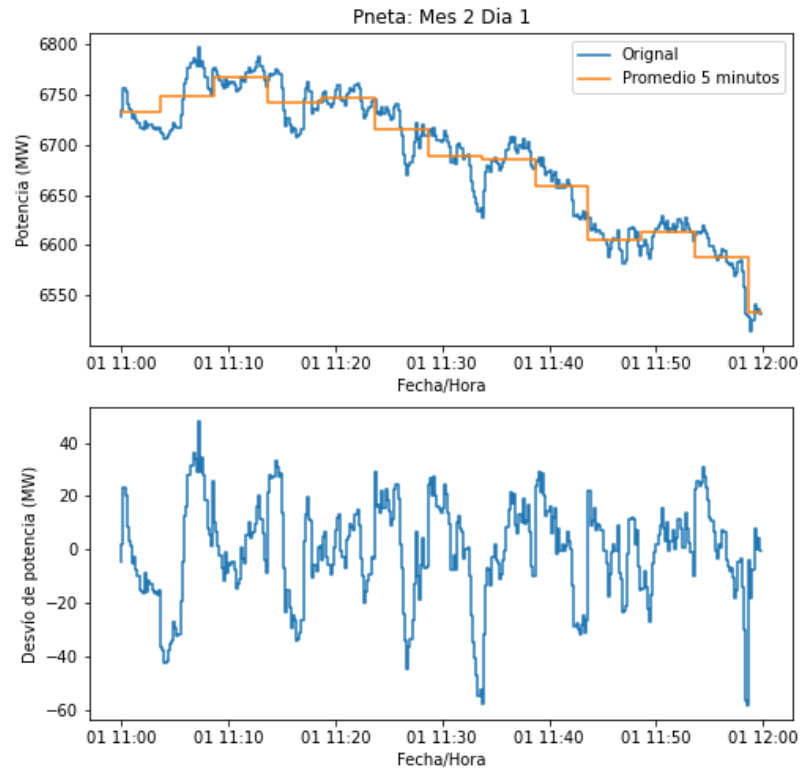


Gráfico 101. Valores promedio en ventanas de 10 s (valores originales) y 5 minutos (P_{5min}) de la demanda neta, y desvíos $dP_{10s} = P_{10s} - P_{5min}$ para una hora completa.

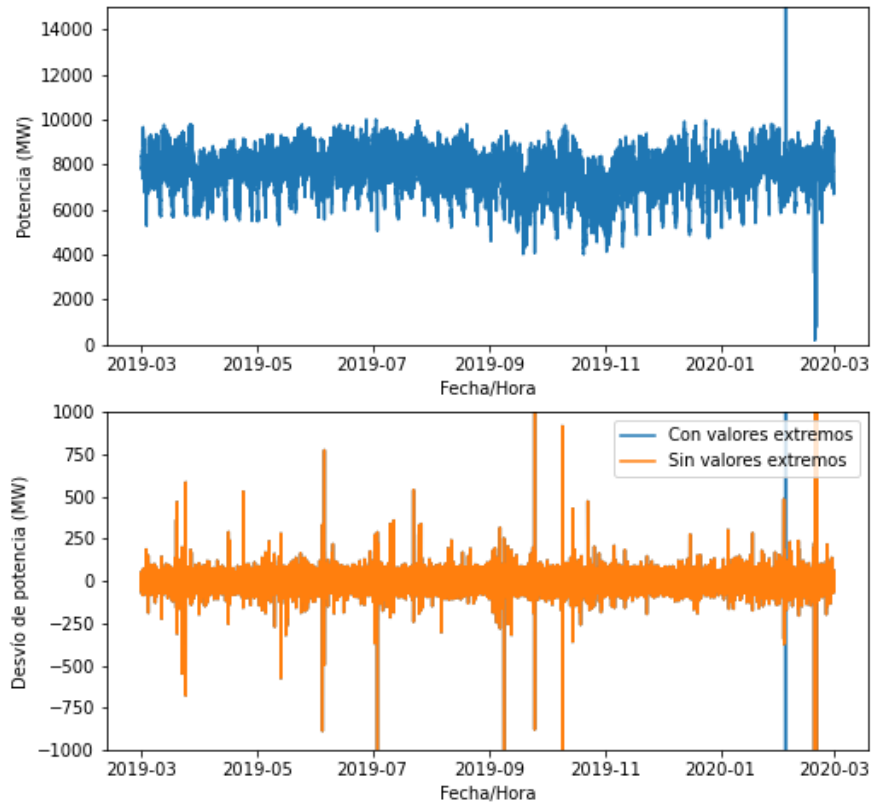


Gráfico 102. Promedios cada 10 s de demanda neta (arriba) y desvíos respecto a los promedios de 5 minutos (abajo) para los 12 meses.

Las reservas para CPF destinadas a compensar la variabilidad de la demanda neta del SEN se determinaron utilizando los siguientes dos métodos:

- **Criterio 2 σ :** Utiliza la siguiente expresión con el objetivo de cubrir los desvíos de la demanda neta con en una banda de ± 1.96 veces la desviación estándar σ_{V10s} de la demanda neta en torno al valor medio μ_{V10s} :

$$[RCPF_{V10s}^-, RCPF_{V10s}^+] = [\mu_{V10s} - 1.96 \cdot \sigma_{V10s}, \mu_{V10s} + 1.96 \cdot \sigma_{V10s}], \quad (3)$$

donde

$RCPF_{V10s}^-$: Reserva para CPF para compensar variaciones negativas de demanda neta (reservas para bajar generación ante sobrefrecuencias)

$RCPF_{V10s}^+$: Reserva para CPF para compensar variaciones positivas de demanda neta (reservas para subir generación ante subfrecuencias)

- **Criterio del 95% de confianza:** Las reservas para CPF para subir generación $RCPF_{V10s}^+$ se extraen del percentil 97,5 (P97,5) de las variaciones de la demanda neta mientras que las reservas para CPF para bajar generación $RCPF_{V10s}^-$ se extraen del percentil 2,5 (P2,5). De esta forma, las reservas permiten compensar la variabilidad de la demanda con un nivel de confianza del 95%.

La Tabla 64 resume las medidas estadísticas de la demanda neta y de sus desvíos calculados para un año completo. Los valores de reserva para CPF para compensar las variaciones de la demanda neta calculados con los dos métodos resultan similares. Las reservas para cubrir el 95 % de los desvíos de demanda neta son +36.61/-38.73 MW, y el rango de ± 1.96 desviaciones estándar en torno al valor medio de dichos desvíos (método 2 σ) es de ± 39.6 MW.

Estos valores son similares al valor de ± 39 MW que resulta de los promedios de los extremos de las bandas en los casos de día y de noche para los meses de verano y de invierno presentados en la Tabla 64.

Tabla 64. Medidas estadísticas de la demanda neta y de sus desvíos calculados para un año completo (marzo de 2019 a febrero de 2020).

Cantidad	Variable (MW)	
	Demanda neta	Desvíos de demanda neta
Media	7476.50	0.00
Desviación estándar	1149.21	20.20
Mínimo	192.26	-1738.83
P2.5	5468.96	-38.73
P25	6925.81	-9.70
P50	7473.84	0.43
P75	8099.72	10.13
P97.5	9264.15	36.61
Máximo	1162650.40	1932.51

c) Resultados para las Etapas 1 y 2

Esta sección presenta los resultados de la estimación de reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta para las Etapas 1 y 2 del estudio.

Para ello se estimaron las funciones de distribución de probabilidad de la demanda total y de la generación eólica y solar considerando factores K_s de expansión de la demanda y la generación extraídos de las Secciones 4.2 y 4.3 y resumidos en la Tabla 65.

Tabla 65. Proyecciones de demanda y generación para las Etapas 1 y 2.

Año	Demanda		Eólica			Solar		
	Máxima (MW)	Crecimiento K_s (%)	Total (MW)	Crecimiento		Total (MW)	Crecimiento	
				(MW)	K_s (%)		(MW)	K_s (%)
2020	10047	2.4	2578	1078	71.87	3563	1563	78.15
2021	10358	3.10	3746	1168	45.30	4892	1329	37.31
2022	10501	1.38	3895	149	3.98	5007	114	2.34
2023	10743	2.30	3895	0	0.00	5007	0	0.00
2024	11001	2.40	3985	90	2.30	5007	0	0.00

Partiendo de las FDP calculadas para 2019, se estimaron las FDP de los valores proyectados para las Etapas 1 y 2 del estudio considerando que las variaciones de la demanda y de la generación ERV adicional en el sistema son independientes de las variaciones de la demanda y la generación existente.

La FDP proyectada de las variaciones totales de cada variable se calcula como:

$$FDP_{proy}(p) = FDP_{inicial}(p) * FDP_{adicional}(p),$$

donde

- p es el valor de potencia;
- $FDP_{inicial}$ es la FDP de partida calculada en base al análisis de registros históricos;
- $FDP_{adicional}$ es la FDP de la potencia adicional (demanda o generación) para la que se asume que

$$FDP_{adicional}(K_s \times p) = \frac{1}{K_s} FDP_{inicial}(p).$$

Se utilizaron las FDP correspondientes a las horas de día de verano, que son las que resultan en los mayores requerimientos de reservas.

El Gráfico 103 presenta las funciones de distribución de probabilidad y de probabilidad acumulada de la demanda neta para los años de las Etapas 1 y 2, en función de las cuales se calculan las reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta que se muestran en la Tabla 63.

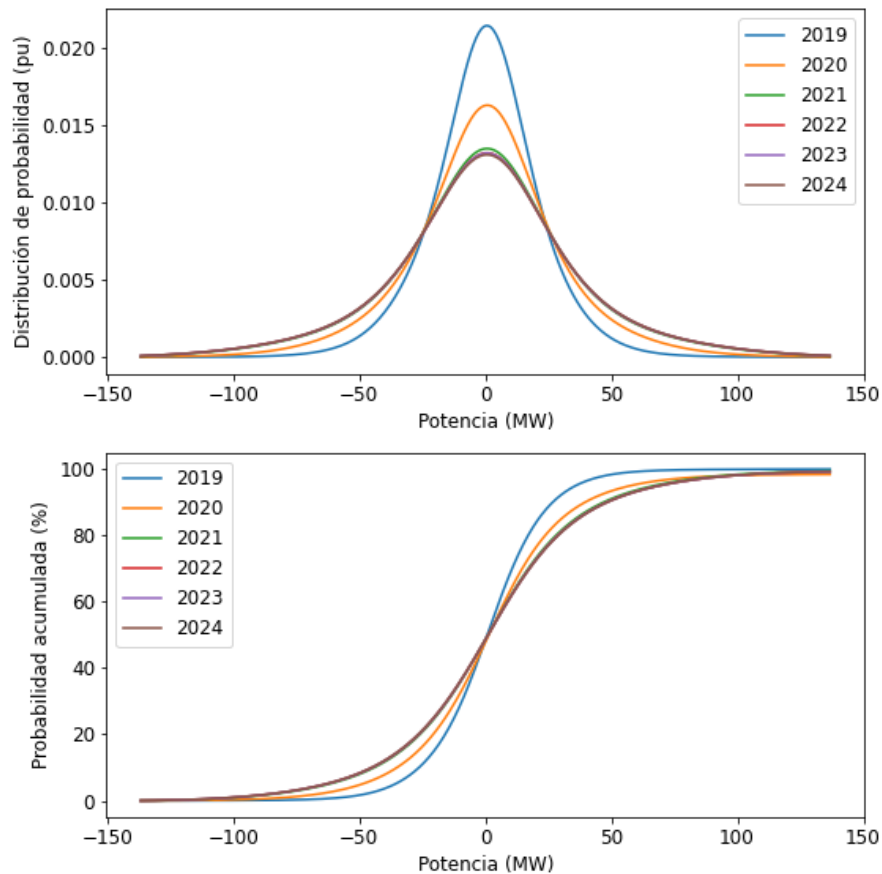


Gráfico 103. Funciones de distribución de probabilidad y de probabilidad acumulada de la demanda neta para los años de las Etapas 1 y 2 considerando que se concreta el 100 % de las obras de generación ERV proyectadas.

En la Tabla 66 se observa que el aumento de la generación solar y eólica instalada prevista para los años 2020 y 2021 es relativamente alta, lo que produce el aumento de las reservas estimadas para dichos años respecto a las calculadas de los registros históricos (año 2019). Por lo tanto, se realizó un cálculo adicional considerando que se concretan parcialmente los proyectos futuros de generación ERV resultando en un aumento del 50 % de dicha generación respecto a la proyectada (equivale a multiplicar por 0,5 los factores K_S correspondientes en Tabla 65).

Tabla 66. Reservas para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta para las Etapas 1 y 2.

Año	Concreción de proyectos de generación ERV			
	100%		50%	
	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)
2020	-50,0	52,8	-46,2	48,7
2021	-61,7	63,7	-48,7	49,0
2022	-63,1	64,6	-49,0	48,8
2023	-63,1	64,9	-49,0	49,1
2024	-63,4	64,6	-49,1	48,7

Los resultados de la Tabla 66 considerando el 100 % de concreción de los proyectos de generación

ERV se verificaron realizando un cálculo simplificado utilizando el método 2σ . La desviación estándar de la demanda neta se calcula como la suma cuadrática¹³ de las desviaciones estándar de la demanda y de la generación eólica y solar para un año completo extraídas del al y mostradas en la Tabla 67.

Asumiendo que las variaciones de la demanda y de la generación ERV en los años futuros son independientes de las variaciones existentes, las desviaciones estándar proyectadas se calculan como:

$$\sigma_{proy} = \sigma_{inicial} \sqrt{1 + K_s^2}, \quad (4)$$

donde

- $\sigma_{inicial}$ es la desviación estándar del año i ;
- σ_{proy} es la desviación estándar proyectada del año $i + 1$;
- K_s es el crecimiento de la variable en el año $i + 1$ respecto al año anterior i .

La Tabla 67 presenta las desviaciones estándar proyectadas de cada variable y de la demanda neta para los años del 2020 al 2024. Los valores $\pm 1.96 \sigma_{proy}$ resultan similares a las reservas $RCPF_{V10s}^-$ y $RCPF_{V10s}^+$ presentadas en la Tabla 66, por lo que los valores de Tabla 66 se consideran validados.

Tabla 67. Estimación de las desviaciones estándar proyectadas de cada variable y de la demanda neta para los años del 2020 al 2024.

Variable	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	σ (MW)	1.96 σ_{proy} (MW)	K_s (pu)	1.96 σ_{proy} (MW)	K_s (pu)	1.96 σ_{proy} (MW)	K_s (pu)	1.96 σ_{proy} (MW)	K_s (pu)	1.96 σ_{proy} (MW)	K_s (pu)	1.96 σ_{proy} (MW)
Generación Bruta	16.67	32.67	0.02	32.68	0.031	32.70	0.014	32.70	0.023	32.71	0.024	33.10
Generación Solar	10.9	21.36	0.78	38.06	0.373	52.26	0.023	53.48	0.000	53.48	0.000	53.48
Generación Eólica	5.4	10.58	0.72	18.19	0.453	26.43	0.040	27.48	0.000	27.48	0.023	28.12
Demanda neta*	20.64	40.45		53.36		67.07		68.45		68.45		68.89

(*) Suma cuadrática

¹³ C. Rahmann, A. Heinemann, and R. Torres, "Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic-dynamic approaches", IET Generation Transmission & Distribution, 10. 10.1049/iet-gtd.2015.0538, Sep. 2015.

5.2. Actividad 2.2: Requerimientos de Cargas Interrumpibles

El objetivo de esta actividad es determinar los requerimientos de Reservas de Cargas Interrumpibles.

5.2.1. Experiencia Internacional

La interrupción de demanda tiene un efecto sobre el comportamiento de la frecuencia análogo al aumento de generación de arranque rápido (GAR), que podrían ser unidades turbogás instaladas en puntos estratégicos de la red. La comparación es válida para cualquier tipo de generación que pueda inyectar el total del monto de generación comprometida dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción del operador de la red, siendo éste el plazo requerido para las cargas interrumpibles en la Resolución SSCC. Las siguientes son algunas diferencias entre las cargas interrumpibles y la GAR¹⁴:

- 1) La carga interrumpible puede estar disponible en cualquier parte del sistema, mientras que la GAR solo se puede instalar en ubicaciones limitadas. Por lo tanto, la carga interrumpible proporciona al operador del sistema más opciones de elección.
- 2) Además de proporcionar una reducción de potencia activa, la carga interrumpible también proporciona al sistema un alivio de potencia reactiva.
- 3) La GAR requiere una gran inversión de capital, mientras que la carga interrumpible requiere una inversión mucho menor.
- 4) La GAR debe despacharse durante un tiempo mayor al estrictamente requerido por cuestiones técnicas, mientras que la carga interrumpible puede activarse sólo durante las horas requeridas.

En Bélgica el Ministerio decide cada año el volumen de reservas “estratégicas” (dentro de las que se encuentran las cargas interrumpibles) que se contratará sobre la base de una evaluación detallada de la adecuación realizada por el Operador del Sistema de Transmisión (evaluación de la adecuación probabilística) y una recomendación de la administración federal de energía (evaluación determinista de adecuación, que compara la demanda máxima con la capacidad de generación disponible), basada en un escenario de alto impacto y baja probabilidad¹⁵:

- 1) El primer paso para determinar el volumen de reserva estratégica para un invierno determinado consiste en modelar probabilísticamente las perspectivas de adecuación de recursos, lo que requiere una evaluación de la disponibilidad a futuro de las instalaciones de generación y la evolución de la demanda de electricidad. TSO establece esta evaluación probabilística sobre la base de datos históricos sobre las condiciones meteorológicas (que tienen un impacto en la disponibilidad esperada de la generación hidroeléctrica, eólica y solar, pero también en la carga esperada ya que la temperatura tiene un impacto en la demanda de electricidad) sobre el período comprendido entre 1975 y 2015 y la falta de disponibilidad de las centrales eléctricas en los últimos 10 años.

¹⁴ LE ANH TUAN, “INTERRUPTIBLE LOAD AS AN ANCILLARY SERVICE IN DEREGULATED ELECTRICITY MARKETS”, Tesis de Doctorado, Chalmers University of Technology, Suecia, 2004.

¹⁵ Comisión Europea, SA.48648 (2017/NN) - Belgium - Strategic Reserve, 07/02/2018. Online: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf

- 2) El segundo paso consiste en identificar los períodos de escasez estructural, es decir, cuando la generación de electricidad es insuficiente para satisfacer la demanda. Con este fin, se lleva a cabo una simulación de mercado por hora para el período de invierno.
- 3) El tercer paso consiste en determinar el volumen de reserva estratégica que se considera necesario para cumplir con los objetivos de adecuación establecidos por la ley. Un proceso iterativo y los estudios de sensibilidad se ejecutan para evaluar el impacto de algunos riesgos específicos.

Las reservas terciarias o de seguimiento positivas pueden ser provistas por cargas interrumpibles aunque en general la parte de reservas provistas por la demanda suele ser reducida en comparación a las provistas por los generadores¹⁶. En ausencia de riesgo de desabastecimiento, el uso de cargas interrumpibles como parte de las reservas para control terciario de frecuencia es una decisión que se basa en la optimización del despacho económico de generación.

En Estados Unidos (PJM and ERCOT) y Alemania se observa que la respuesta a la demanda (cargas interrumpibles y generadores de emergencia) se puede usar de manera eficiente como reserva de contingencia que se usa solo por unas pocas horas al año (por ejemplo, no más de 30 horas)¹⁷.

En Alemania, las cargas interrumpibles se definen como unidades de consumo que pueden reducir de manera confiable su demanda por una capacidad fija a petición de los operadores de sistemas de transmisión alemanes (TSO). Los proveedores tienen la posibilidad de presentar una oferta individual de acuerdo con las características técnicas de sus cargas. Debido a los requisitos de precalificación modificados y al período de licitación semanal, el producto de cargas interrumpibles se diseña de manera más flexible. Los TSO emiten una licitación cada semana para 750 MW de cargas interrumpibles inmediatamente (SOL) y un volumen igual de cargas rápidamente interrumpibles (SNL) a través de la plataforma de licitación conjunta de los TSO¹⁸: www.regelleistung.net.

En Finlandia y Noruega se ofrecen tarifas reducidas para cargas interrumpibles. Statnett (operador del sistema de Noruega) tenía 400-700 MW de capacidad disponible como cargas interrumpibles en 2015. Las cargas pueden ser desconectadas si hay una escasez de capacidad debido a cuellos de botella en la red. En Suecia, existe un requisito establecido por el operador del sistema de transmisión sobre la capacidad técnica de las distribuidoras para desconectar a distancia el consumo en grandes sitios de consumo (> 5 MW) en situaciones críticas, es decir, si las reservas del sistema son inadecuadas¹⁹.

5.2.2. Antecedentes

En el Informe de SSCC de 2019 del Coordinador, para el periodo que abarca desde 2020 hasta 2023 no se verifica la necesidad de contar con el servicio complementario de CI para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en

16 M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, "Managing Energy Risk: An Integrated View on Power and Other Energy Markets", John Wiley & Sons, 2008.

17 Bayer, B. Current Practice and Thinking with Integrating Demand Response for Power System Flexibility in the Electricity Markets in the USA and Germany. Curr Sustainable Renewable Energy Rep 2, 55–62 (2015). <https://doi.org/10.1007/s40518-015-0028-7>.

18 <https://www.transnetbw.com/en/energy-market/ancillary-services/interruptible-loads>

19 THEMA Consulting Group, "Capacity adequacy in the Nordic electricity market", preparado para el Nordic Council of Ministers, 2015.

frecuencia ante situaciones de emergencia. En efecto, los requerimientos de demanda en horario punta estimados para el año 2020 son de aproximadamente 11000 MW, con una potencia instalada en el sistema de a aproximadamente 25000 MW, por lo que dada la sobre instalación actual del parque generador en el sistema, desde el punto de vista del atributo de suficiencia del sistema no se requiere del aporte de este servicio.

Por otro lado, respecto de la viabilidad de requerir el servicio para resolver problemas de congestión en el sistema de transmisión, en el mencionado informe las congestiones que se visualizan en el sistema de transmisión nacional responden a excesos focalizados de generación más que a aumentos de demanda, de modo que la utilización de cargas interrumpibles para este propósito no sería una solución eficiente.

5.2.3. Metodología

De acuerdo a los antecedentes citados en la Sección 50, se realiza un análisis inicial para verificar si existe necesidad de contar con el servicio complementario de CI para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta y para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia.

La necesidad de contar con cargas interrumpibles se analiza desde el punto de vista técnico, es decir, se considerará que existe necesidad de contar con Cargas Interrumpibles en alguna de las siguientes dos situaciones:

- a) si existe riesgo de que el parque de generación instalado (y disponible) en el escenario a analizar no sea suficiente para abastecer a la demanda, compensar las pérdidas de la red y proporcionar reservas para Control de Frecuencia.
- b) Si se producen congestiones en el sistema de transmisión debido a la falta de generación en el área importadora de potencia.

La conveniencia de utilizar Cargas Interrumpibles para reemplazar reservas para Control Terciario de Frecuencia desde el punto de vista económico excede el alcance del presente estudio.

a) *Análisis de seguridad de abastecimiento*

El análisis de seguridad de abastecimiento consiste en determinar la probabilidad de no contar con generación disponible para despachar en un escenario de máxima demanda una vez que se agote el total de las reservas programadas para todas las categorías de Control de Frecuencia.

Para ello, se calcula la función de probabilidad de indisponibilidad de generación. Se emplea un algoritmo recursivo para calcular la probabilidad acumulada de un estado particular de indisponibilidad de generación de X MW luego de agregar una unidad de capacidad C MW con una tasa de indisponibilidad forzada anual r como²⁰

$$P(X) = (1 - r)P'(X) + rP'(X - C),$$

donde

- $P(X)$ es la probabilidad de indisponibilidad de X MW de generación o más luego de la adición de la unidad;
- $P'(X)$ es la probabilidad de indisponibilidad de X MW de generación o más antes de la adición de la unidad.

²⁰ R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 2nd Ed., Springer, 1996.

Las condiciones iniciales antes de la adición de una unidad son:

$$P(X \leq 0) = 1.0 \text{ y } P(X > 0) = 0 \text{ para todo } X.$$

En la práctica, la probabilidad de tener una gran cantidad de generación fuera de servicio por indisponibilidad forzada suele ser bastante pequeña, ya que esta condición requiere la indisponibilidad de varias unidades simultáneamente. Por lo tanto, la función de probabilidad acumulada se trunca eliminando todas las indisponibilidades de generación para las cuales la probabilidad acumulada es menor que una cantidad especificada, por ejemplo, 10^{-8} . Esto permite el cálculo de la función de probabilidad acumulada utilizando vectores de dimensiones razonables ya que dicha tabla se trunca progresivamente con la adición de cada unidad. Las probabilidades de indisponibilidad de generación se obtienen directamente como valores acumulativos que se suman a medida que se agregan unidades en el cálculo y, por lo tanto, el proceso de truncamiento produce ningún error.

b) Análisis de congestiones

En los escenarios base de mayor demanda y máximas transferencias de potencia entre las áreas del sistema se determina si las posibles congestiones que se visualicen en el sistema de transmisión nacional responden a excesos focalizados de generación o a aumentos de demanda. La utilización de CI no constituye una solución si las congestiones no se producen por aumento de la demanda.

Si se verifica la suficiencia de recursos en el sistema y que las congestiones que se pudieran observar no se producen por aumento de la demanda, se concluirá que no se requiere contar con el servicio de CI en las Etapas 1 y 2 analizadas. En caso contrario, se realizará un análisis de seguridad de abastecimiento probabilístico específico para el área en cuestión en línea con lo establecido en el Título 3-5 de la NTSSCC.

5.2.4. Resultados

Esta sección presenta los resultados del análisis de la necesidad de contar con Cargas Interrumpibles.

a) Análisis de seguridad de abastecimiento

Esta sección presenta los resultados del análisis de la necesidad de contar con Cargas Interrumpibles desde el punto de vista de la seguridad del abastecimiento de la demanda.

El Artículo 5-54 de la NTSyCS establece que

Los Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de generación calculados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”, no deberán superar los valores límite que se indican a continuación, según el tipo de central:

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diésel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diésel	20	10	4
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	20	10	4

- *HPROg: Límite de horas de desconexión promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *HFORg: Límite de horas de desconexión promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*
- *FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.*

En la definición anterior se entiende que los índices representan promedios anuales (no mensuales) calculados para cada mes en una ventana móvil de 60 meses, de acuerdo al Artículo 12 del Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”.

El Coordinador proporcionó los índices HPROg, HFORg y FFORg de 541 unidades de generación actualizados a enero de 2020. De dichas unidades, los porcentajes de incumplimiento de los estándares del Artículo 5-54 de la NTSyCS de los índices HPROg, HFORg y FFORg son 26%, 44% y 10%, respectivamente.

Se analizaron los siguientes dos casos de disponibilidad del recurso primario:

- Caso Cla: considera que los recursos primarios de todas las tecnologías de generación se encuentran 100 % disponibles en el escenario de máxima de demanda del SEN, y las centrales de generación pueden generar una potencia máxima igual a la instalada;
- Caso Clb: considera que los recursos primarios de las centrales de generación se encuentran limitados como indica la Tabla 68 y que el escenario de máxima de demanda se produce en horas de la noche, por lo que la generación solar disponible es nula.
- Caso Clc: considera una reducción del 15 % de la capacidad nominal de las centrales de generación respecto al Caso Clb. Éste es un escenario de baja probabilidad y alto impacto que en términos de escasez de recursos de generación.

Para el cálculo de la función de probabilidad de indisponibilidad de generación en los Casos Clb y Clc, se consideran las mismas tasas de indisponibilidad de generación del Caso Cla, pero se reducen las potencias disponibles como indica la Tabla 68.

El máximo nivel de generación que debe encontrarse disponible en el SEN en el escenario más crítico es 11471 MW, que resulta la suma de la máxima demanda, las pérdidas y las reservas para Control de Frecuencia. Dicho valor resulta la suma de las siguientes componentes:

- La máxima demanda (más las pérdidas) del SEN extraída de los despachos PCP para 2021 es de 10358 MW.
- Reservas para control de Frecuencia extraídas del Estudio de SSCC 2019:
 - Reservas para CPF: CPF Variaciones + CPF Contingencia (con 0MW CRF) 340 MW
 - Reservas para CSF: BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr) -279 / +311 MW
 - Reservas para CTF: BLOQUE 4 (Noche) (17:00hr a 21:00hr) -441 / +462 MW

La Tabla 68 describe los casos propuestos para el análisis de seguridad de abastecimiento para la Etapa 1. El Gráfico 104 presenta las funciones de probabilidad acumulada de indisponibilidad de generación para la Etapa 1 para los Casos Cla y Clb.

Tabla 68. Análisis de probabilidad de desabastecimiento en 2019.

Caso	Disponibilidad del recurso primario					Desabastecimiento	
	Térmica (%)	Hidro (%)	Solar (%)	Eólica (%)	Total (MW)	Generación indisponible* (MW)	Probabilidad (%)
Cla (Disponibilidad Completa)	100	100	100	100	24093	12622	Menor a 10^{-6}
Clb (Disponibilidad Reducida)	85	85	0	40	17918	6447	Menor a 10^{-6}
Clc (Disponibilidad Mínima)	70	70	0	25	14629	3158	Menor a 10^{-6}

(*) Valor de indisponibilidad de generación a partir del cual existe riesgo de desabastecimiento de la demanda.

En los casos en los que se reduce la disponibilidad de los recursos primarios de generación debe despacharse un mayor número de unidades de generación. Luego, si bien se reduce el monto de indisponibilidad de generación a partir del cual existiría riesgo de no abastecer la demanda respecto al caso de disponibilidad completa (Caso Cla), para alcanzar dicho valor debe producirse la indisponibilidad simultánea de un mayor número de unidades, lo que resulta menos probable.

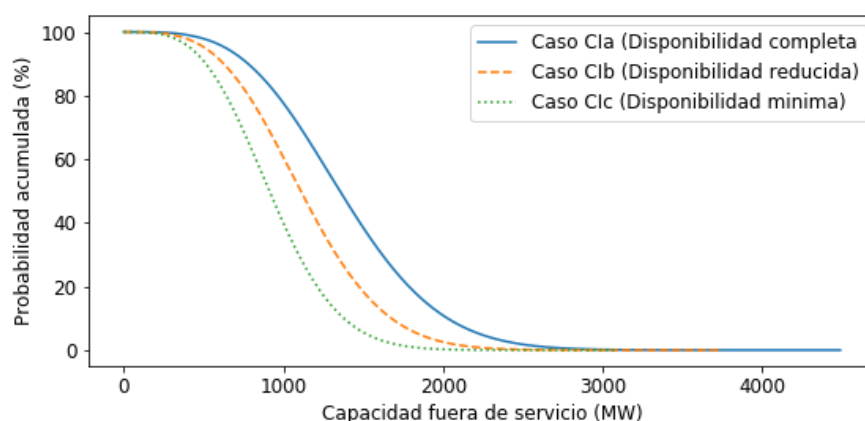


Gráfico 104. Probabilidad acumulada de indisponibilidad de generación para 2020.

Las reservas para Control Secundario y Control Terciario de Frecuencia del SEN se deben calcular de modo de compensar las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta con un dado nivel de confiabilidad. Estos cálculos se realizan en base al análisis estadístico de registros históricos, y cubren tanto eventos climáticos adversos como eventos de interés público que puedan provocar variaciones inesperadas de demanda, para todas las estaciones del año.

En la Tabla 68 y el Gráfico 104 se observa que la probabilidad de que el nivel de generación fuera de servicio por indisponibilidad forzada sea tal que no se pueda abastecer la demanda máxima del SEN y proveer reservas para Control de Frecuencia es inferior a 10^{-6} % en los tres casos analizados.

La Tabla 65 presenta las proyecciones de demanda y generación para las Etapas 1 y 2 del estudio junto con los respectivos factores de crecimiento K_s . El crecimiento de la demanda en las Etapas 1 y 2 del estudio se encuentra muy por debajo del crecimiento esperado del parque de generación

(fundamentalmente generación eólica y solar) respecto a los valores considerados para 2019 y con los que se hicieron los cálculos.

Tabla 69. Proyecciones de demanda y generación para las Etapas 1 y 2.

Año	Demanda		Eólica			Solar		
			Total (MW)	Crecimiento		Total (MW)	Crecimiento	
	Máxima (MW)	Crecimiento K_s (%)		(MW)	K_s (%)		(MW)	K_s (%)
2020	10047	2.4	2578	1107	75.25	3563	1875	111.08
2021	10358	3.10	3746	1168	45.30	4892	1329	37.31
2022	10501	1.38	3895	149	3.98	5007	114	2.34
2023	10743	2.30	3895	0	0.00	5007	0	0.00
2024	11001	2.40	3985	90	2.30	5007	0	0.00

Por lo tanto, no se identifica la necesidad de contar con cargas interrumpibles desde el punto de la seguridad del abastecimiento de la demanda.

b) Análisis de congestiones

En los escenarios base y específicos de mayor demanda y máximas transferencias de potencia entre las áreas del sistema no se identifican congestiones en el sistema de transmisión debido a excesos de demanda que no puedan ser abastecidos de forma local. Por lo tanto, no se identifica la necesidad de contar con Cargas Interrumpibles para eliminar congestiones en la red.

6. ACTIVIDAD 3: DETERMINAR/VERIFICAR REQUERIMIENTOS DEL SC DE CONTROL DE TENSION

La Actividad 3 será ejecutada para alcanzar el Objetivo 3 de la Consultoría, que consiste en determinar los montos de las reservas de potencia reactiva requeridos por el SEN para las Etapas 1 y 2, y cuyo alcance se describe en la Sección 3.4.3.

Se determinarán los requerimientos de potencia reactiva para mantener el perfil de tensiones admisible, que verifique las exigencias del Título 5-4 de la NTSyCS para las condiciones de operación más desfavorables. Las actividades propuestas para alcanzar los objetivos de esta actividad se ilustran en el Gráfico 105.

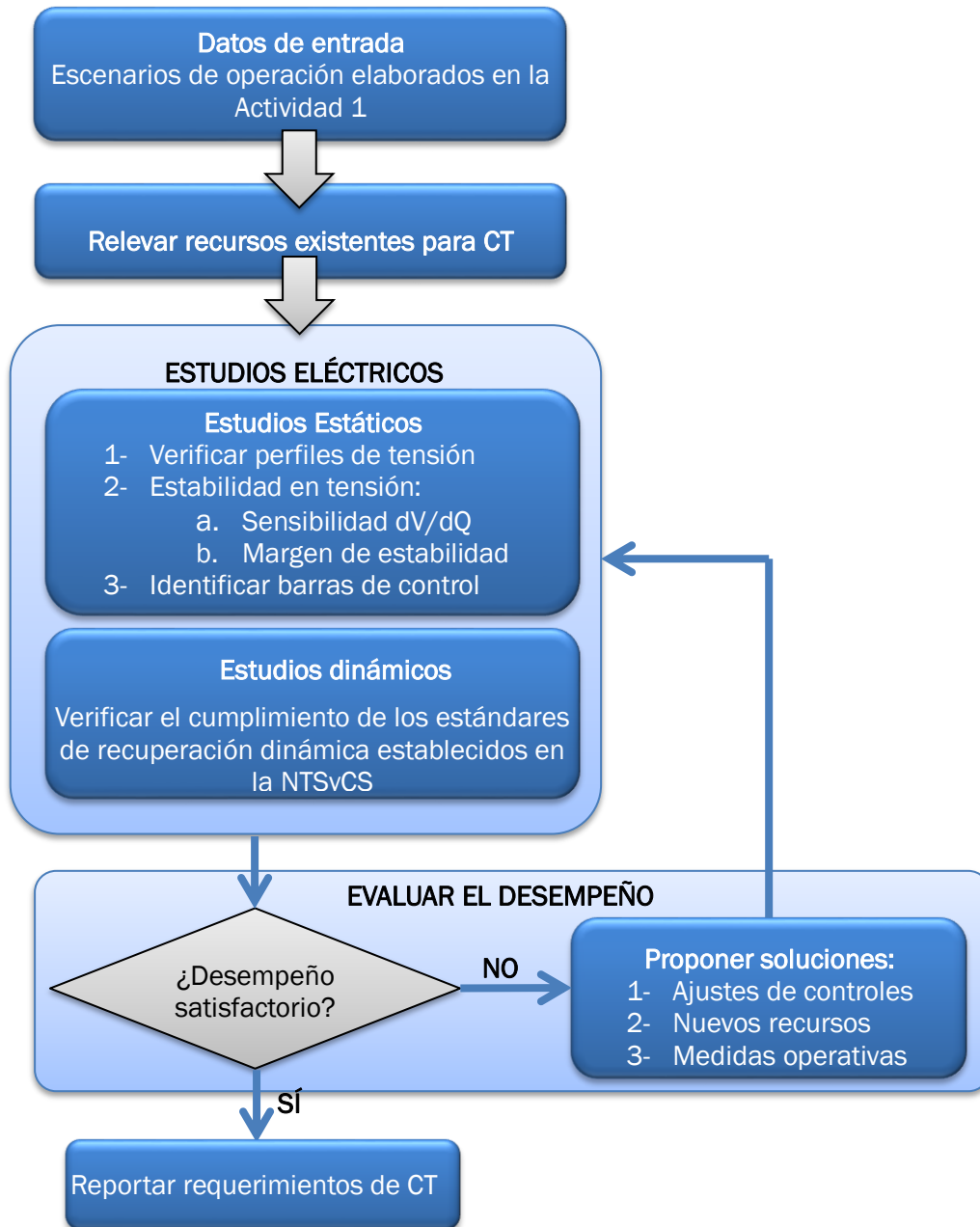


Gráfico 105. Determinación de Requerimientos para Control de Tensión.

Se tomarán como base los resultados y la metodología del Estudio de CT vigente y los análisis complementarios realizados en el contexto del Informe SSCC 2020, junto con lo establecido en el Título 3-6 de la NTSSCC.

6.1. Actividad 3.1: Identificación de Recursos para la prestación del Control de Tensión

Se relevarán los recursos técnicos existentes y planificados en el SEN para el Control de Tensión cuya eficacia y dimensionamiento para la prestación de dicho SSCC será verificado a través de estudios eléctricos estáticos y dinámicos.

Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, al menos, los siguientes:

- a. Unidades generadoras sincrónicas.
- b. Condensadores sincrónicos.
- c. Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de energía reactiva.
- d. Equipamiento con convertidores de potencia equipados para proveer potencia reactiva.
- e. Generación eólica y solar fotovoltaica equipada para Control de Tensión. Se considerarán dos casos de estudio en los que las centrales de generación ERNC operan en modo PQ y en modo PV.
- f. Sistemas de Almacenamiento de Energía, configurados para proveer el SC de CT.

Los criterios para seleccionar el modo de control de los parques ERNC son los siguientes:

1. Las centrales de tipo ERNC existentes que serán consideradas con modo de operación PV serán aquellas que tienen potencial de operar en dicho modo de control, según los resultados del “Estudio de Evaluación Factibilidad de Implementación de Control Dinámico de Tensión en Parques Eólicos y Fотоволтаicos”.
2. Las centrales de tipo ERNC existentes que serán consideradas con modo de operación PV son:
 - a. PFV Huatacondo (98,3 MW)
 - b. PFV Finis Terrae (138,4 MW)
 - c. PFV Conejo (104 MW)
 - d. PE Cabo Leones I (115,2 MW)
 - e. PFV Carrera Pinto (102,1 MW)
 - f. PFV Doña Carmen (34,9 MW)
 - g. PFV Luz del Norte (141 MW)
 - h. PFV Cerro Dominador (100 MW)
 - i. PE El Arrayán (115 MW)
3. Las centrales existentes sin dicha capacidad serán consideradas operando en modo de control PQ.
4. Las centrales ERNC futuras fueron agregadas a la BD PowerFactory utilizando la herramienta de carga automática de modelos equivalentes de parques ERNC creada en el antes mencionado estudio. En dichos modelos los parques realizan control dinámico de tensión, y se utilizarán tiempos de respuesta conservadores (por ejemplo, tiempo de

establecimiento de 10 segundos, el cual se considera alcanzable por los futuros proyectos). En los escenarios más exigentes desde el punto de vista de la estabilidad en tensión se realizará un análisis de sensibilidad para determinar cuáles de las centrales ERNC futuras podrían operar en modo PQ.

En el caso de las unidades sincrónicas, su capacidad de inyección/absorción de reactivos se determinará mediante el modelo homologado aprobado por el Coordinador, el cual permitirá dar cuenta de las capacidades reales de las unidades, considerando su curva PQ, así como el ajuste de los controladores asociados (AVR, OEL, UEL, V/Hz, etc.). Por otra parte, en el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, se considerará como recurso disponible para control de tensión la curva PQ definida en el Art. 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático (inyección de reactivos), salvo en los casos que se requiera específicamente un control dinámico de tensión.

6.2. Actividad 3.2: Estudios Eléctricos

Se evaluará la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión a través de los estudios eléctricos estáticos y dinámicos que se describen a continuación de modo de cumplir con los estándares de la NTSyCS, y los criterios del Artículo 3-35 de la NTSSCC. Cuando se identifique una condición de operación en la que no se cumpla con dichos estándares, se propondrán las soluciones conforme al punto 6.3, las que se verificarán repitiendo los estudios eléctricos necesarios.

Debido al carácter local del control de tensión y con el fin de identificar los recursos de control de tensión que tienen mayor influencia en el control sobre las barras del sistema, se definirán las Área y Sub Área de Control de Tensión (ACT/Sub ACT) definida en el Estudio de Control de Tensión vigente y utilizadas en el Informe de SSCC 2020 emitido por el Coordinador.

Para los estudios de operación del SEN, se seleccionarán los escenarios de operación definidos en la Actividad 1 que resulten más críticos para la SyCS del SEN, incluyendo escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda. Dichos escenarios deberán ser validados por el Coordinador antes de la ejecución de los estudios, pudiendo eventualmente definirse escenarios adicionales para evaluar condiciones más críticas o realizar análisis de sensibilidad.

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema en distintos periodos del año, el estudio contemplará escenarios base de operaciones representativas de periodos estacionales con similares características de la demanda y del tipo de despacho de generación.

Los escenarios base de operación considerarán, por lo menos, una demanda estimada para la hora de mayor demanda de cada área de control de tensión para cada uno de los periodos estacionales y un escenario particular para la hora de menor demanda anual. Se podrán modificar los perfiles de demanda de cada ACT para representar condiciones realistas y técnicamente más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.

a) Actividad 3.2.a: Estudios estáticos

Los estudios eléctricos estáticos consistirán en

- a. Determinar los requerimientos de potencia reactiva por ACT para
 - i. Condiciones normales de operación
 - ii. Determinar las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables, así como también las contingencias

más críticas del SEN. Como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32 de la NTSyCS que no califiquen como contingencia extrema.

- b. Identificar las barras de control entendidas como barras relevantes del SEN para efectuar control de tensión.
- c. Analizar la estabilidad en tensión del SEN a través de
 - i. Cuantificar la sensibilidad de la tensión en las barras ante variaciones en la potencia reactiva.
 - ii. Determinar el margen de reactivos requeridos para evitar un eventual colapso de tensión

b) Actividad 3.2.b: Estudios dinámicos

Los estudios eléctricos dinámicos consistirán en verificar a través de simulaciones en el dominio del tiempo el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS para las contingencias más probables, así como también las contingencias más críticas del SEN. Como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32 de la NTSyCS que no califiquen como contingencia extrema.

Como resultado se determinará la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión, poniendo especial énfasis en la evaluación del desempeño de los controles dinámicos de tensión de los elementos relevantes identificados en el punto 6.1.

6.3. Actividad 3.3: Evaluación del Desempeño

Cuando se identifiquen condiciones de operación en las que los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidas en la NTSyCS, se determinarán las medidas necesarias para alcanzar un desempeño aceptable, las que podrán consistir en la definición de:

- 1- Modificaciones en los ajustes de los controles dinámicos de tensión
- 2- Nuevos recursos técnicos que deberían ser incorporados en el SEN y
- 3- Medidas operacionales que permitan reducir el déficit de potencia reactiva o reducir los excedentes de potencia reactiva, incluyendo:
 - a. el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión,
 - b. el incremento de los niveles de generación forzada y/o
 - c. el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

Las medidas adicionales propuestas serán validadas ejecutando los estudios eléctricos estáticos y dinámicos necesarios para demostrar la eficacia de las mismas.

7. CONCLUSIONES

Este informe presentó los resultados de la ejecución de la Actividad 1, consistente en la recopilación de información, consolidación de la BD utilizada para los estudios, y el procesamiento de los despachos PCP y PLP y su carga al modelo DigSILENT PowerFactory del SEN. Se adjunta al presente informe la BD del SEN con incluyendo las obras futuras de generación y transmisión, y los escenarios base del estudio.

Se presenta el avance de la ejecución de la Actividad 2 para la Etapa 1, consistente en la determinación de los requerimientos de reservas para CPF. Se presentan a continuación las principales conclusiones de la Actividad 2.1: Requerimientos de CRF y CPF:

Actividad 2.1.a: Determinación inicial de la inercia mínima.

Para los escenarios base del estudio se calcularon los valores teóricos de las máximas tasas de variación de la frecuencia (RoCoF) ante eventos de desconexión de generación o demanda. Se verificó que los máximos valores de RoCoF se encuentran muy por debajo de 0,6 Hz/s (ajuste del EDAC) y de 2 Hz/s (valor que deben soportar los parques renovables sin desconectarse). El máximo valor de RoCoF observado fue de 0,32 Hz/s para un escenario de 31,3 GWs de inercia sistémica ante la desconexión de 395 MW de generación.

Actividad 2.1.b: Identificación de recursos técnicos para CRF y CPF

Se utilizó un banco de pruebas preparado en PowerFactory para determinar a través de simulaciones la cantidad de reservas para CPF disponibles en las instalaciones del sistema. En dicho banco se conectaron las unidades de generación a una barra de potencia infinita cuya frecuencia se varió de acuerdo a perfiles similares a los observados en las simulaciones de las contingencias de Severidad 5 más críticas. Se tabularon los aportes de reserva a los 10 s y a los 5 minutos en función del despacho inicial de generación.

Actividad 2.1.c: Determinación de reserva conjunta para CRF y CPF

Se determinó la reserva conjunta CRF y CPF necesarios en el escenario base de menor inercia sistémica y mayor penetración ERV en términos relativos de desconexiones de generación y demanda considerando distintos niveles de reserva para CPF distribuidos en unidades térmicas e hidroeléctricas. Los valores de reserva necesarios para contener la frecuencia dentro de los valores admisibles se resumen en la siguiente Tabla 70.

Tabla 70. Reservas CPF para atender contingencias de severidad 5 más extremas.

Año	Reservas para CPF (MW)	
	<i>RCPF_{10s}</i>	<i>RCPF_{5minutos}</i>
2021	±261	±285
2022	±242	±261
2023	±242	±274
2024	±177	±226

Estos valores pueden optimizarse en aproximadamente 100 MW para los aportes P10 y 50 MW los aportes P300 considerando los distintos estados de demanda e inercia sistémica.

Se determinó la dependencia de las reservas para CPF de la inercia sistémica para contener la frecuencia dentro de los límites admisibles luego de una desconexión de generación. Por ejemplo, en el escenario de menor inercia sistémica (31 GWs) se determinó que para reducir las reservas para CPF en aproximadamente 30 MW sería necesario aumentar la inercia sistémica en 10 GWs despachando de manera forzada generadores sincrónicos fuera del despacho económico. Considerando que el aumento de inercia requerido para reducir las reservas para CPF es muy elevado, se concluye que no sería económicamente viable definir un valor mínimo de inercia sistémica para contener la frecuencia.

En las simulaciones dinámicas se encuentra que el valor de RoCoF inmediatamente luego de la desconexión de generación es de 0,32 Hz/s en el caso más crítico, por lo que no se considera necesario establecer un valor de inercia mínima del sistema desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia.

En todos los escenarios se observaron reservas CPF suficientes para atender la contingencia de severidad 5 más exigente, no siendo necesaria la utilización de CRF, aun en escenarios de inercia muy baja (ceranos a los 20 GWs).

Actividad 2.1.d: Reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta

Se procesaron registros de valores promedios cada 10 s de generación total (demanda más pérdidas) y de generación solar y eólica del SEN para un período de 12 meses. Se calcularon las funciones de distribución de probabilidad (FDP) y las funciones de probabilidad acumuladas (FPA) de los desvíos de dichos registros respecto a los respectivos valores promedio en ventanas de 5 minutos.

Se calcularon las reservas para CPF para subir (RCPF+) y para bajar (RCPF-) generación a partir de los percentiles P2,5 y P97,5, respectivamente, de la FPA de la demanda neta (generación total menos generación ERV) de modo de compensar el 95 % de las variaciones más probables. La reserva para CPF para compensar la variabilidad de la demanda neta queda definida por el requerimiento durante las horas del día en meses de verano como sigue:

Año	Concreción de proyectos de generación ERV			
	100%		50%	
	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)	$RCPF_{V10s}^-$ (MW)	$RCPF_{V10s}^+$ (MW)
2021	-61,7	63,7	-48,7	49,0
2022	-63,1	64,6	-49,0	48,8
2023	-63,1	64,9	-49,0	49,1
2024	-63,4	64,6	-49,1	48,7

APÉNDICES

1. DESCRIPCIÓN MODELOS DINÁMICOS INCORPORADOS

1.1. Modelos dinámicos ERNC

Para las centrales renovables se utilizó el modelo estático y dinámico desarrollado por este Consultor en el marco del proyecto de Control Dinámico de Tensión de ERNC. Se describen las características del mismo a continuación:

El modelo propuesto se desarrolló considerando una serie de criterios teóricos y prácticos que permiten su aplicación genérica a plantas de generación renovable tipo solar fotovoltaica o eólica. Este modelo permite las siguientes funcionalidades:

- Cálculo de flujos de potencia representando adecuadamente las pérdidas de potencia activa y reactiva internas de la red de media tensión.
- Control de tensión del punto de conexión dentro de los límites de la curva PQ establecida en la Norma Técnica.
- Cálculo de potencias de cortocircuito en la Red, asumiendo un factor de aporte $K = 2$ de corriente reactiva en función de la desviación de tensión.
- Simulación de transitorios electromecánicos, incluyendo todos los lazos de control descritos a continuación y de acuerdo a los criterios de control rápido de tensión establecidos en este trabajo.
- Análisis modal y cálculo de autovalores para estabilidad de pequeña señal.

Los parámetros de los distintos equipos que componen el modelo genérico se fijaron en valores compatibles con lo recomendado por la bibliografía internacional y en base a la experiencia de este Consultor, de acuerdo a lo observado en distintas plantas y proyectos.

Por otra parte, el modelo se diseñó de manera tal que puede ser escalado a la potencia deseada, manteniendo el mismo comportamiento estático y dinámico, realizando los cambios mínimos indicados en los siguientes apartados.

1.1.1. Modelo estático

En el Gráfico 106 se detalla el diagrama unilineal del modelo genérico propuesto para parques solares fotovoltaicos y eólicos, con el detalle de cada uno de los equipos descritos.

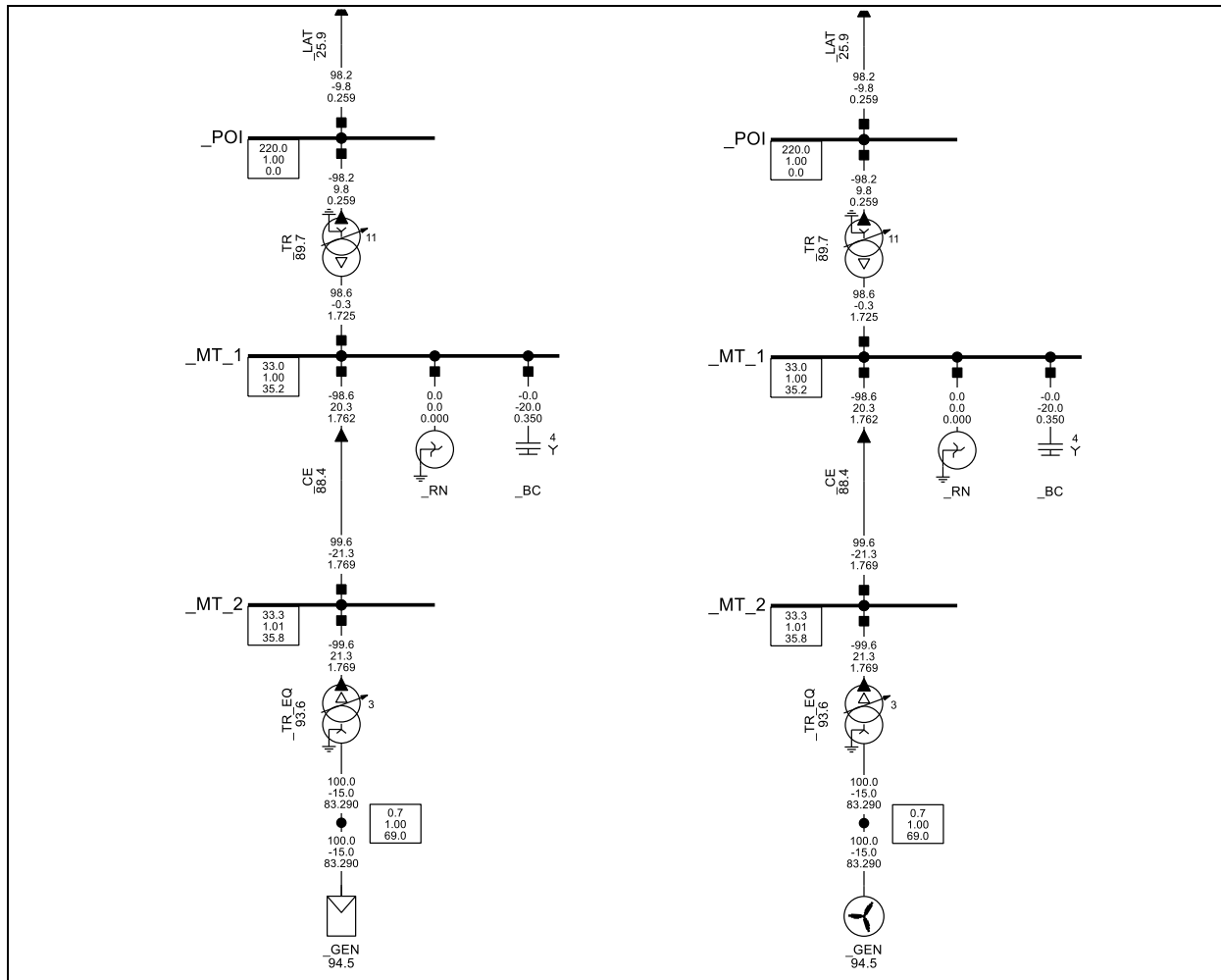


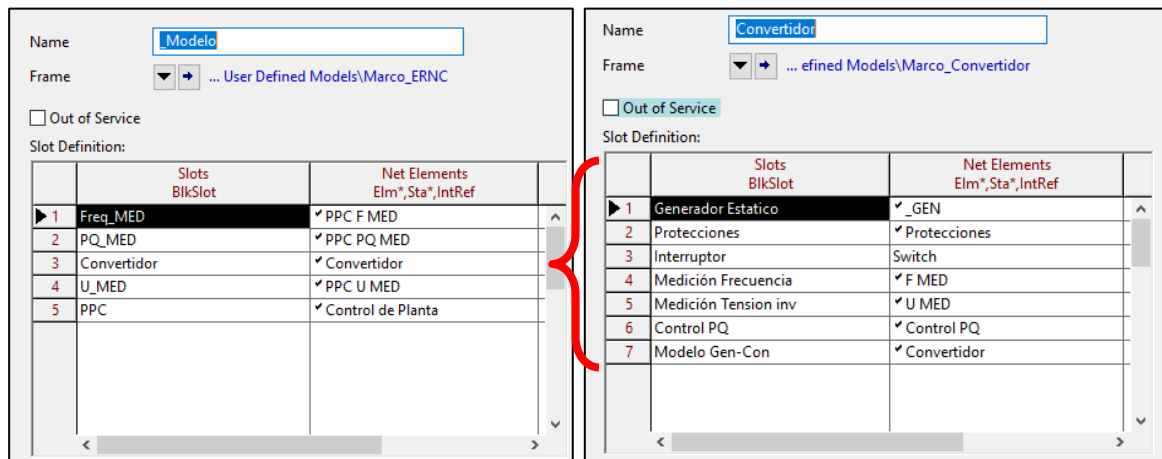
Gráfico 106. Diagrama unilíneal de los modelos genéricos de parque a) solar fotovoltaico b) eólico

El modelo genérico se encuentra conformador por:

- Un transformador de potencia, conexión YNd11, con relación de transformación dependiente del punto de conexión seleccionado a 33 kV, 10% de reactancia y potencia aparente un 10% superior a la potencia del parque en MW.
- Cambiador de tomas bajo carga (Tap Changer) en el arrollamiento de alta tensión del transformador de potencia, con 21 pasos de $\pm 10 \times 1\%$, controlando la tensión de la barra de media tensión.
- Un reactor creador de neutro artificial, conexión Zig-Zag, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra a un valor máximo de 200 A.
- Un banco de capacitores para compensar las pérdidas de potencia reactiva y permitir cumplir con la curva PQ requerida por la Norma Técnica.
- Un colector equivalente de media tensión, cuyos parámetros se escalan en función de la potencia del parque.
- Un transformador equivalente para representar los centros de transformación de los inversores (parque solar) o los transformadores internos de los aerogeneradores, relación 33/0,7 kV conexión Dyn11, 6% de reactancia y potencia aparente un 10% superior a la potencia del parque en MW.
- Un generador estático equivalente para representar los inversores o aerogeneradores.

1.1.2. Modelo dinámico

El modelo dinámico propuesto se diseñó de manera de contener las funcionalidades típicas de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica y a la vez minimizando la cantidad de parámetros de manera de obtener lazos de control simples y robustos.



	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef
1	Freq_MED	✓ PPC F MED
2	PQ_MED	✓ PPC PQ_MED
3	Convertidor	✓ Convertidor
4	U_MED	✓ PPC U MED
5	PPC	✓ Control de Planta

	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef
1	Generador Estático	✓ _GEN
2	Protecciones	✓ Protecciones
3	Interruptor	Switch
4	Medición Frecuencia	✓ F MED
5	Medición Tensión inv	✓ U MED
6	Control PQ	✓ Control PQ
7	Modelo Gen-Con	✓ Convertidor

Gráfico 107. Slots, elementos de medición y DSL que conforman el modelo general

El esquema de elementos que componen el modelo es el siguiente:

- **Marco_ERNC** (ElmComp): Frame general
 - **Convertidor** (ElmComp): Frame del convertidor
 - **Control PQ** (ElmDsl): Modelo de control de potencia activa y reactiva.
 - **Convertidor** (ElmDsl): Modelo de control de corriente del convertidor.
 - **Protecciones** (ElmDsl): Modelo de protecciones.
 - **F MED** (ElmPhi_pll): PLL para medición de fase y frecuencia en el convertidor.
 - **U MED** (StaVmea): Elemento de medición de tensión del convertidor.
 - **Control de Planta** (ElmDsl): Modelo de control de planta.
 - **PPC F MED** (ElmPhi_pll): PLL para medición de frecuencia en el POI.
 - **PPC PQ MED** (StaPqmea): Elemento de medición de potencia activa y reactiva del POI.
 - **PPC U MED** (StaVmea): Elemento de medición de tensión del POI.

a) Esquema general

El marco general contiene los slots necesarios para la medición de las variables eléctricas utilizadas por el control de planta (PPC), frecuencia, tensión y potencias activa y reactiva, el slot del control de planta propiamente dicho y el slot del modelo del convertidor (Gráfico 108).

Marco_ERNC:

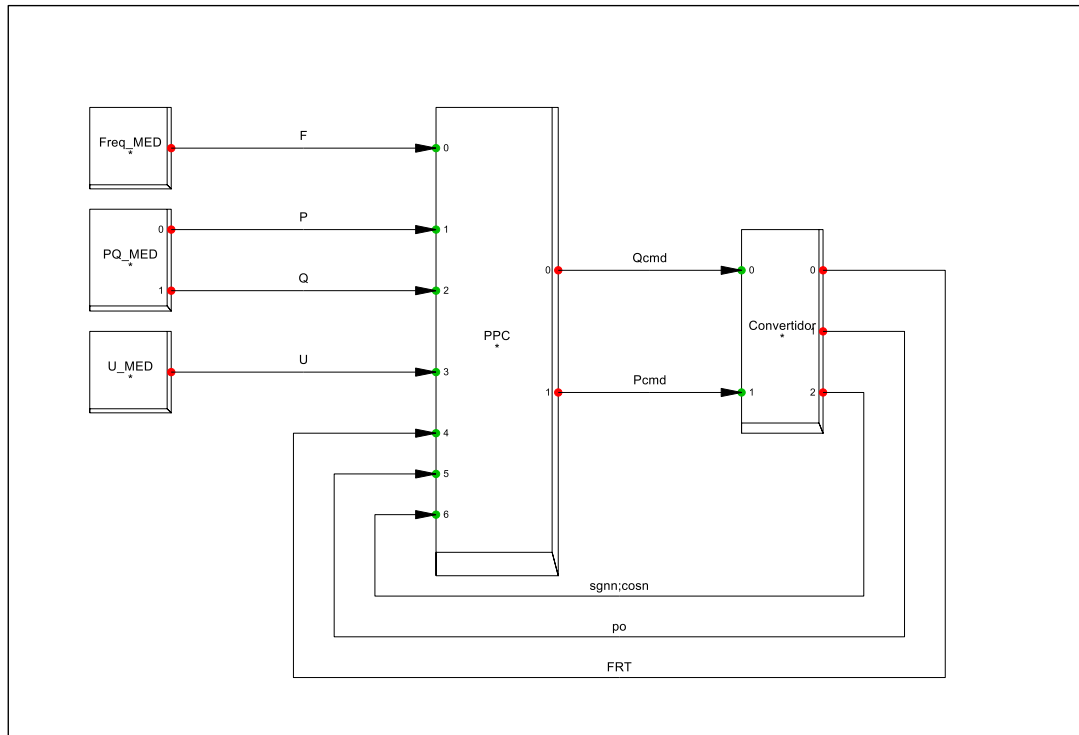


Gráfico 108. Diagrama de bloques del marco general del modelo

b) Control de planta

El control de planta concentra los lazos de control de potencia activa y tensión/reactiva a nivel parque (Gráfico 109). Ambos lazos consisten en un regulador tipo proporcional-integral (PI) limitado, los cuales generan las consignas de potencia activa y reactiva hacia el convertidor. Los reguladores cuentan con una lógica de bloqueo (*freeze*) que impide que estas consignas alcancen valores erróneos durante fallas, cuando el convertidor opera en modo soporte de tensión (FRT).

c) Control de tensión / potencia reactiva

El control de tensión /potencia reactiva depende del modo de control seleccionado mediante la variable MODE entre control de tensión (0), control de potencia reactiva (1) y control de factor de potencia (2). El lazo cuenta con la posibilidad de incluir estatismo de reactivo (K_Q) en el modo control de tensión y banda muerta en todos los modos.

El modelo trae configurado por defecto un estatismo de reactivo nulo ($K_Q = 0$). Si se desea establecer un valor de estatismo para mejorar el desempeño del control en el caso de varios parques cercanos, se recomienda un valor de $K_Q = \Delta U / \Delta Q = 0,05 / 0,33 = 0,152$.

Para asegurar un tiempo de establecimiento definido en el control de tensión/potencia reactiva, el modelo establece automáticamente los parámetros del regulador PI en función de la relación de cortocircuito (SCR) entre la red y el parque:

$$K_p = 0$$

$$K_i = \frac{4\sqrt{SCR^2 + 1}}{T_E (K_Q SCR + 1)} \left(1 - \frac{4T_U}{T_E} \right)$$

En donde T_U es la constante de tiempo del transductor de tensión y T_E el tiempo de establecimiento deseado.

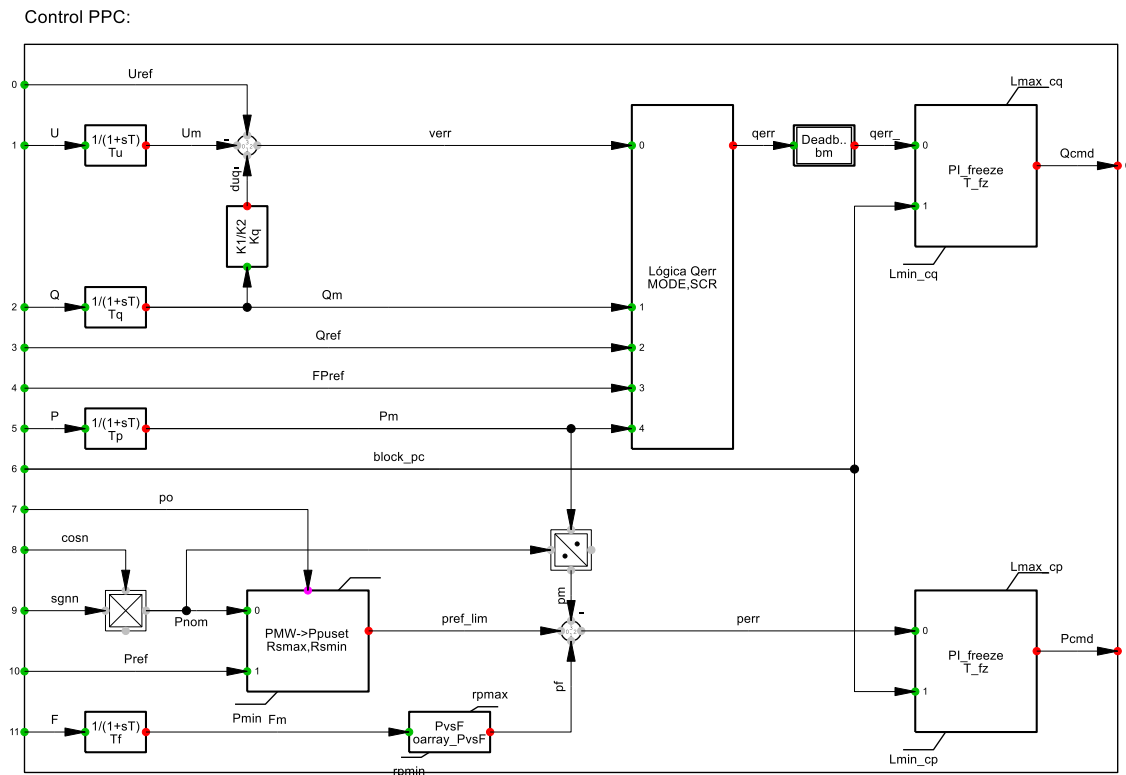


Gráfico 109. Diagrama de bloques del modelo de control de planta

Para un tiempo de establecimiento de 5 segundos, un tiempo de medición de 20 ms y sin estatismo de potencia reactiva, la ganancia integral queda:

$$K_I = \frac{4}{5} \sqrt{SCR^2 + 1}$$

d) Control de potencia activa

El control de potencia activa responde a la consigna del usuario, la cual se encuentra limitada en magnitud a un valor mínimo (P_{min}) configurable por el usuario y a un valor máximo (P_0) que depende del recurso primario. Esta variable es calculada por el modelo de convertidor en función del parámetro P_{max} : si $P_{max} > 0$, se toma el valor indicado (esto permite simular la condición de Curtailment inicial con recurso superior a la potencia despachada), si $P_{max} \leq 0$ toma el valor de potencia inicial del flujo de carga. La consigna de potencia se encuentra limitada en rampa por medio de los parámetros R_{smx} y R_{smin} .

Adicionalmente, el control de potencia activa permite responder a cambios de frecuencia del sistema mediante el array configurable $PvsF$, el cual por defecto incluye la parametrización mínima exigible por la Norma Técnica:

Tabla 71. Ajuste por defecto del control P vs F.

Frecuencia [Hz]	Potencia [pu]
48,5	0,825
49,8	0,000
50,2	0,000
51,5	-0,825

e) **Controles del convertidor**

En el Gráfico 110 se observa el marco del modelo del convertidor, destacándose los slots de los modelos de “Control PQ”, “Protecciones” y “Convertidor” propiamente dicho.

Marco_Convertidor:

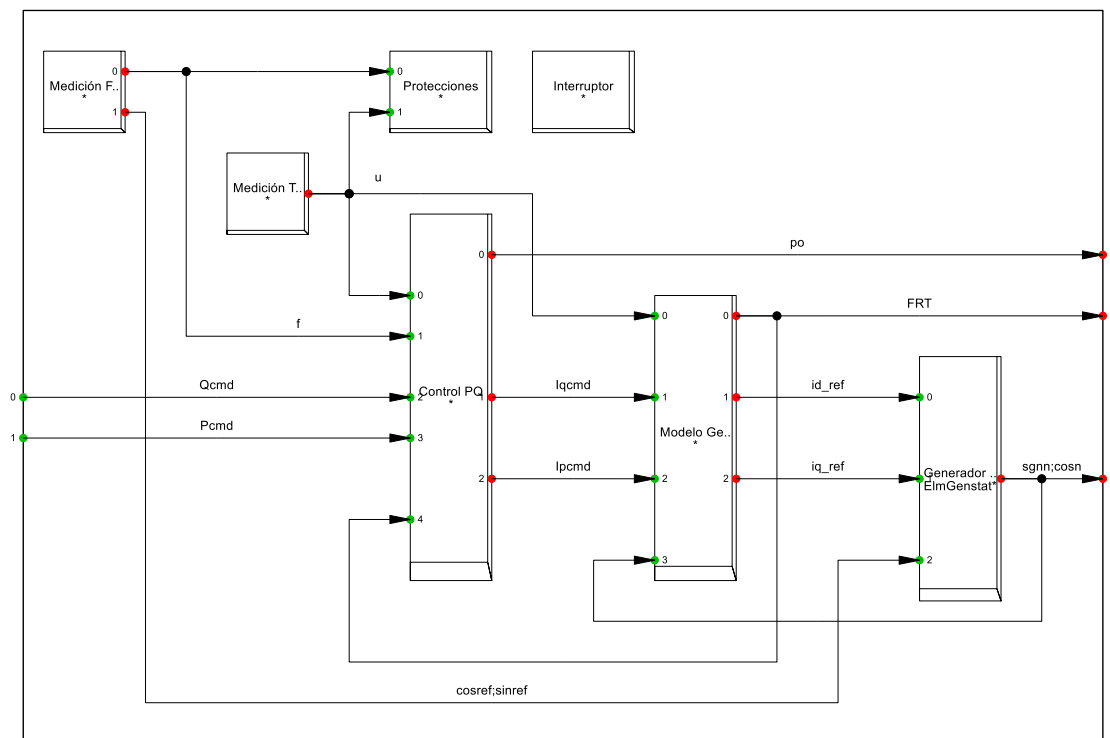


Gráfico 110. Diagrama de bloques del marco del convertidor

Control PQ: El modelo Control PQ convierte las consignas externas de potencia activa (P_{cmd}) y reactiva (Q_{cmd}) en consignas de corriente de eje directo (I_{pcmd}) y en cuadratura (I_{qcmd}) respectivamente, luego de ser limitadas en magnitud en función de la curva PQ definida en los array's PQ_{max} y PQ_{min} para la operación en modo normal y en el array iq_u para el modo *Fault Ride Through* (FRT). En el Gráfico 111 se detalla el diagrama de bloques de este control, y en el Gráfico 112 se muestran las curvas PQ definidas por defecto para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. Estas curvas surgen en base a la experiencia del Consultor de los distintos fabricantes observados en el mercado y ajustadas de manera tal que el modelo completo cumpla los requerimientos mínimos definidos en este trabajo para el control rápido de tensión.

El control de corriente se representa en ambos casos como un retardo de primer orden cuya constante de tiempo se estima en 4 ms.

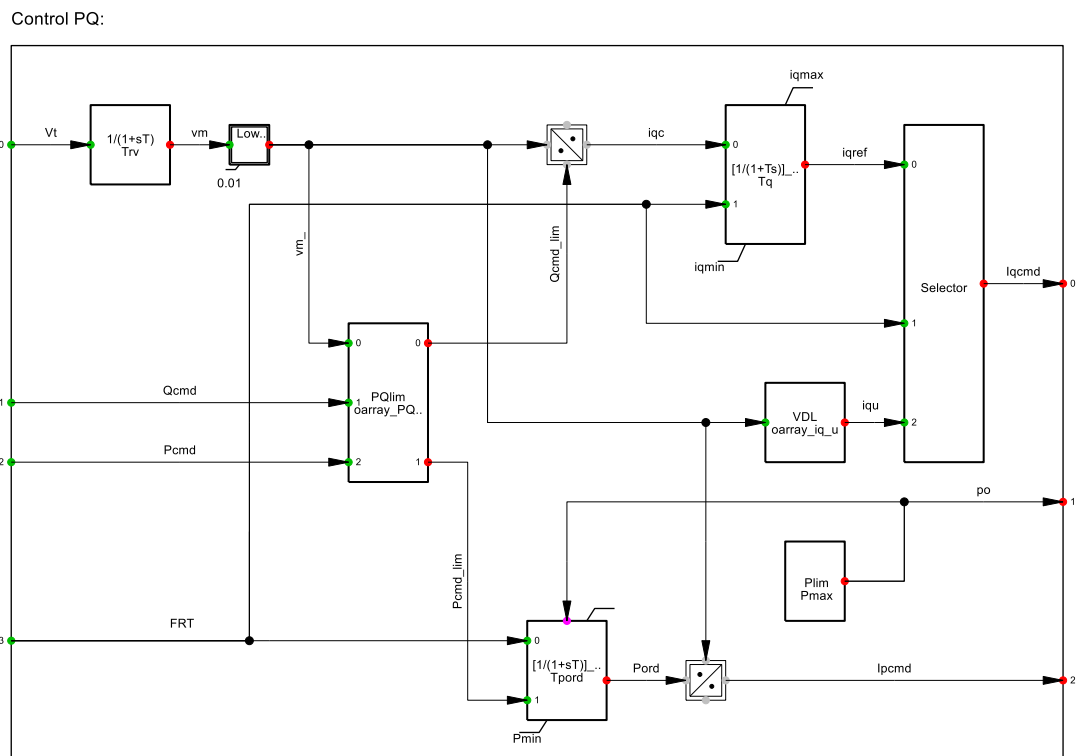


Gráfico 111. Diagrama de bloques del modelo de control PQ

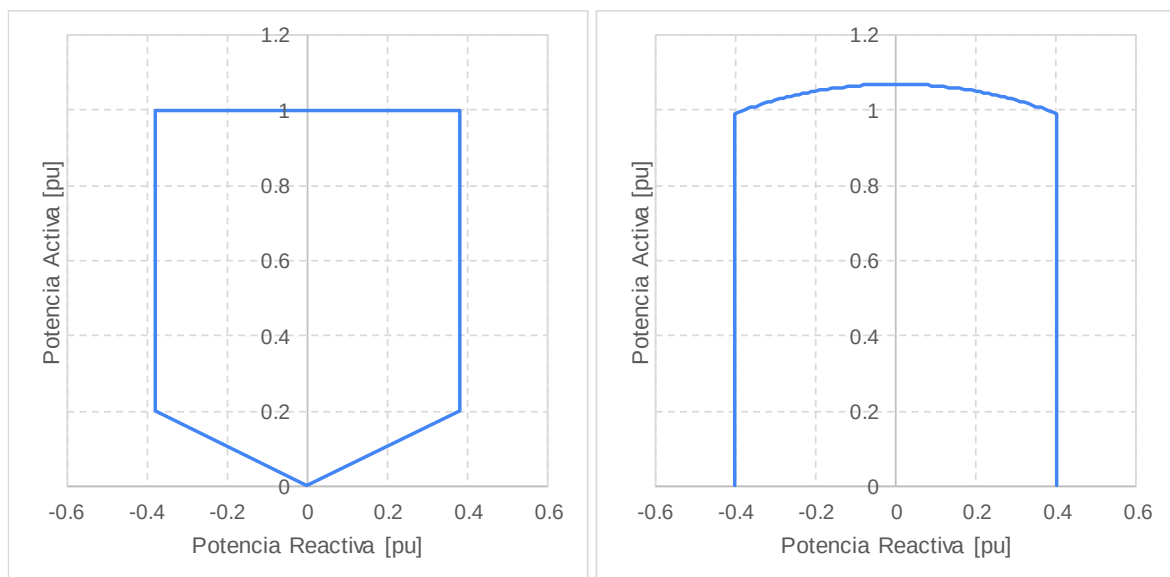


Gráfico 112. Diagrama PQ genérico a) aerogenerador b) inversor solar fotovoltaico

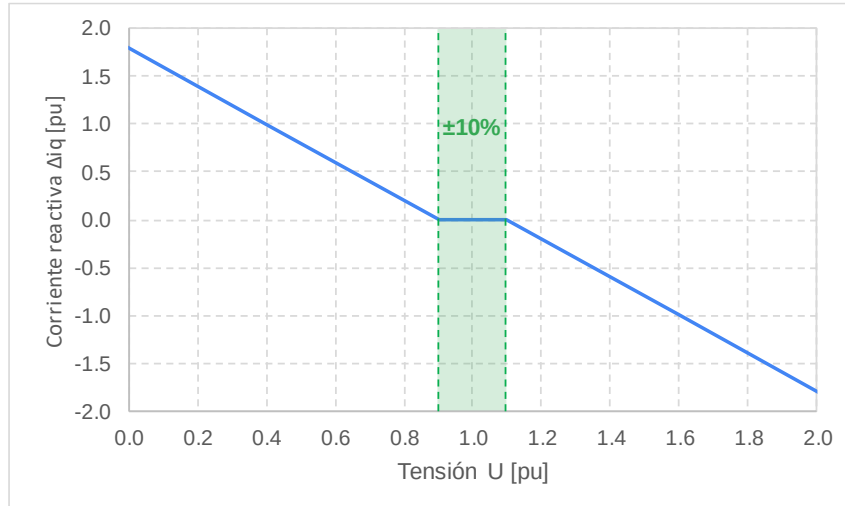


Gráfico 113. Inyección de corriente reactiva durante el soporte ante fallas (FRT)

Convertidor: El modelo de convertidor incluye la lógica de soporte frente a fallas (FRT), la cual se activa tanto para sobretensiones (U_{MAX}) como para subtensiones (U_{MIN}). En el Gráfico 114 se detalla el diagrama de bloques del modelo.

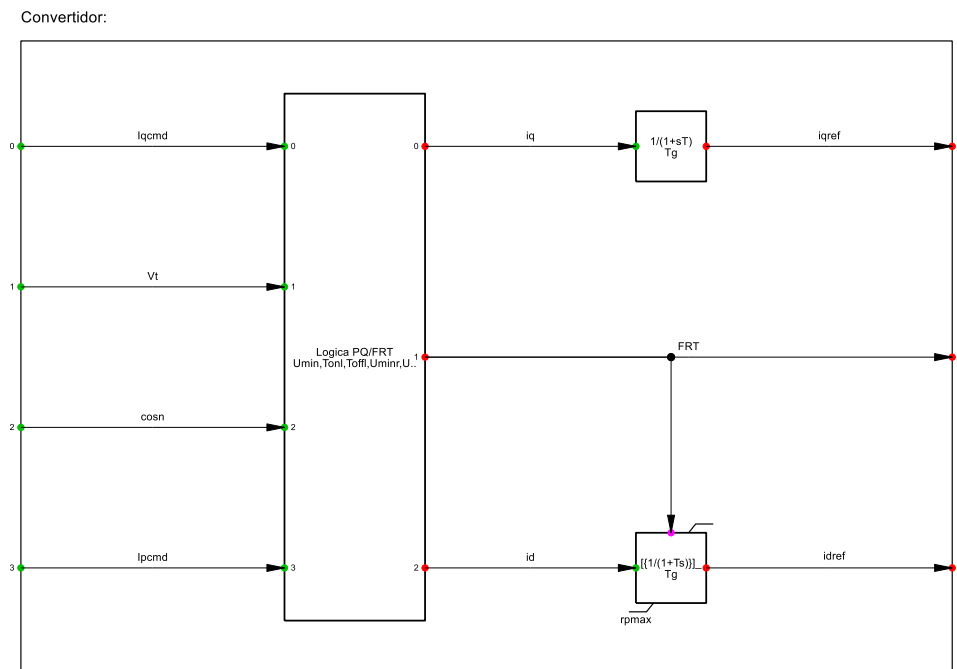


Gráfico 114. Diagrama de bloques del modelo de convertidor

El bloque PQ/FRT implementa el soporte FRT mediante el siguiente código:

```
FLVRT = picdro(flipflop(Vt<Umin,Vt>Uminr),Tonl,Toffl)
FHVRT = picdro(flipflop(Vt>Umax,Vt<Umaxr),Tonh,Toffh)
FRT    = select_const(FHVRT .or. FLVRT,1,0)
```

```

iq      = lim_const(-Iqcmd, -Imax, Imax) * cosn
id      = lim(Ipcmd, 0, select(FRT, sqrt(sqrt(Imax) - sqrt(iq)), Imax)) * cosn

```

Durante la operación en modo FRT, la corriente reactiva es siempre prioritaria y limitada a la corriente máxima del convertidor, mientras que la corriente activa queda limitada en función de la corriente máxima y la corriente reactiva en cada instante. Posterior a la restitución de la tensión (modo FRT off, luego de *Toff* segundos), la recuperación de potencia activa se realiza mediante una rampa de pendiente *rpm*.

f) Medición

Medición PQ: Este slot provee la potencia activa y reactiva RMS medidos en un nodo. El punto de medición especificado en este caso se corresponde con el cubicle asociado al punto de conexión de la planta (POI). La salida del slot es la potencia en MW/MVAr. El criterio de signos usado en el modelo es positivo para potencia generada y negativo para potencia consumida (*Generator oriented*).

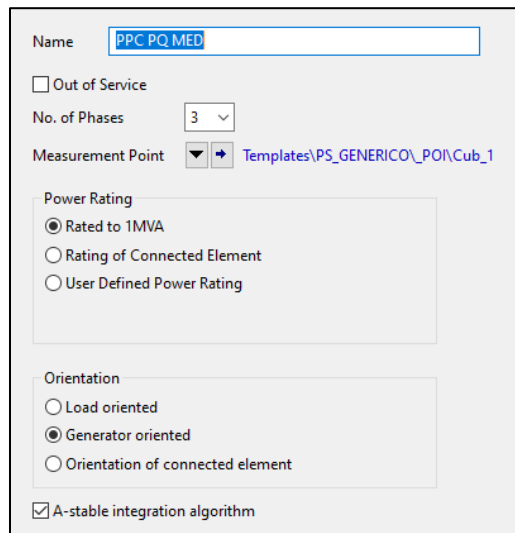


Gráfico 115 - Configuración bloque medición PQ del control de planta

PLL para medición de fase y frecuencia: Este slot provee la referencia angular para sincronizar la inyección de corriente del generador estático equivalente con el fasor de tensión de la barra a controlar. Es configurable la barra donde se realiza la medición, siendo este el nodo correspondiente al punto de conexión del generador estático equivalente. Para la medición de frecuencia del punto de conexión, se utilizó también un bloque PLL.

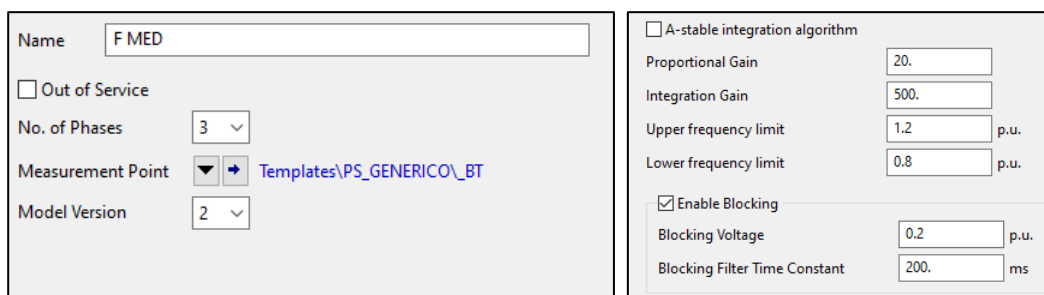


Gráfico 116 - Configuración bloque medición de fase (PLL) para el generador estático equivalente

Name PPC F MED ☐ Out of Service Measurement Point ▼ ▶ Banco Eólico\Modelo_Genérico_POI Model Version 1	☒ A-stable integration algorithm Proportional Gain 50 Integration Gain 30 Upper frequency limit 1.2 p.u. Lower frequency limit 0.8 p.u.
---	---

Gráfico 117 - Configuración bloque medición de frecuencia (PLL) para el control de planta

Medición de tensión: Estos slots proveen la tensión RMS medida en la barra en donde se realiza la medición, el cual se corresponde con el nodo del punto de conexión del generador estático equivalente y al punto de conexión de la planta a la red. La salida del slot es la tensión en pu. La base de tensión debe seleccionarse con la opción “*Rating of Connected Busbar*”.

Name PPC U MED ☐ Out of Service No. of Phases 3 Measurement Point ▼ ▶ Banco Eólico\Modelo_Genérico_POI Voltage Rating ☐ Rated to 1kV ☒ Rating of Connected Terminal ☐ User Defined Voltage Rating Frequency Output ☒ Calculate only if signal is connected ☐ Calculate always ☐ A-stable integration algorithm	Name U MED ☐ Out of Service No. of Phases 3 Measurement Point ▼ ▶ Banco Eólico\Modelo_Genérico_BT Voltage Rating ☐ Rated to 1kV ☒ Rating of Connected Terminal ☐ User Defined Voltage Rating Frequency Output ☒ Calculate only if signal is connected ☐ Calculate always ☐ A-stable integration algorithm
--	---

Gráfico 118 - Configuración bloques de medición de tensión

g) Protecciones

Se incluyó un módulo de protecciones de tensión y frecuencia, el cual desconecta el convertidor en caso de sobrepasar los ajustes prefijados. En el Gráfico 119 se observa el diagrama de bloques del modelo.

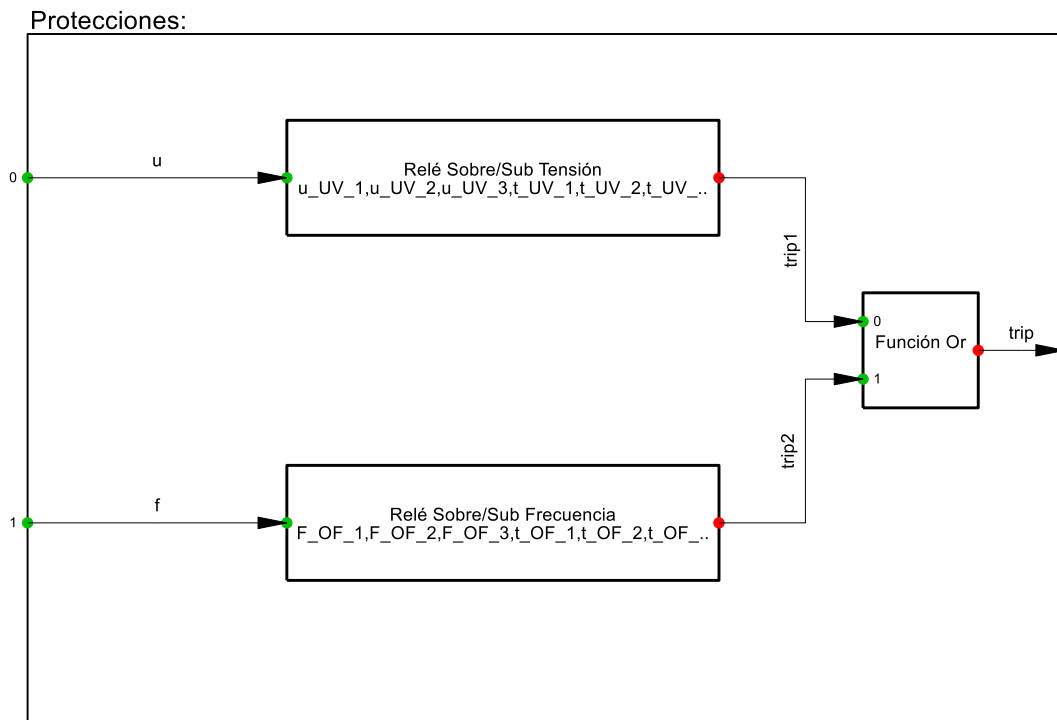
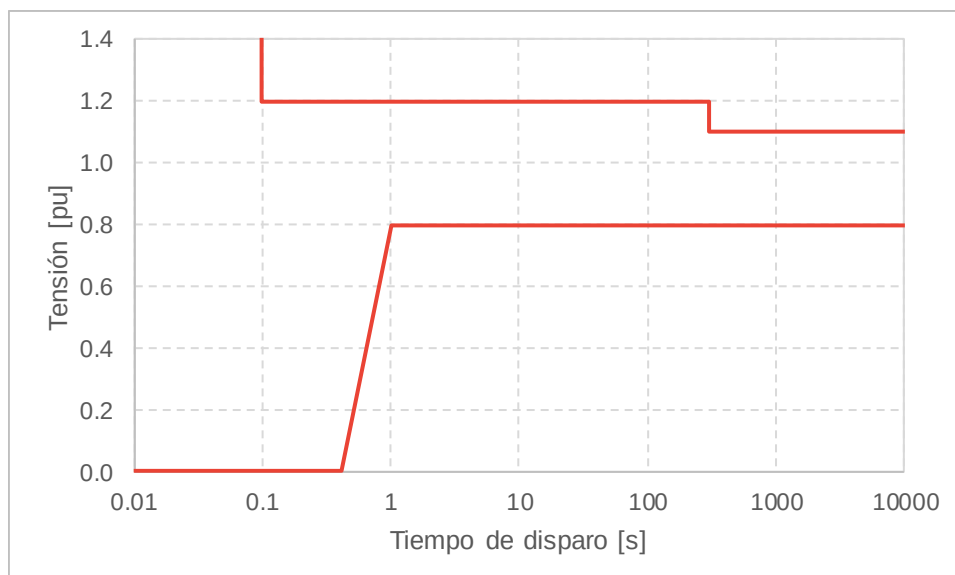


Gráfico 119. Diagrama de bloques del modelo de protecciones

Los bloques “Relé” determinan el tiempo de disparo de cada protección en función de la tensión y frecuencia medidos. Para el caso de la protección de subtensión, los puntos 1 y 2 son interpolados linealmente.

En el Gráfico 120 se muestran las curvas equivalentes de ajuste por defecto de las protecciones de tensión y frecuencia, las cuales cumplen la Norma Técnica.



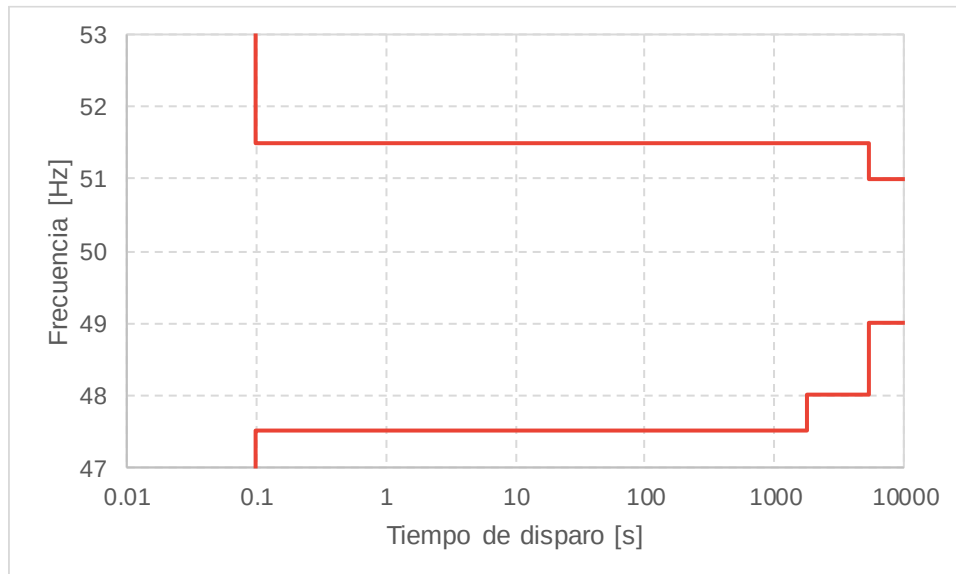


Gráfico 120. Ajuste por defecto de las protecciones de tensión y frecuencia

En el caso de la desconexión opcional ($F > 51,5 \text{ Hz}$ o $F < 47,5 \text{ Hz}$) se definió un tiempo máximo de 100 ms para que el modelo resulte siempre pesimista.

h) Template de los modelos

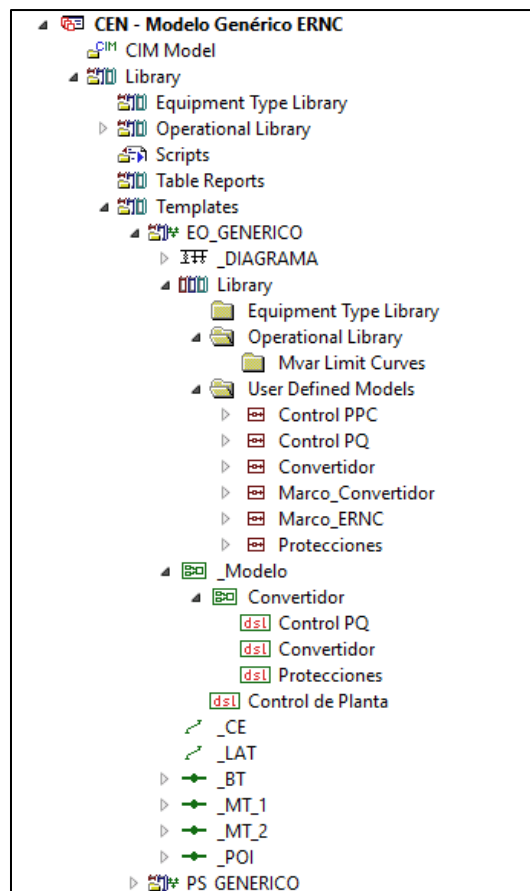


Gráfico 121. Contenidos del Template de modelo genérico

1.2. Modelos dinámicos Centrales hidráulicas

Para ambas centrales hidráulicas agregadas se utilizó un modelo dinámico estándar generadores sincrónicos, empleando en un modelo de control de velocidad que incluye la dinámica de una turbina hidráulica. En el caso del regulador automático de tensión (RAT), se utiliza uno del tipo PI que cuenta con limitador de sobreexcitación (OEL) y estabilizador de sistemas de potencia (PSS). En las siguientes graficas se muestran los diagramas de bloques de los controles descritos y la pestaña RMS del generador sincrónico de CH Ñuble y San Pedro respectivamente.

1.2.1. CH Ñuble y CH San Pedro. Diagramas de bloques

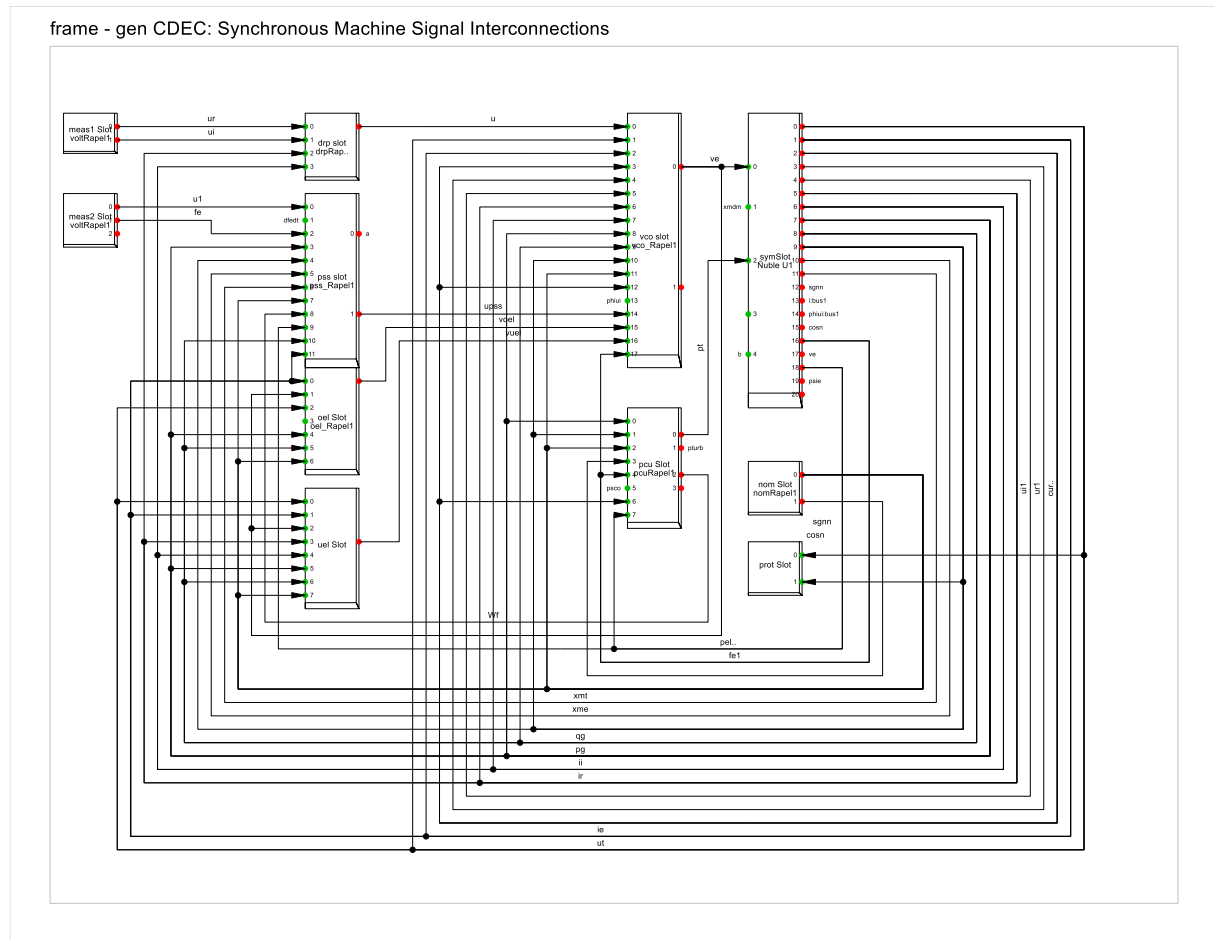


Gráfico 122. Composite model generador sincrónico

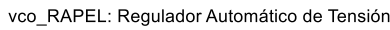


Gráfico 123. Diagrama de bloques RAT

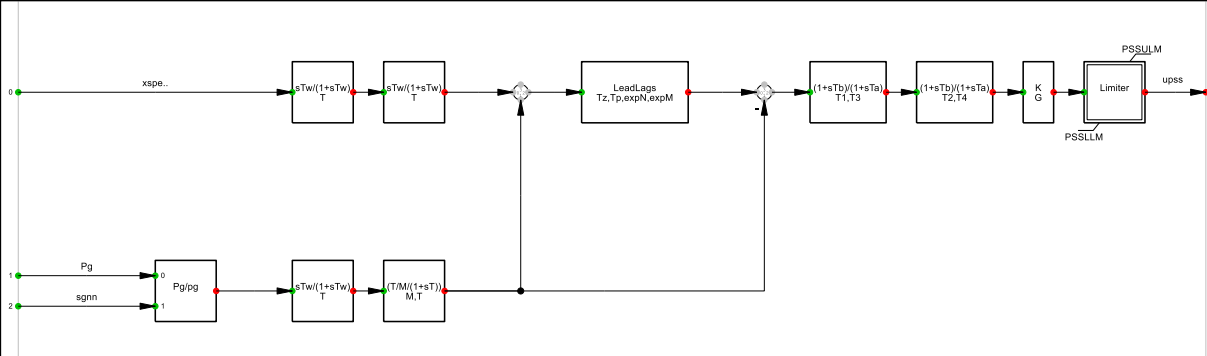


Gráfico 124. Diagrama de bloques PSS

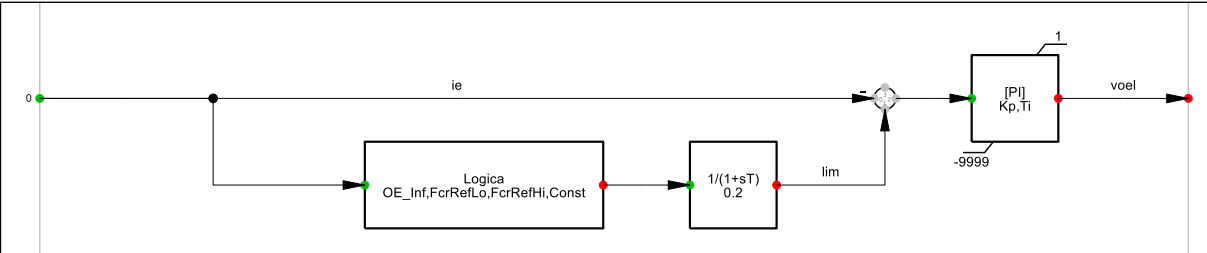


Gráfico 125. Diagrama de bloques OEL

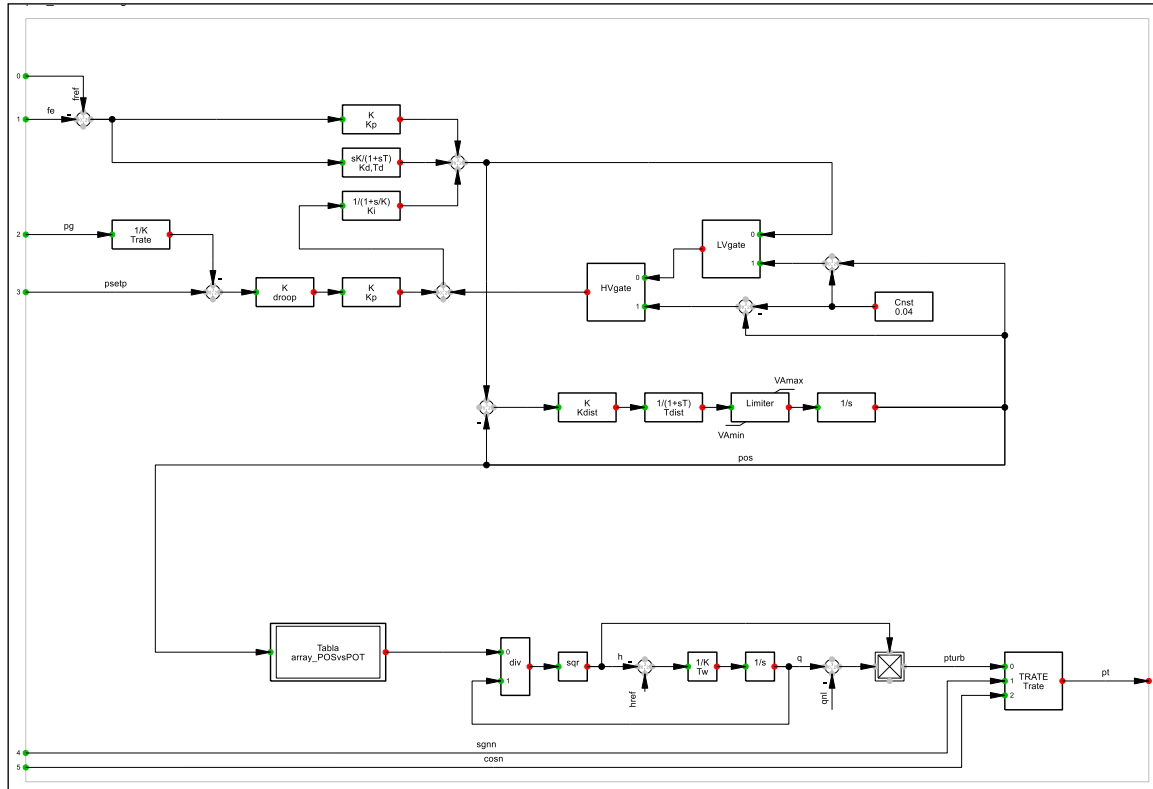


Gráfico 126. Diagrama de bloques regulador de velocidad

1.2.2. CH Ñuble y CH San Pedro. Modelo RMS generador sincrónico

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\Futuras instalaciones PDE\Generadores\Gen Ñuble.TypSym

Basic Data
Description
Version

Load Flow
Short-Circuit VDE/IEC
Short-Circuit Complete
Short-Circuit ANSI
Short-Circuit IEC 61363
Short-Circuit DC

Simulation RMS
Simulation EMT

Protection
Power Quality/Harmonics
Reliability
Hosting Capacity Analysis
Optimal Power Flow

General Zero/Negative Sequence Data Saturation Damping Advanced

Model: Standard Input parameters: Short-Circuit data

Detailed model 2.2 (field and one damper winding in the d-axis, and two damper windings in the q-axis)

Inertia
Input Mode: Default
Inertia Constant H (rated to Sgn): 7.696921 s

Stator parameters
rstr: 0. p.u.
xl: 0.1 p.u.

Synchronous Reactances
xd: 1. p.u.
xq: 0.55 p.u.

Rotor Type
☐ Salient pole
☒ Round Rotor

Rotor mutual reactances
xrd: 0. p.u.
xrlq: 0. p.u.

Transient Time Constants
Td': 6.339258 s
Tq': 6.66667 s

Subtransient Time Constants
Td'': 0.091 s
Tq'': 0.194 s

Transient Reactances
xd': 0.3207 p.u.
xq': 0.3 p.u.

Subtransient Reactances
xd'': 0.2158 p.u.
xq'': 0.224 p.u.

Gráfico 127. Generador sincrónico. Pestaña RMS

2. SELECCIÓN PRELIMINAR ESCENARIOS PCP

Tabla 72. Selección preliminar de escenarios PCP para 2021

Criterio		Valor	Escenario PCP		Demanda (MW)	Generación				Flujo de potencia (MW)				
			Nombre	Hora		Termica (MW)	Hidro (MW)	ERV relativa	ERV absoluta (MW)	Charrua500 -> Ancoa500	Ancoa500-> AJahuel500	NvaPAzucar500 -> Polpaico500	LosChangos500 -> Cumbres500	LosChangos500 -> Kimal500_I
Demanda*		Mínima	E6-Seco(90%) DEE_01-01-2021	8	6746	3113	2688	14%	917	898	1108	40	-190	105
		Máxima	E5 DEE_20-12-2021	16	10804	1595	3943	48%	5238	283	573	1636	-36	-63
Generación	Térmica	Máxima	E3-SECO DEE_09-03-2021	22	10147	5309	4337	5%	471	1387	1947	-417	-164	127
	Hidro	Máxima	E5 DEE_20-12-2021	22	10520	3278	5276	18%	1937	971	1767	351	-280	131
	ERV relativa	Máxima	E6-Seco(90%) DEE_01-01-2021	15	7625	1237	2600	49%	3759	645	658	845	-200	-32
	ERV absoluta	Máxima	E5 DEE_20-12-2021	16	10804	1595	3943	48%	5238	283	573	1636	-36	159
Flujo de Potencia	Charrua500->Ancoa500**	Mínimo	E6 DEE_01-01-2021	10	7085	1077	3291	38%	2688	282	632	0	-604	92
		Máximo	E3-SECO DEE_09-03-2021	21	9873	4829	4387	6%	628	1438	2009	-212	-30	84
	Ancoa500->AJahuel500	Mínimo	E5 DEE_20-12-2021	16	10804	1595	3943	48%	5238	283	573	1636	-36	-63
		Máximo	E3-SECO DEE_09-03-2021	24	9511	4821	4276	4%	384	1410	2022	-459	-216	146
	NvaPAzucar500->Polpaico500***	Mínimo	E3-SECO DEE_09-03-2021	3	8140	4337	3413	4%	361	1080	1600	-469	-305	159
		Máximo	E5 DEE_20-12-2021	16	10804	1595	3943	48%	5238	283	573	1636	-36	-63
	LosChangos500->Cumbres500	Mínimo	E3-SECO DEE_09-03-2021	19	9985	4104	3213	26%	2639	762	954	1141	575	-111
		Máximo	E6 DEE_01-01-2021	9	6974	1528	3241	31%	2176	457	875	-245	-669	137
	LosChangos500->Kimal500_I	Mínimo	E3-SECO DEE_09-03-2021	19	9985	4104	3213	26%	2639	762	954	1141	575	-111
		Máximo	E6 DEE_01-01-2021	24	8370	3075	4565	8%	701	756	1430	-408	-492	191

(*) Demanda más pérdidas

(**) Charrúa - Entre Ríos 2 x 500 kV + Charrúa - Ancoa 500 kV

(***) Ambas líneas

3. CRITERIOS DE ESCENARIOS PLP

El Coordinador entregó los archivos correspondientes a la programación de largo plazo en el SEN para el período de estudio que se describen a continuación.

Archivo *plpcenDCO.csv*:

Es el archivo con el despacho de las centrales modeladas. El archivo tiene 5 columnas:

1. Hidro: Simulación o serie hidrológica. En el caso de este archivo, solo están la Sim 20 (que es la hidrología seca, con una excedencia de 5%) y la Sim 28 (que es la hidrología húmeda, con una excedencia de 95%).
2. Bloque: Parte de la modelación de demanda (se explica en el punto siguiente). Los bloques de interés para el estudio corresponden desde 331 al 810 (años 2021 al 2024)
3. CenNom: Central
4. CenPgen: Potencia generada por la central en dicho bloque, en MW.
5. CenEgen: Energía generada por la central en dicho bloque, en GWh.

Archivo *Plpdem.dat*

Es el archivo con la demanda. Implica una modelación simplificada del horizonte de simulación. Básicamente se extraen las horas de un mes, se separan en horas día (que son las que presentan inyección solar) de las horas noche (que son las que no presentan inyección solar), y luego se forman dos curvas de duración con las demandas de dichas horas. Finalmente, cada curva se discretiza en 5 bloques, por consiguiente, cada mes tiene 10 bloques de demanda, donde los bloques 1 a 5 (y sus múltiplos consecutivos) son los bloques día, donde el 1 es el de demanda máxima y el 5 el de mínima, y luego, los bloques 6 a 10 (y sus múltiplos) son los bloques noche, donde el 6 es el de demanda máxima y el 10 el de demanda mínima.

Por consiguiente, no se puede obtener un día tipo, salvo que se recurra al archivo siguiente, Horas-Bloque.xlsx

Archivo *Horas-Bloque.xlsx*

Es un archivo que indica, para un mes dado, en que bloque está cada una de las horas que componen el mes. Las horas se encuentran enumeradas de 1 a 720 o 744, dependiendo si el mes tiene 30 o 31 días, respectivamente. Luego, la hora 25, corresponde a las 00.00 horas del segundo día del mes. El mes “1” corresponde a abril, “2” es mayo, hasta llegar al número “12” que es marzo.

4. RESPUESTA DE UNIDADES ANTE PERFIL DE FRECUENCIA NORMALIZADO

4.1. Respuesta temporal

Se presentan a continuación la respuesta de los reguladores de velocidad / potencia de las unidades analizadas en el banco de pruebas ante la inyección de un perfil de frecuencia normalizado:

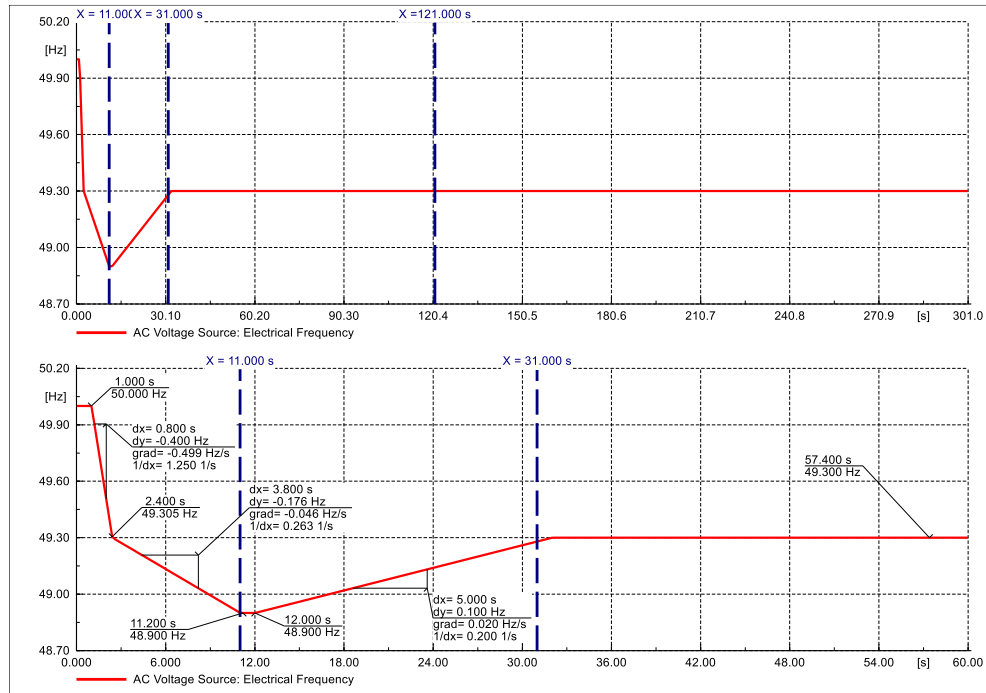


Gráfico 128. Perfil de frecuencia simulado (subir)

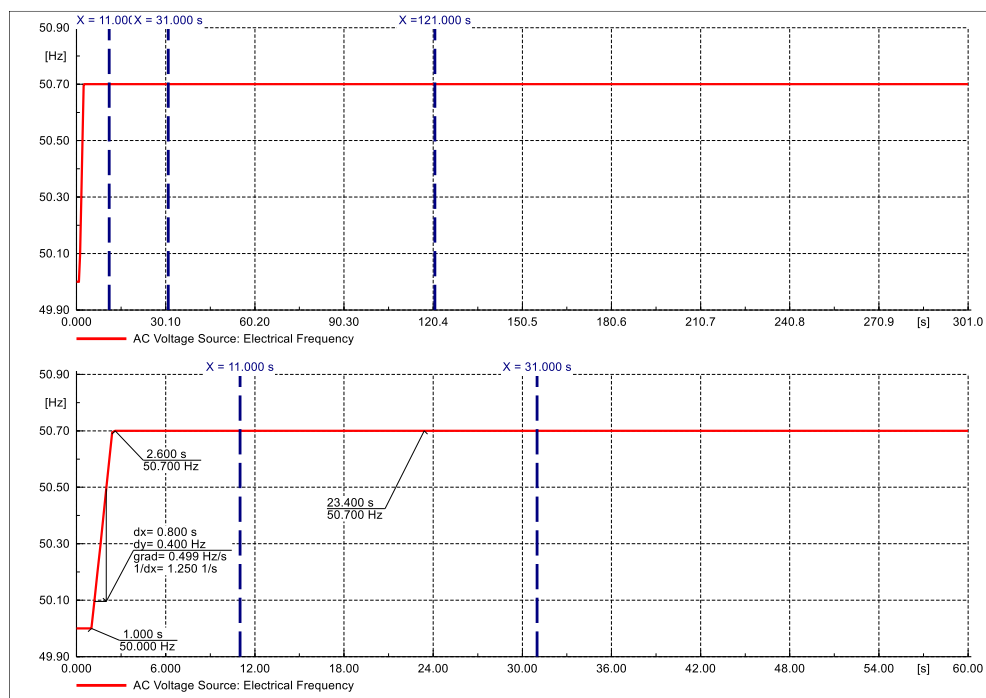


Gráfico 129. Perfil de frecuencia simulado (bajar)

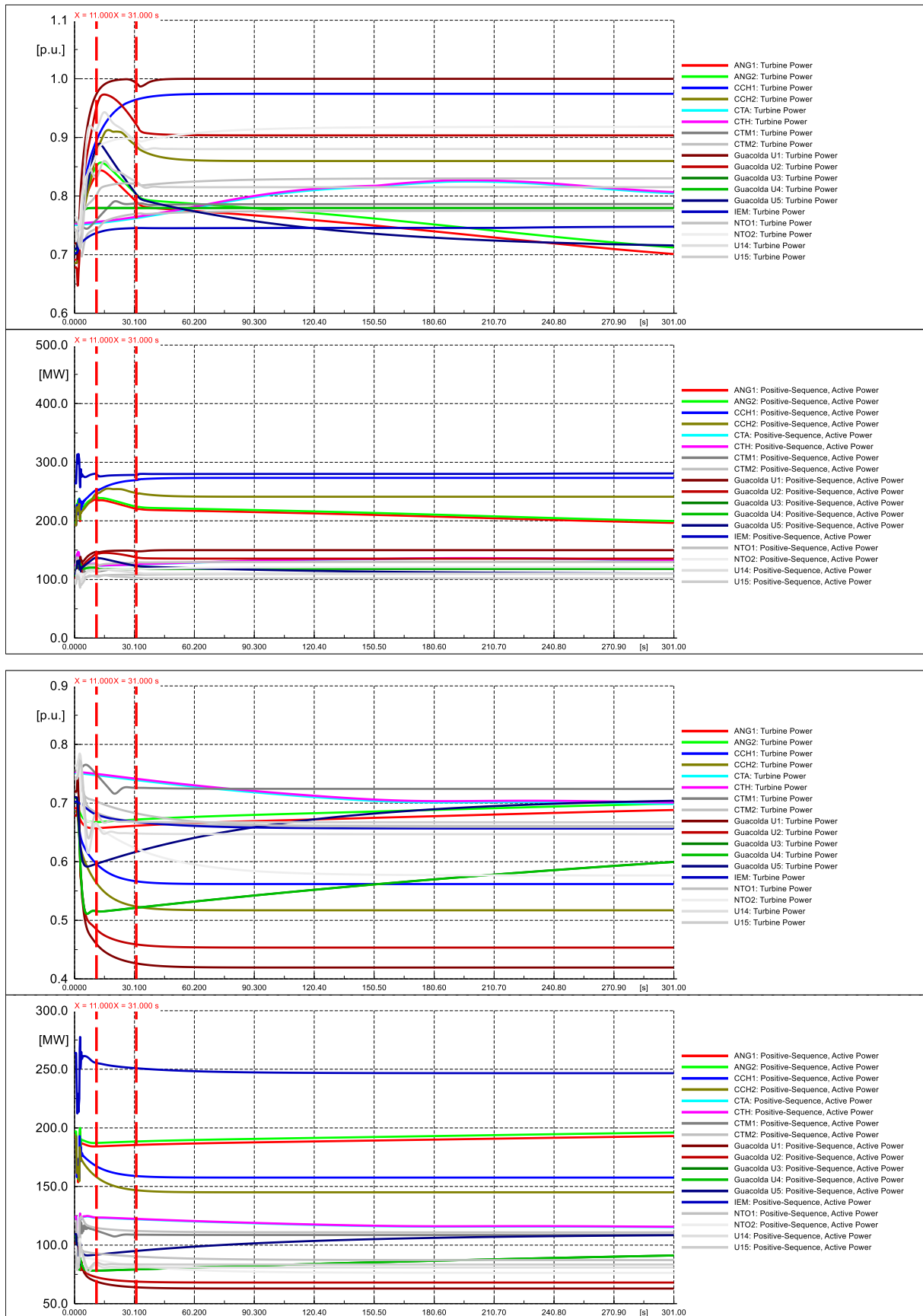


Gráfico 130. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 70%

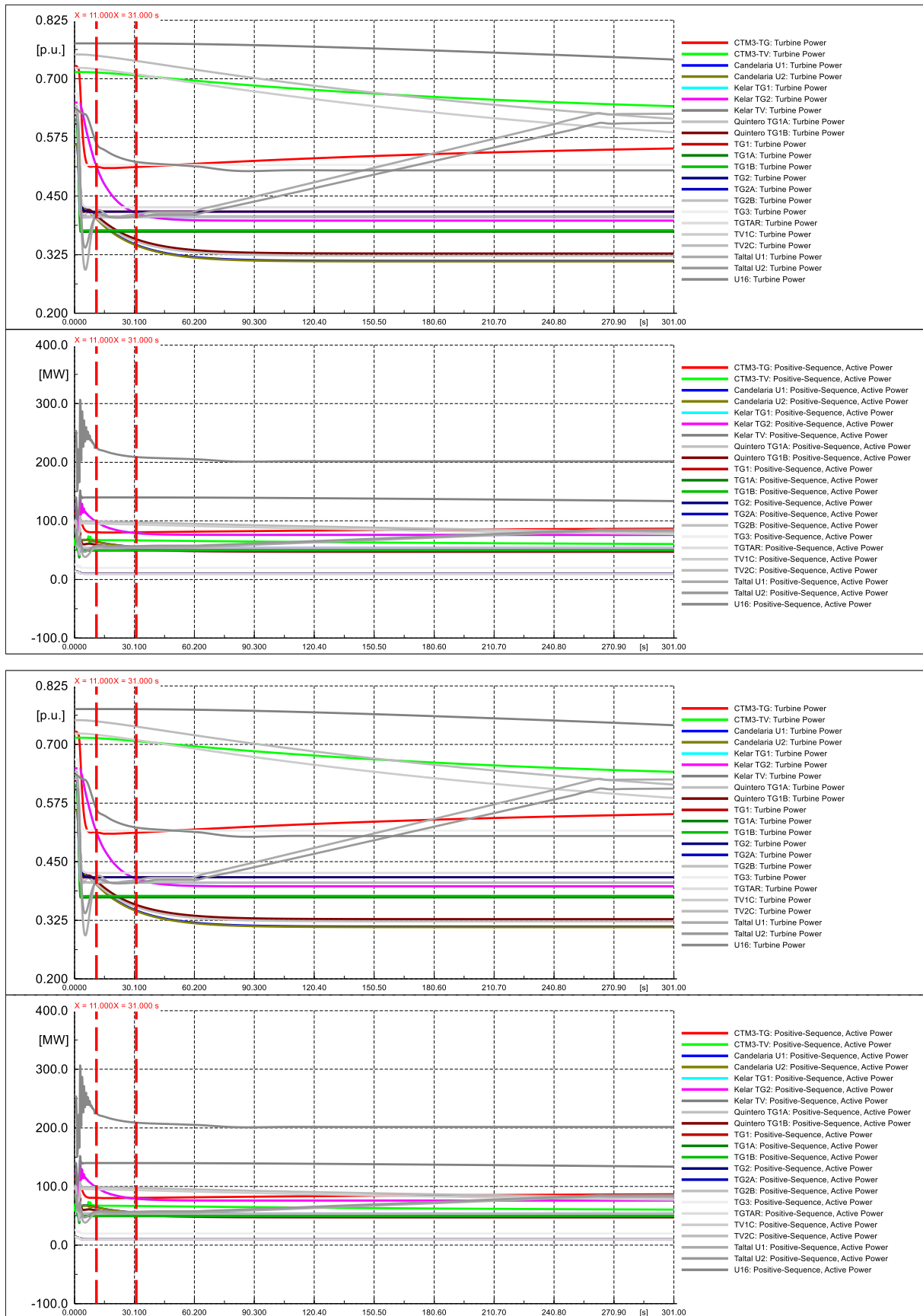


Gráfico 131. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 70%

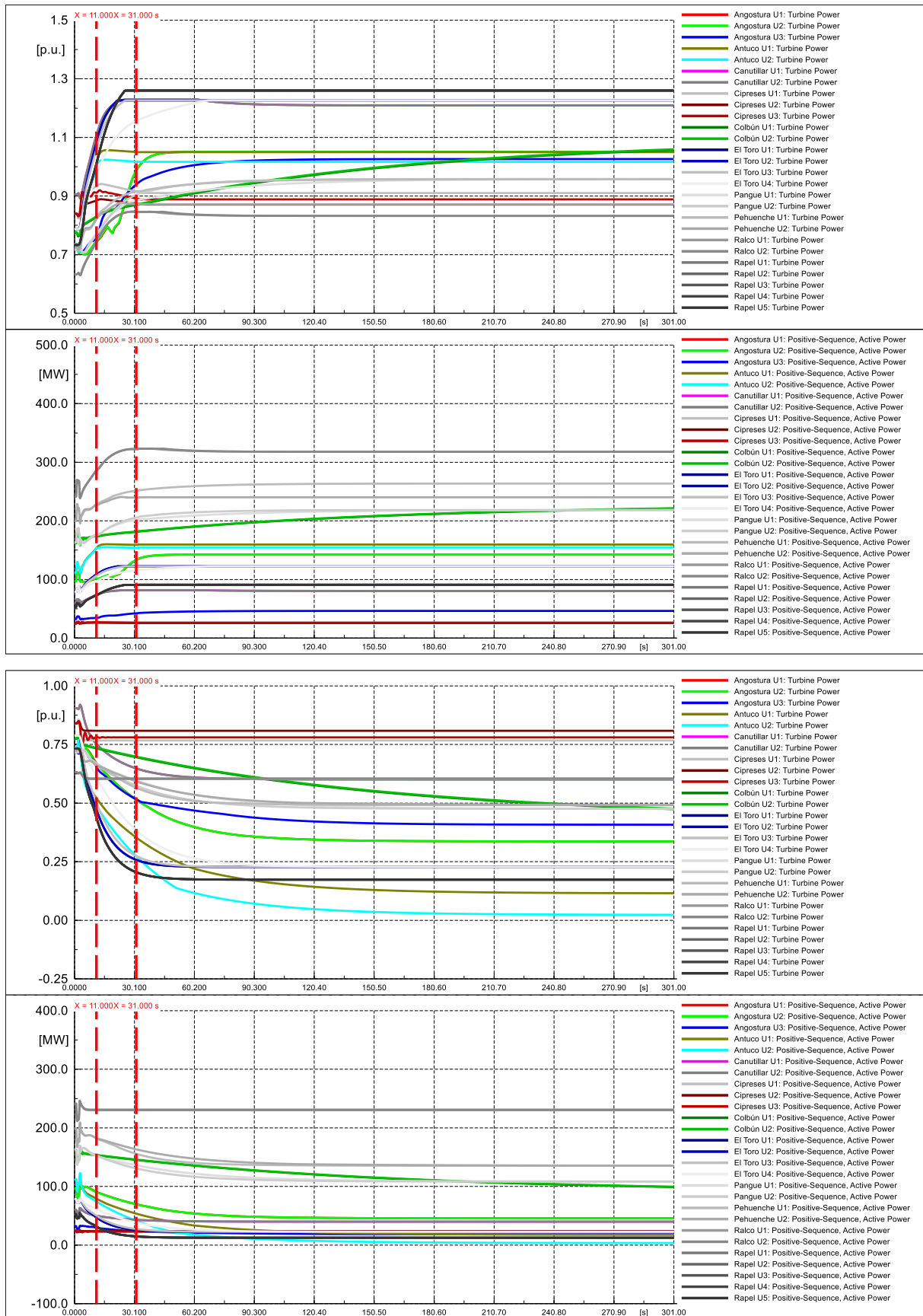


Gráfico 132. Respuesta unidades TH, despacho al 70%

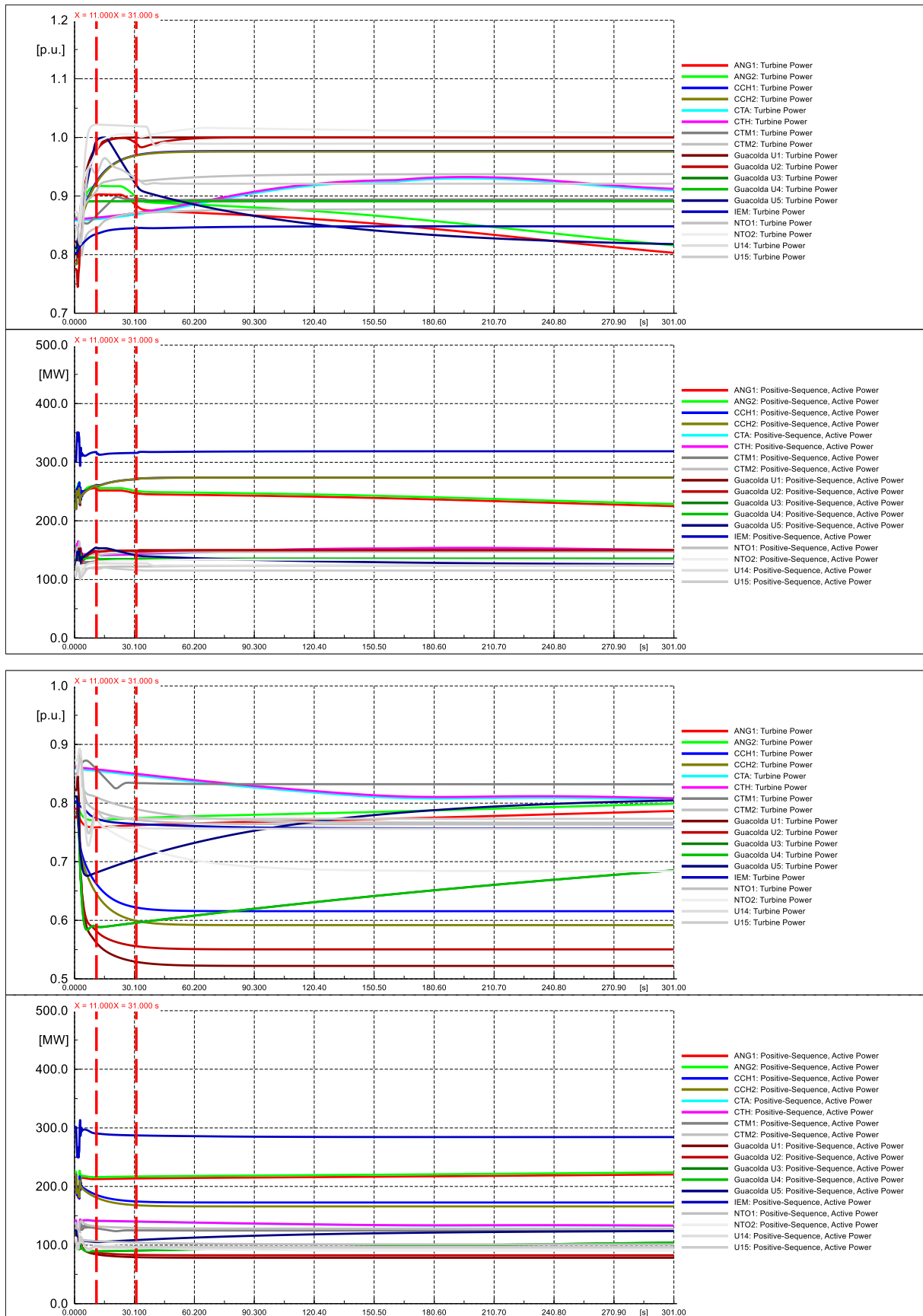


Gráfico 133. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 80%

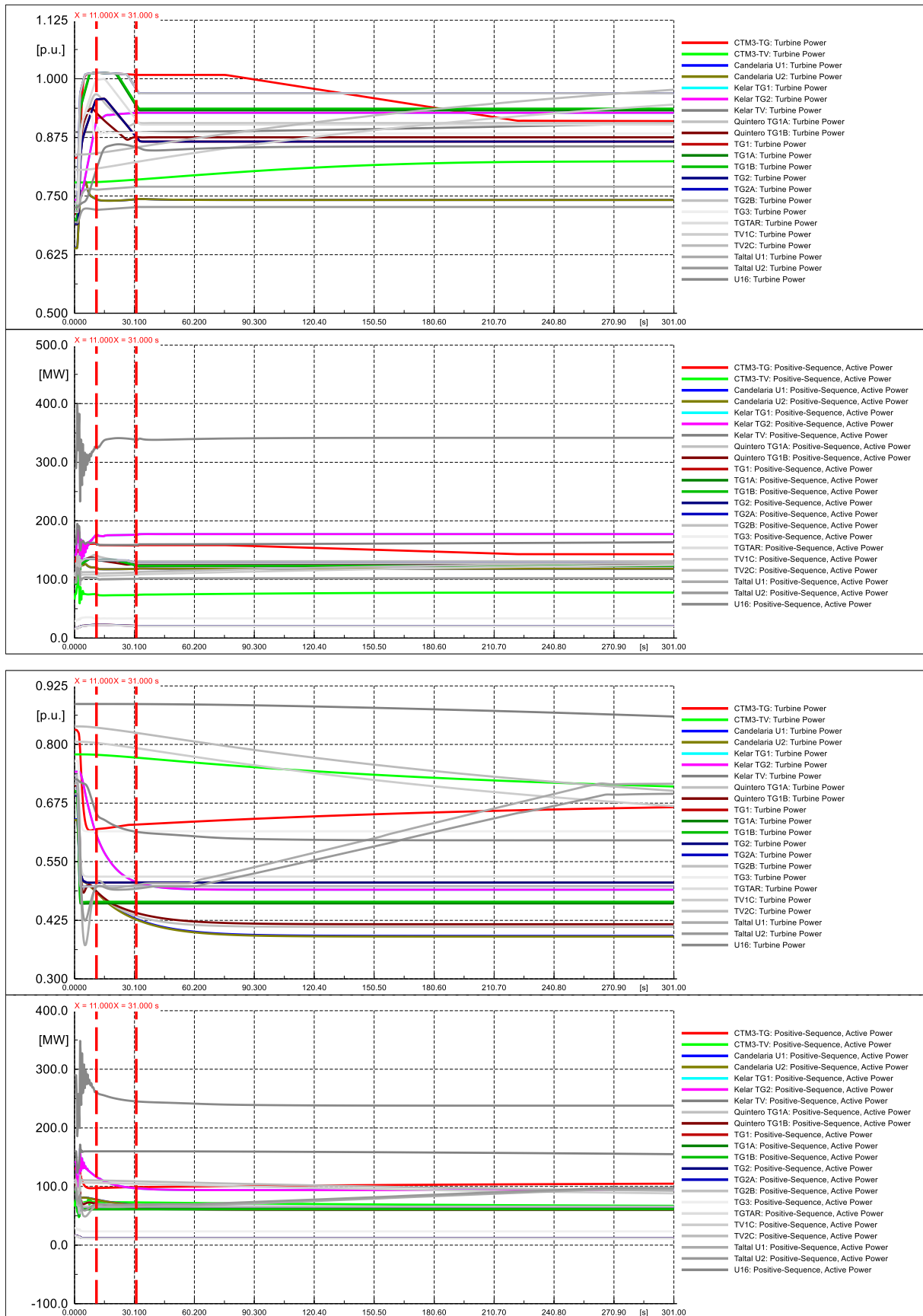


Gráfico 134. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 80%

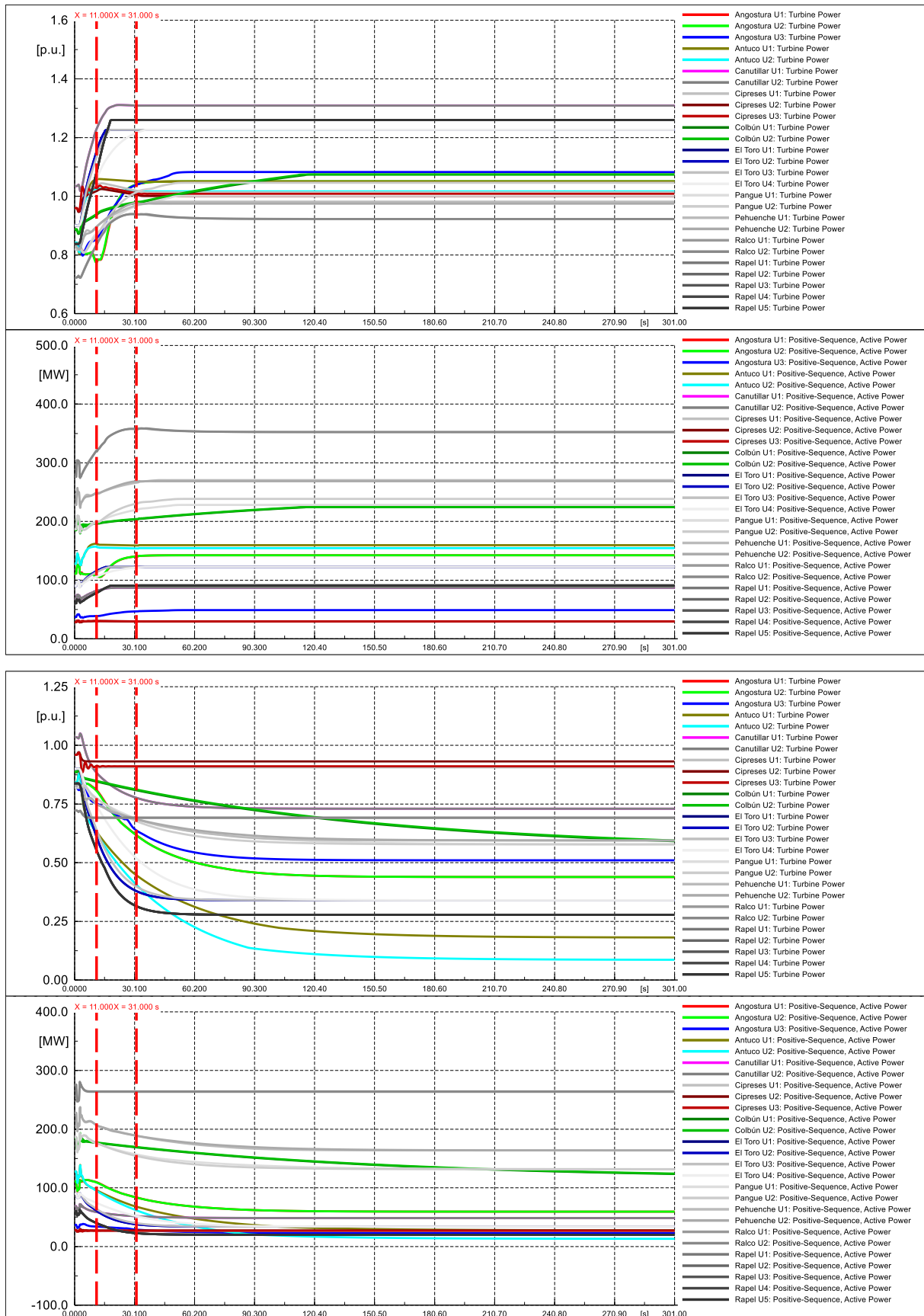


Gráfico 135. Respuesta unidades TH, despacho al 80%

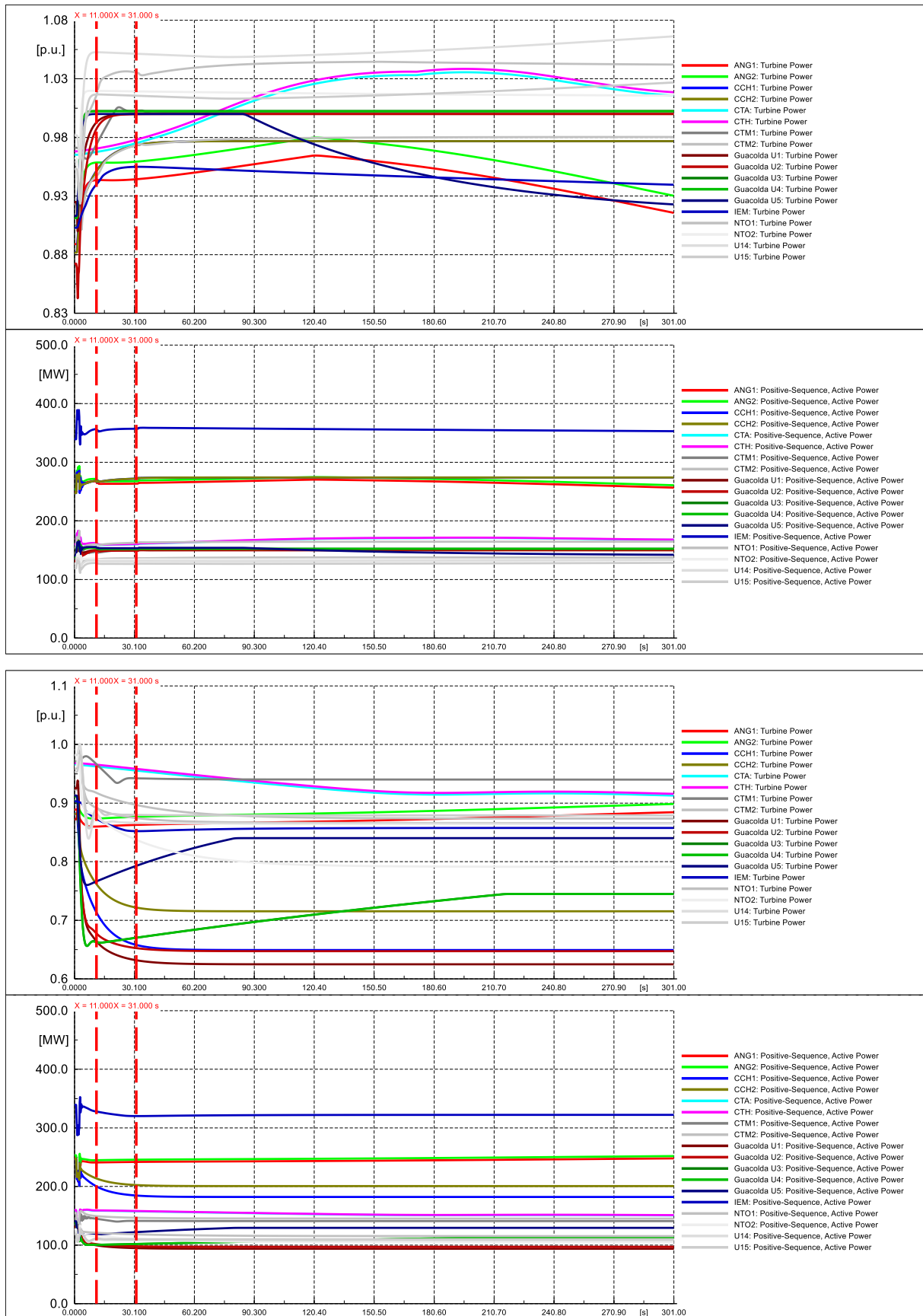


Gráfico 136. Respuesta unidades TV (carbón), despacho al 90%

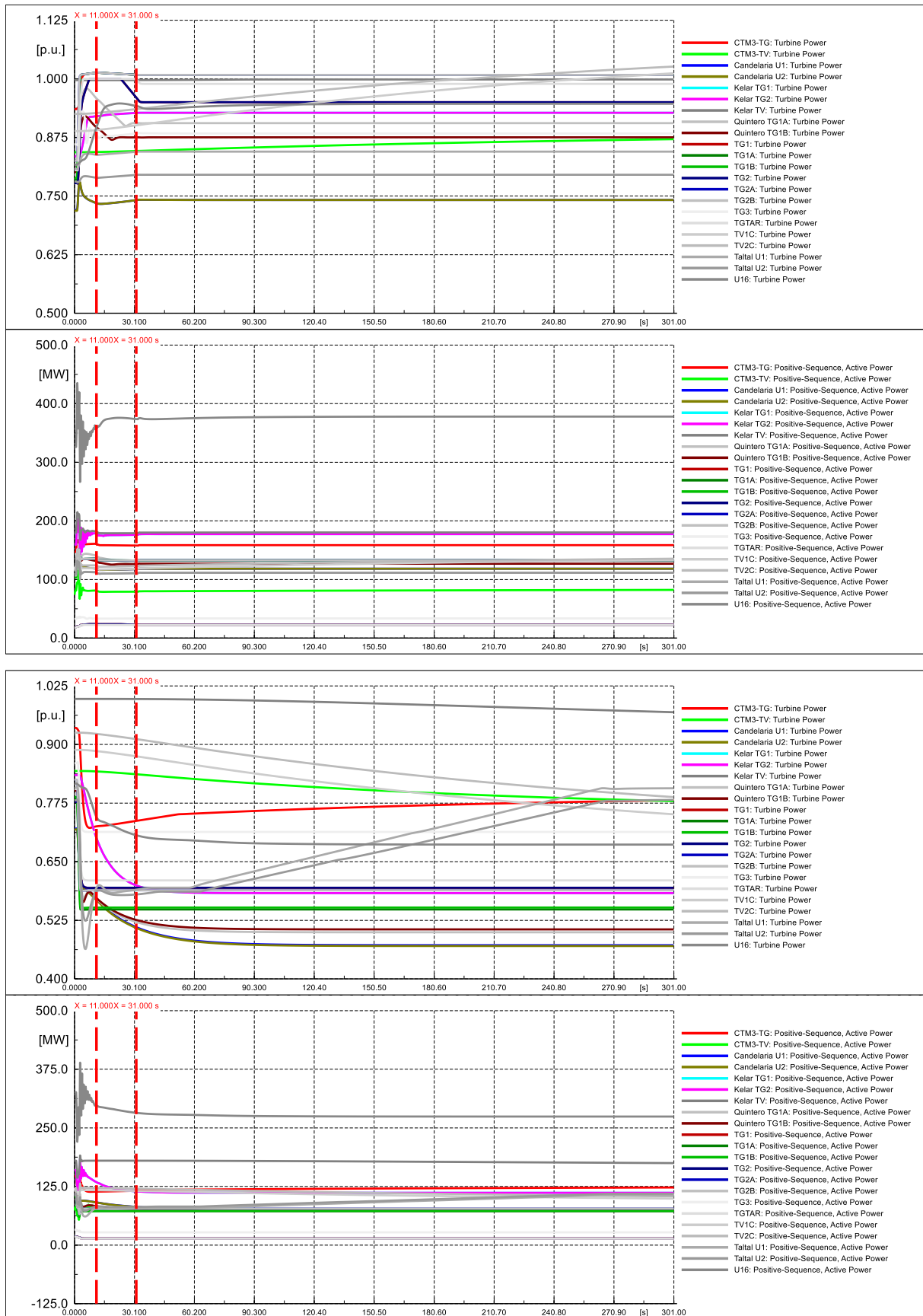


Gráfico 137. Respuesta unidades TG (gas), despacho al 90%

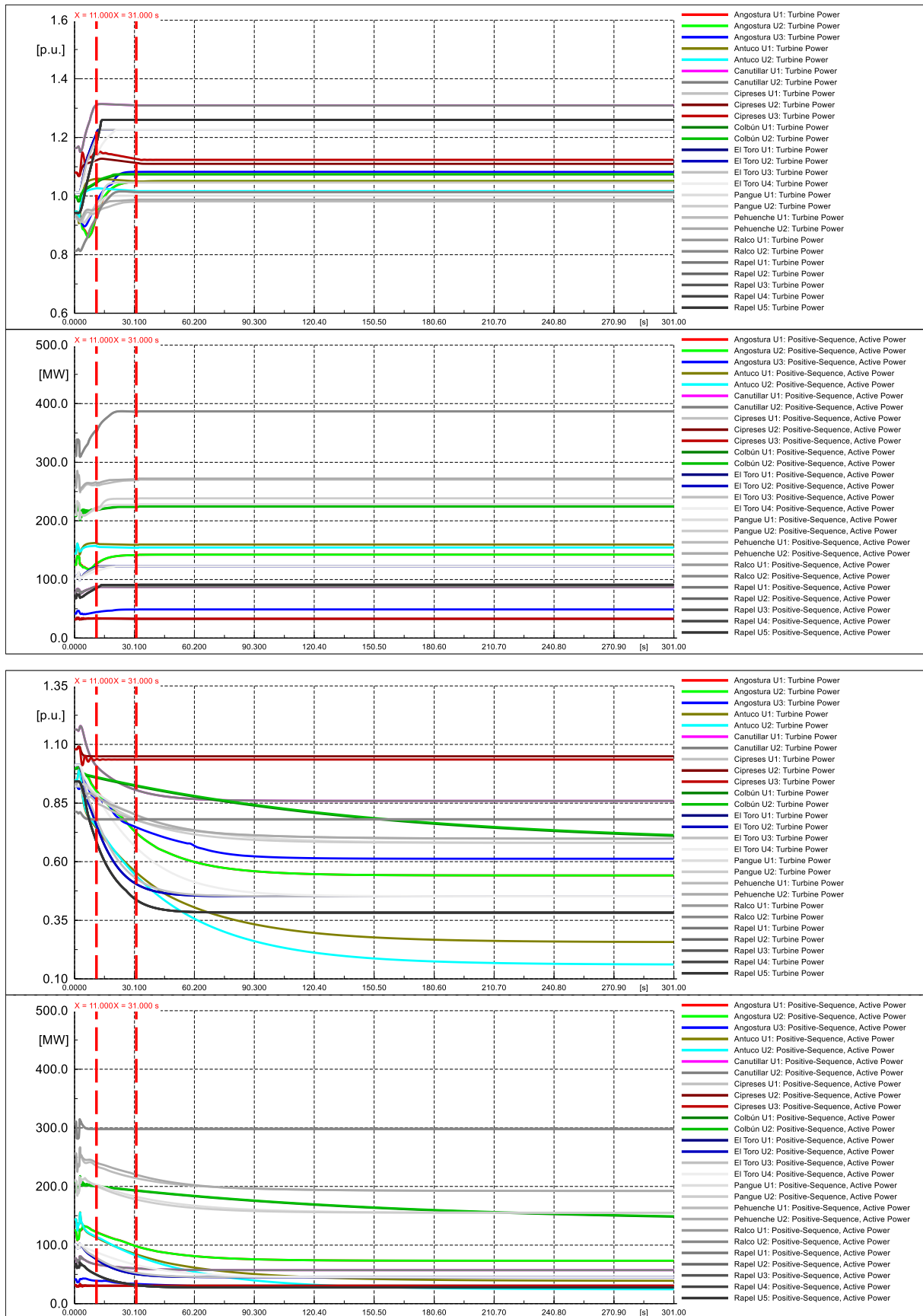


Gráfico 138. Respuesta unidades TH, despacho al 90%

4.2. Aportes individuales



Gráfico 139. Aporte de unidades TV, despacho al 70%

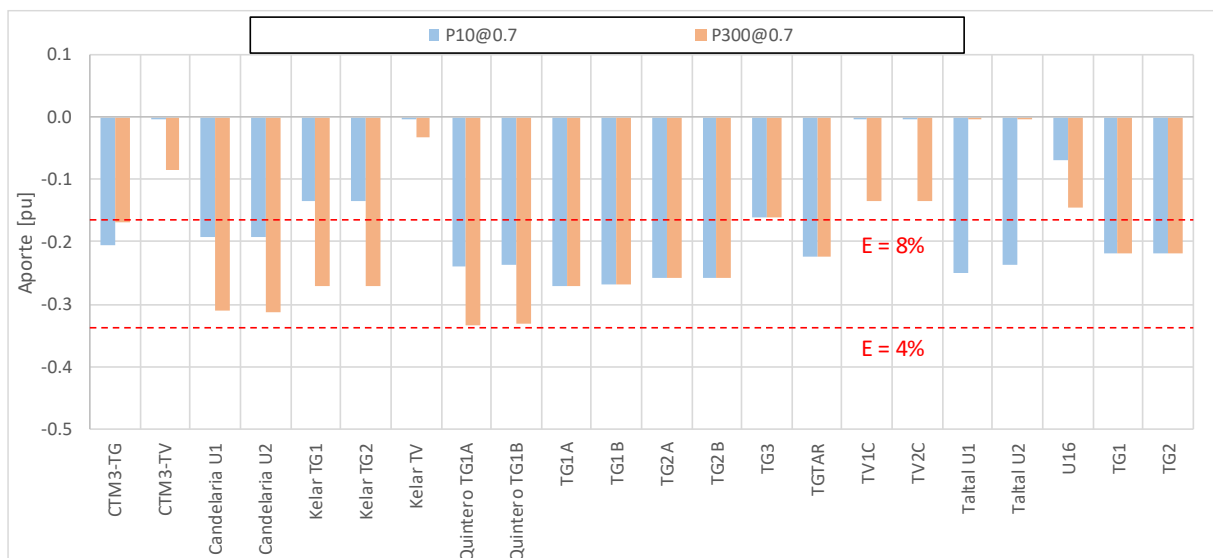
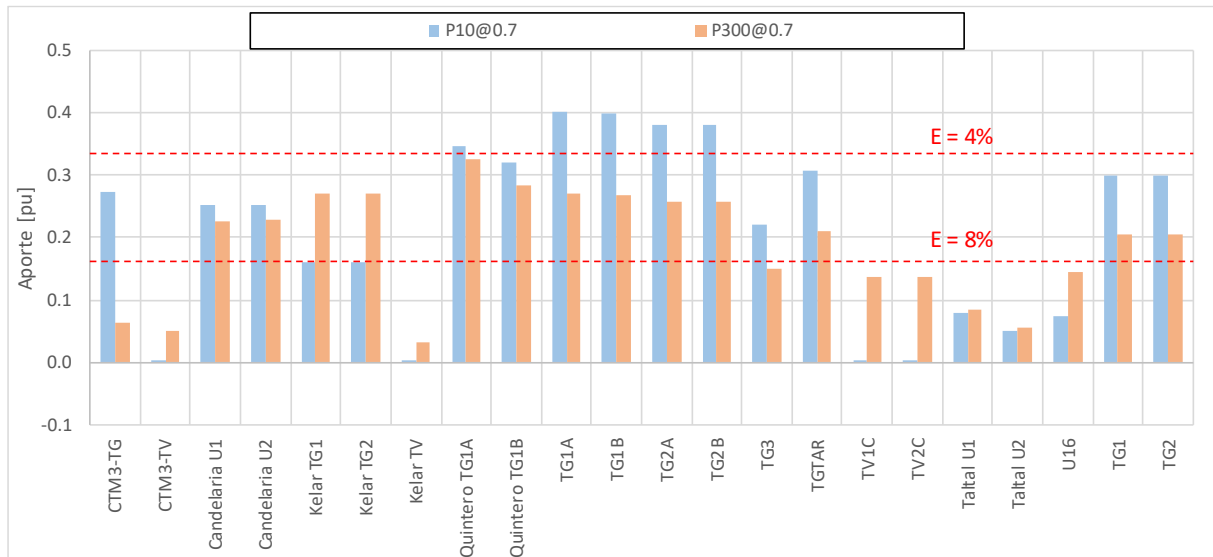
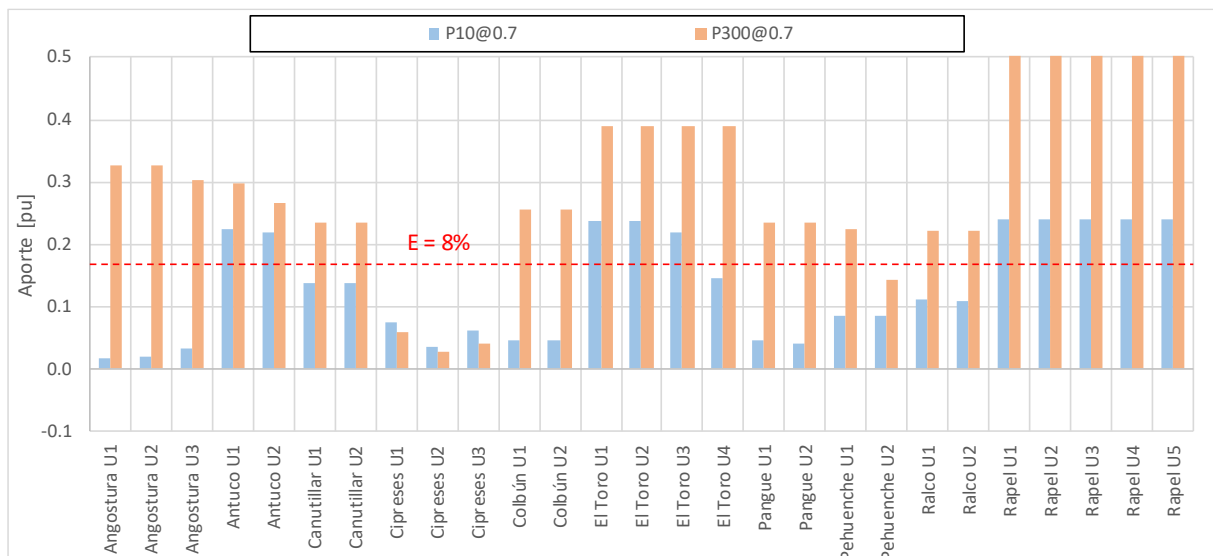


Gráfico 140. Aporte de unidades TG, despacho al 70%



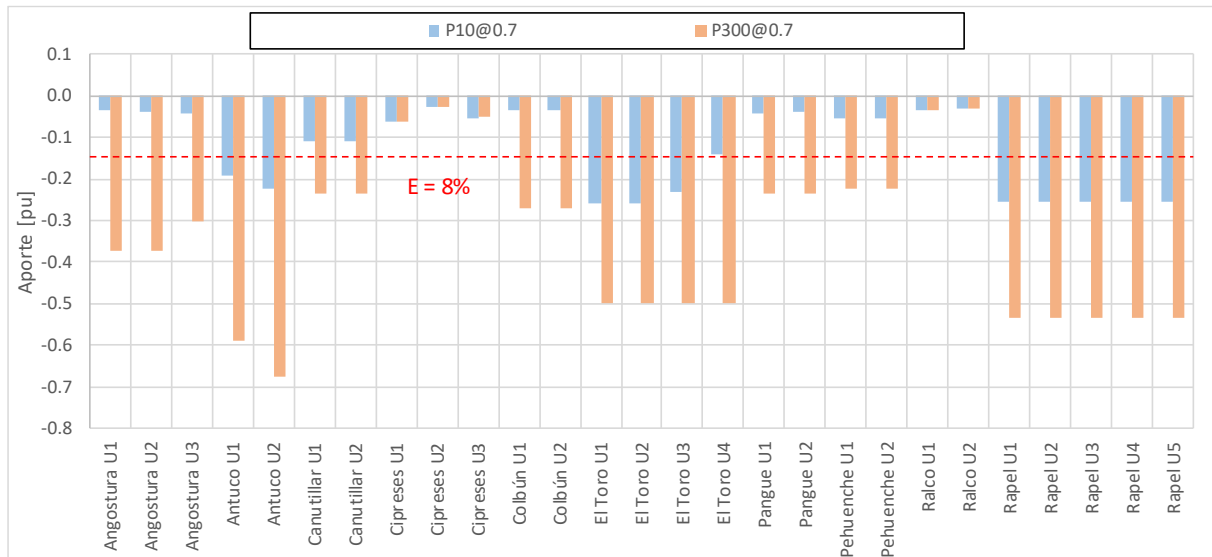


Gráfico 141. Aporte de unidades TH, despacho al 70%

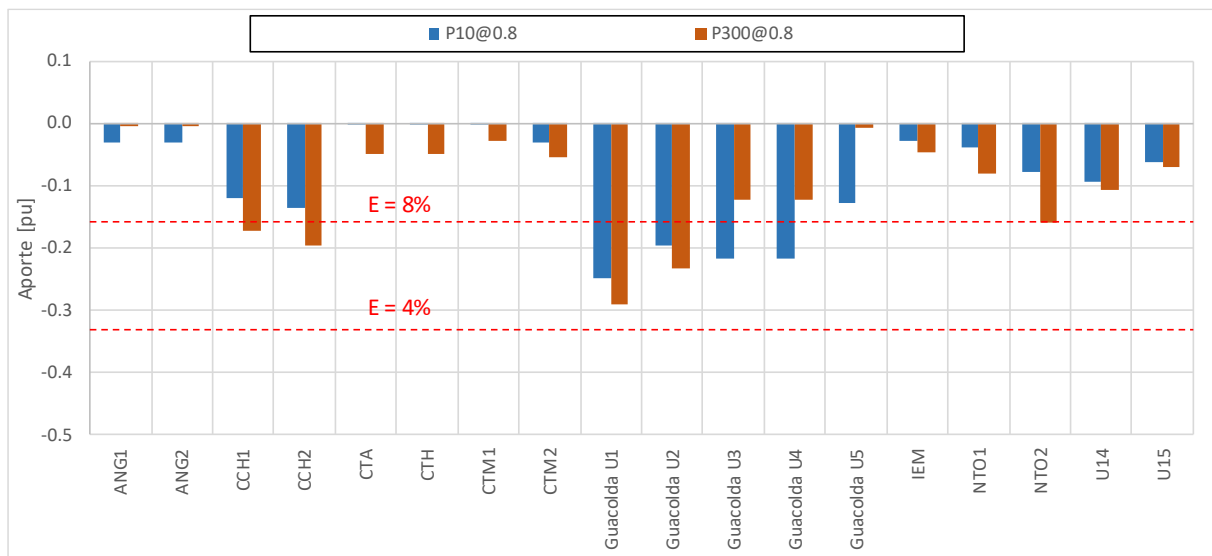
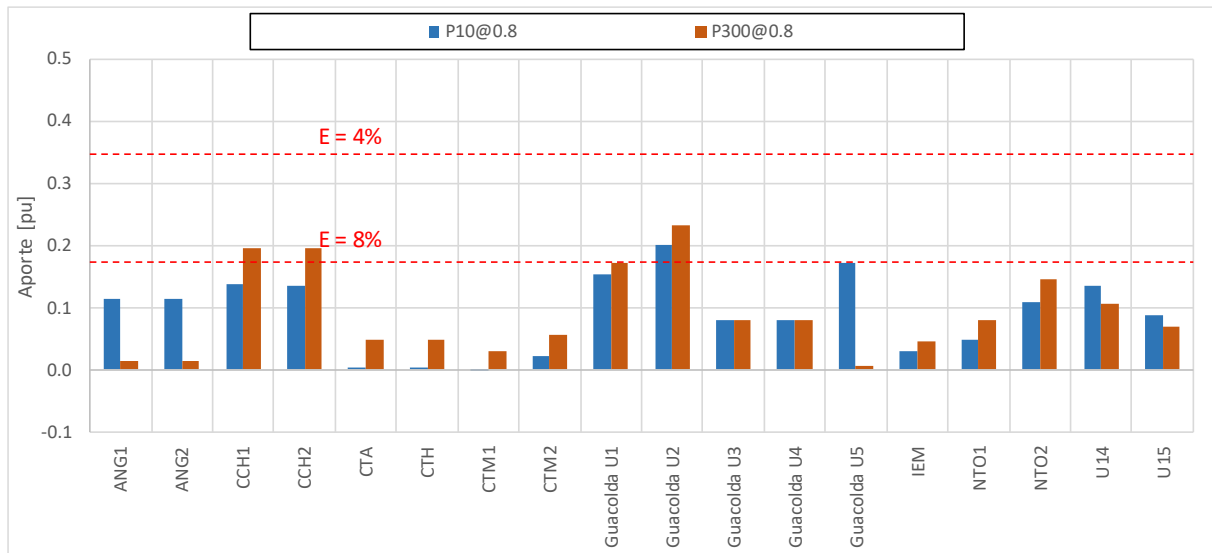


Gráfico 142. Aporte de unidades TV, despacho al 80%

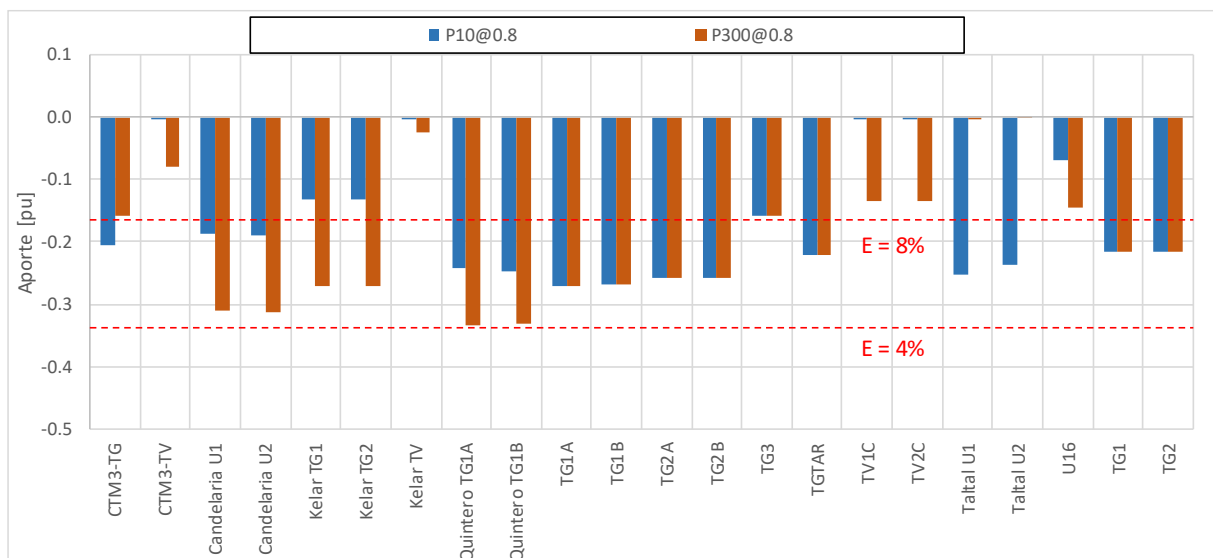
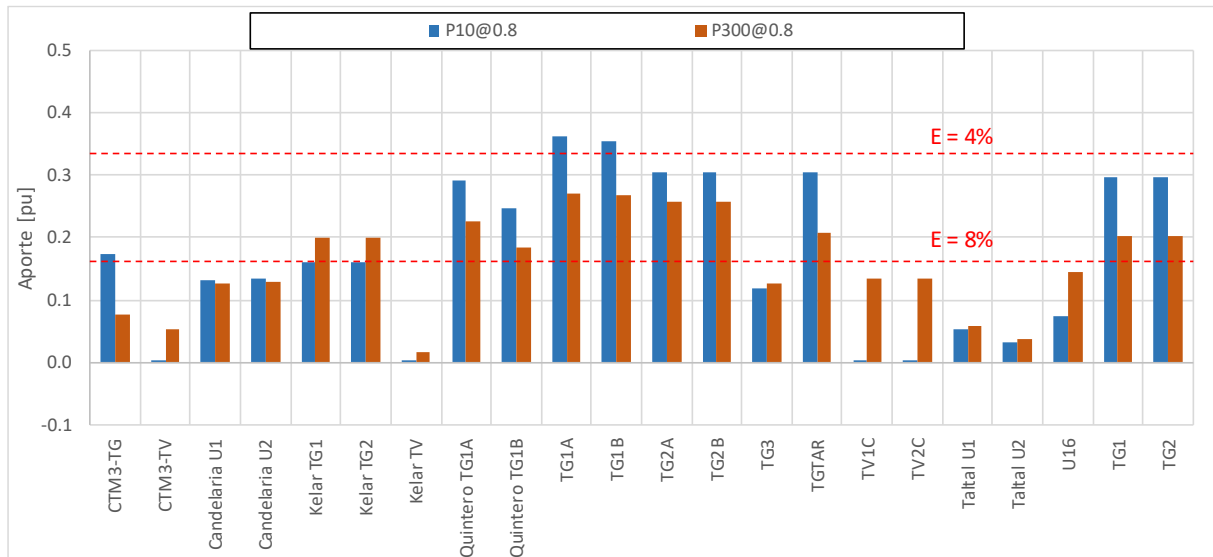
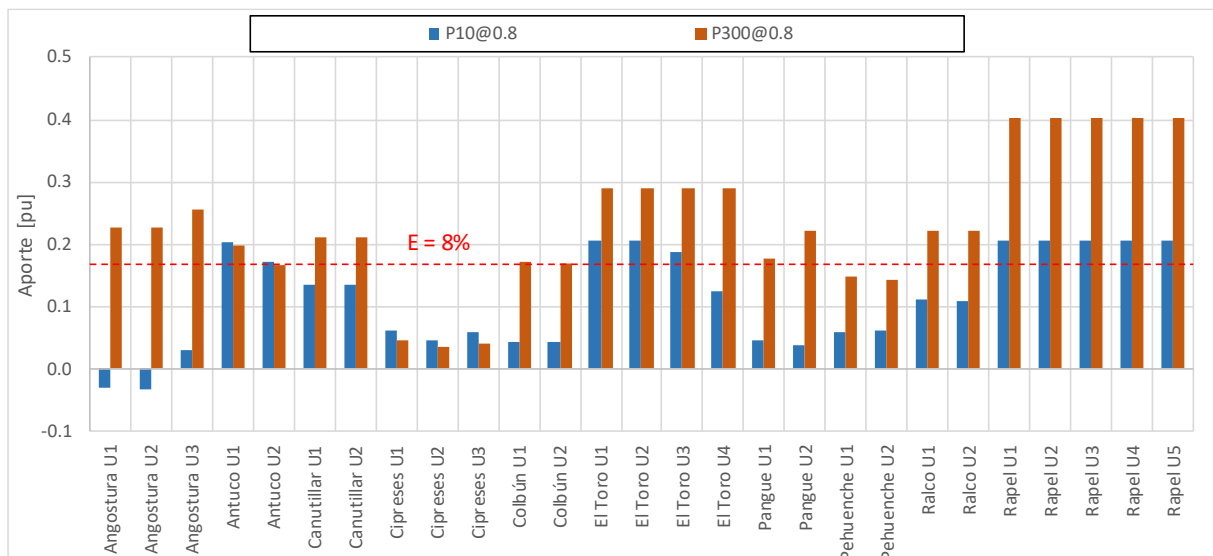


Gráfico 143. Aporte de unidades TG, despacho al 80%



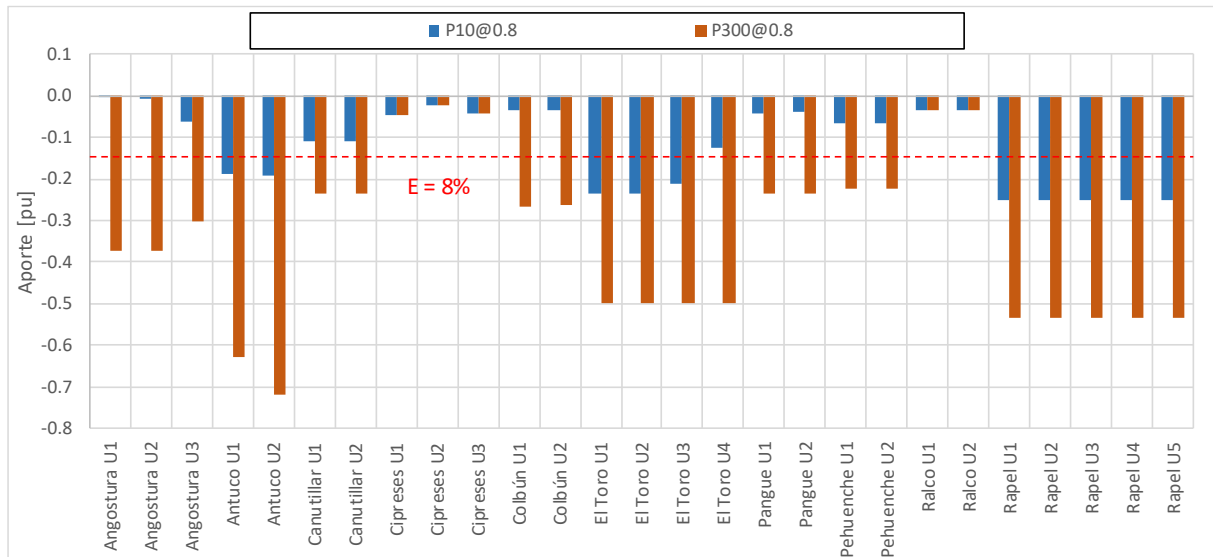


Gráfico 144. Aporte de unidades TH, despacho al 80%

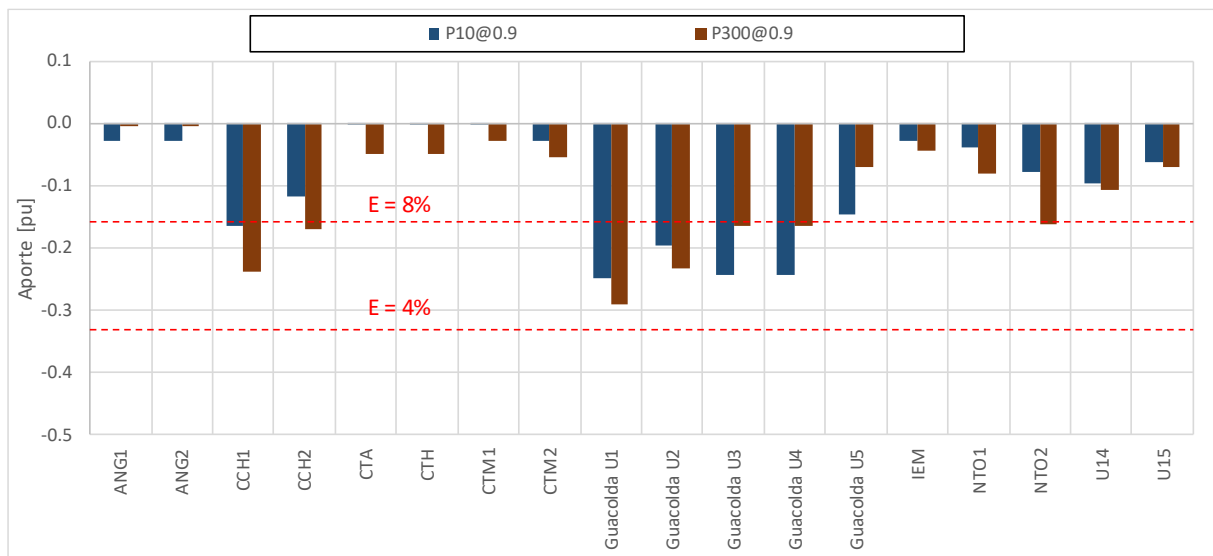
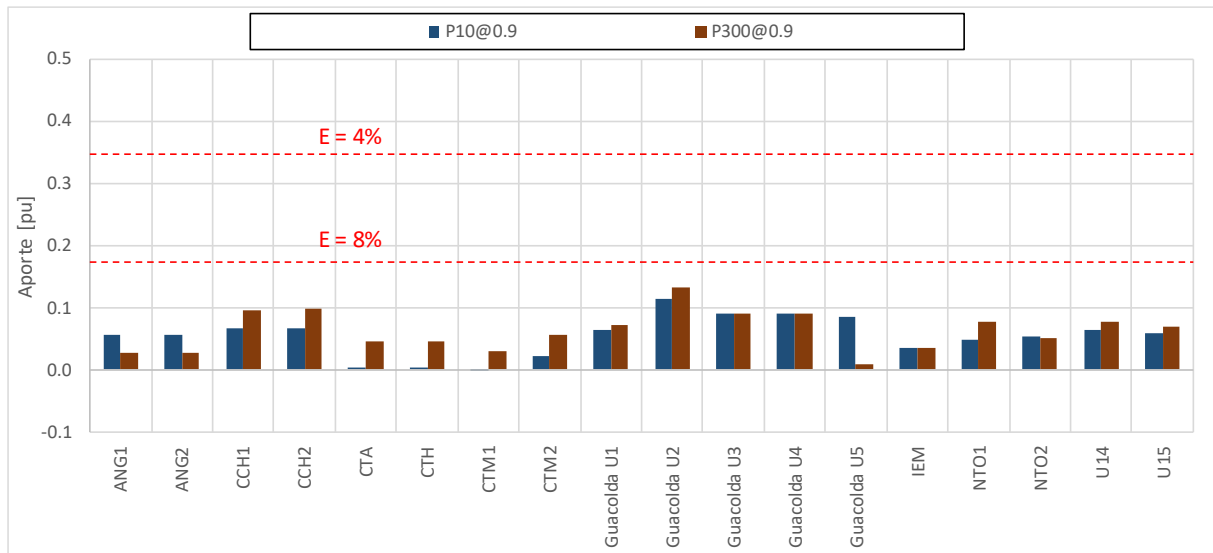


Gráfico 145. Aporte de unidades TV, despacho al 90%

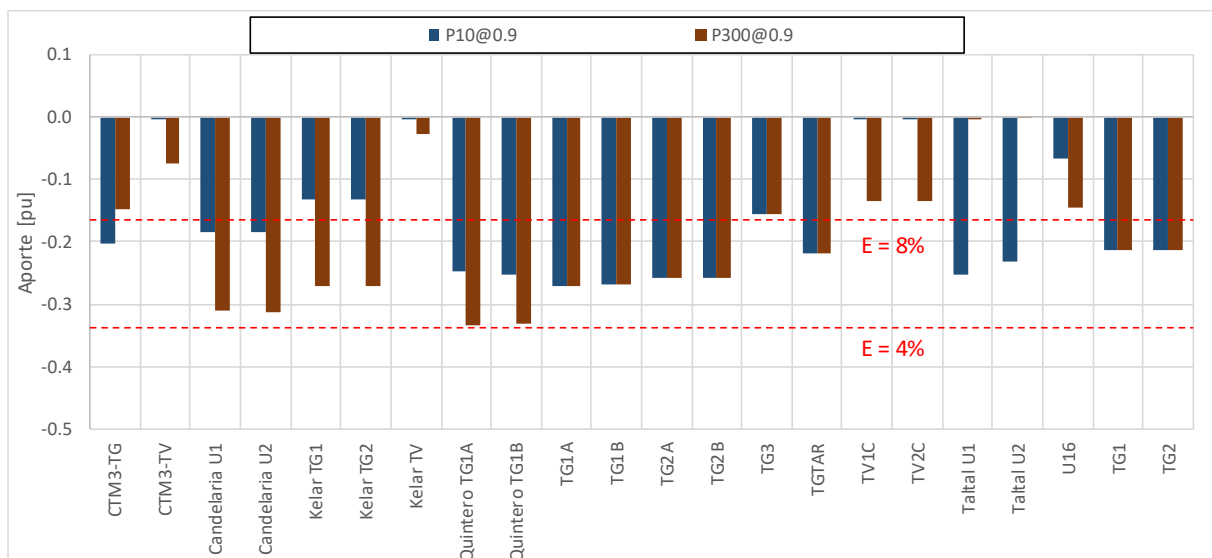
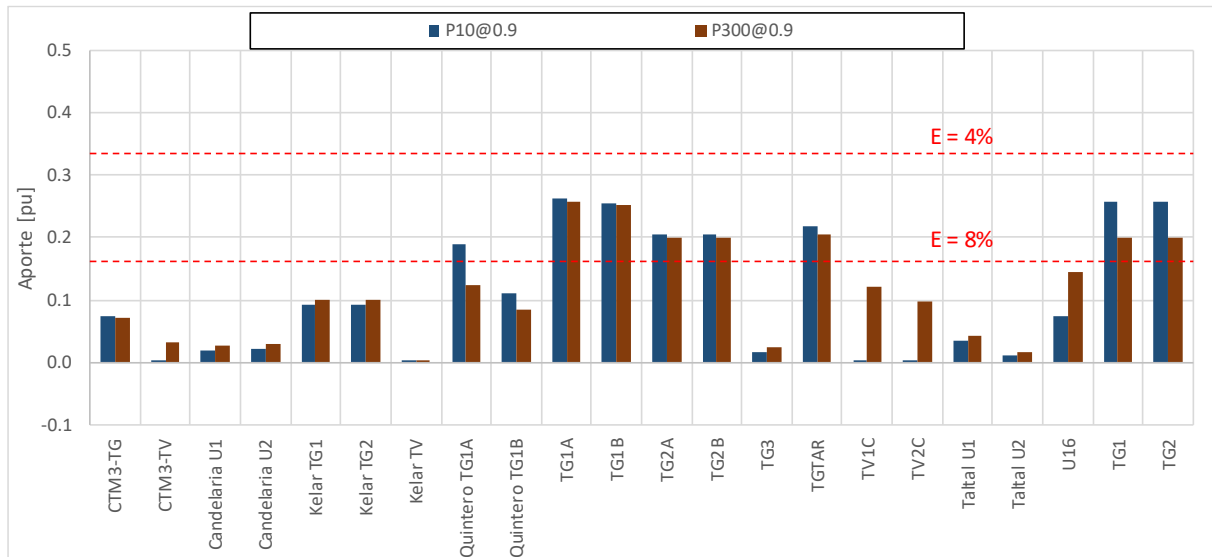
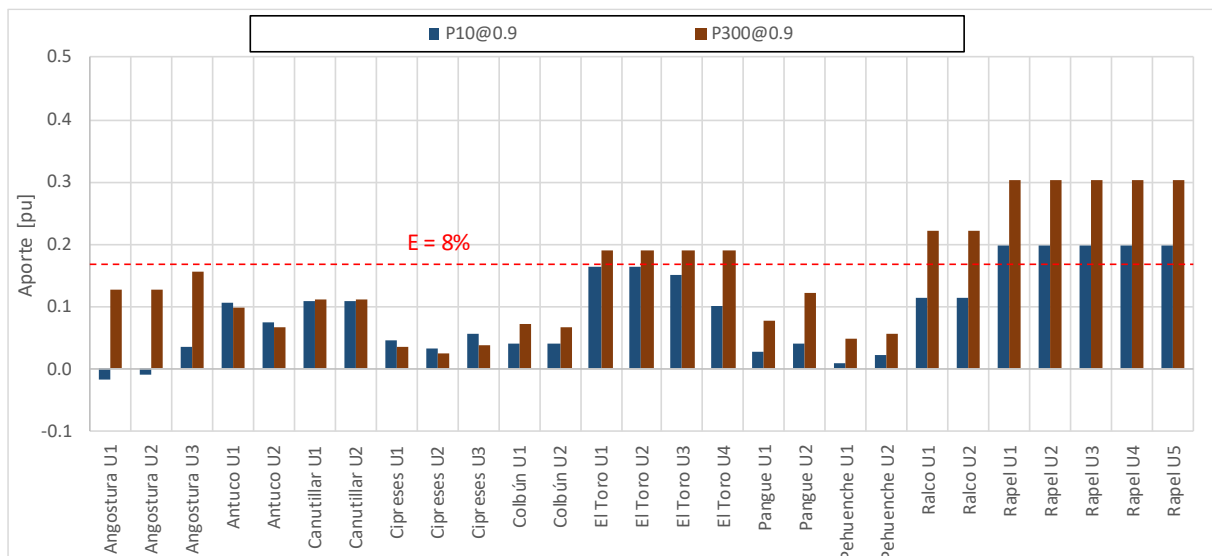


Gráfico 146. Aporte de unidades TG, despacho al 90%



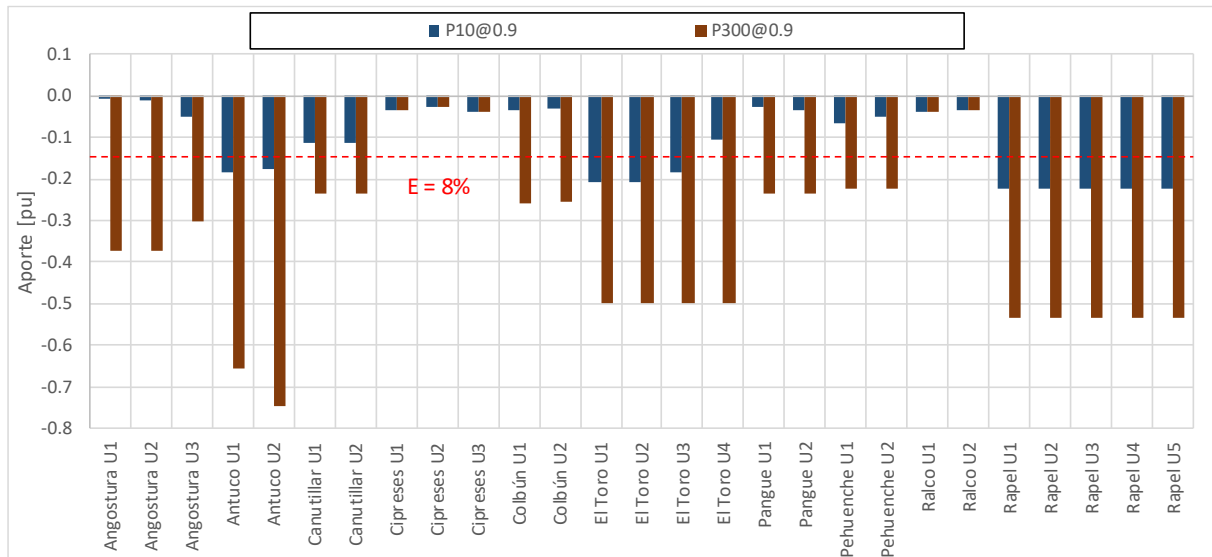


Gráfico 147. Aporte de unidades TH, despacho al 90%

4.3. Observaciones

4.3.1. CH Canutillar

Según se indica en el informe de homologación de modelos, si bien el generador es de 70 MVA nominales, las unidades pueden operar sin problemas a 86 MW.

4.3.2. CH Cipreses

De acuerdo a lo informado en el sitio del Coordinador, el generador de las unidades admite un 15% de sobrecarga, hasta los 35 MVA. En los modelos se observó que la potencia máxima de estas unidades se estableció en 35 MW.

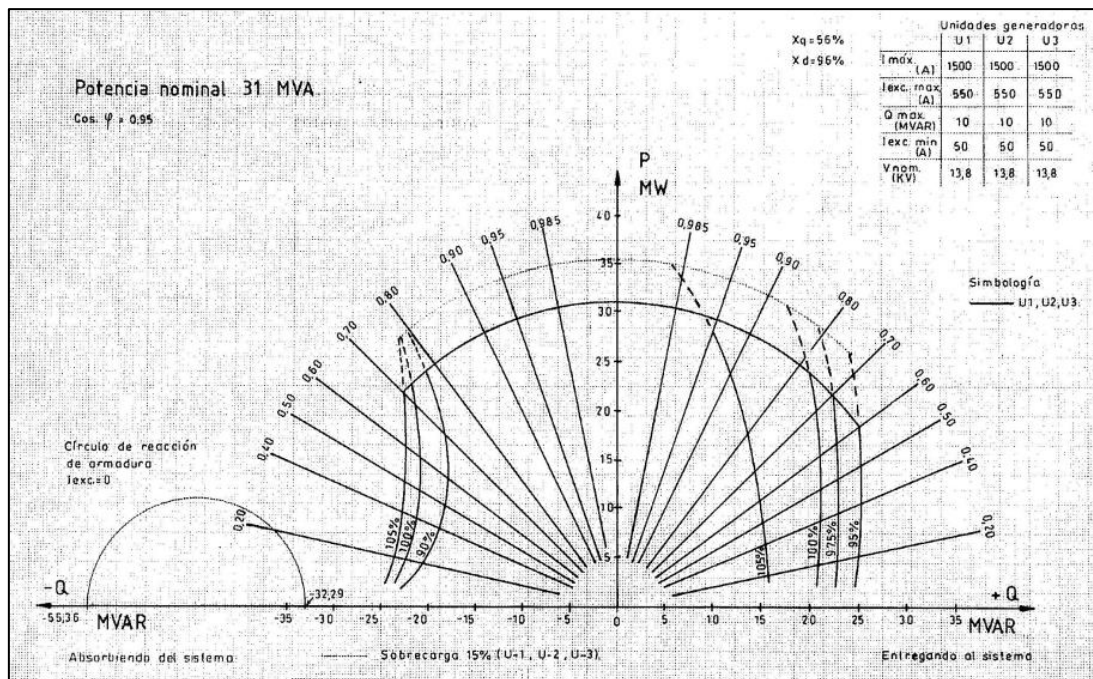


Gráfico 148. Diagrama PQ CH Cipreses

4.3.3. CH Colbún

De acuerdo a lo informado en el sitio del Coordinador, el generador de las unidades admite sobrecarga hasta los 240 MVA. En los modelos se observó que la potencia máxima de estas unidades se estableció en 225 MW.

4.3.4. CH El Toro

De acuerdo a lo informado en el sitio del Coordinador, el generador de las unidades admite un 9,5% de sobrecarga, hasta los 115 MVA. En los modelos se observó que la potencia máxima de estas unidades se estableció en 123 MW. Se modificó el parámetro TRATE a 112,5 MW para limitar la potencia de la turbina a 115 MW.

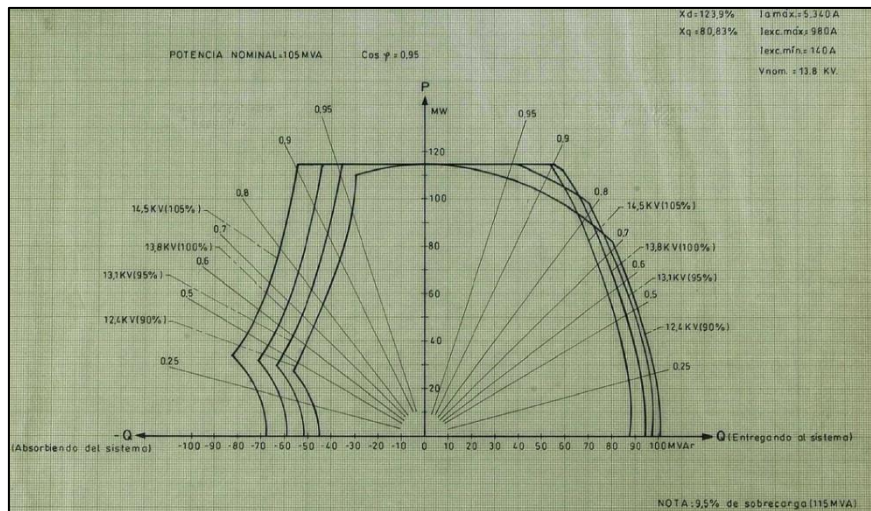


Gráfico 149. Diagrama PQ CH El Toro

4.3.5. CH Rapel

De acuerdo a lo informado en el sitio del Coordinador, el generador de las unidades admite sobrecarga hasta los 88,2 MVA. En los modelos se observó que la potencia máxima de estas unidades se estableció en 91 MW.

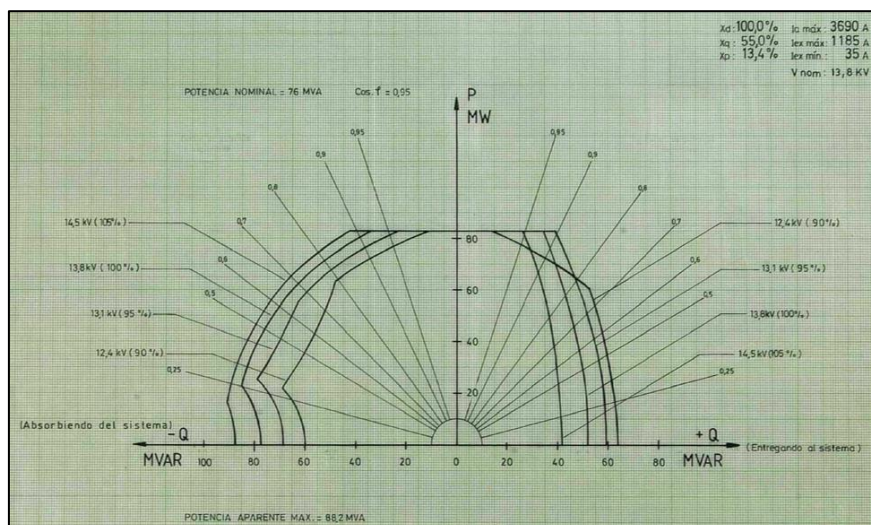


Gráfico 150. Diagrama PQ CH Rapel

5. DESVÍOS DE LA DEMANDA NETA

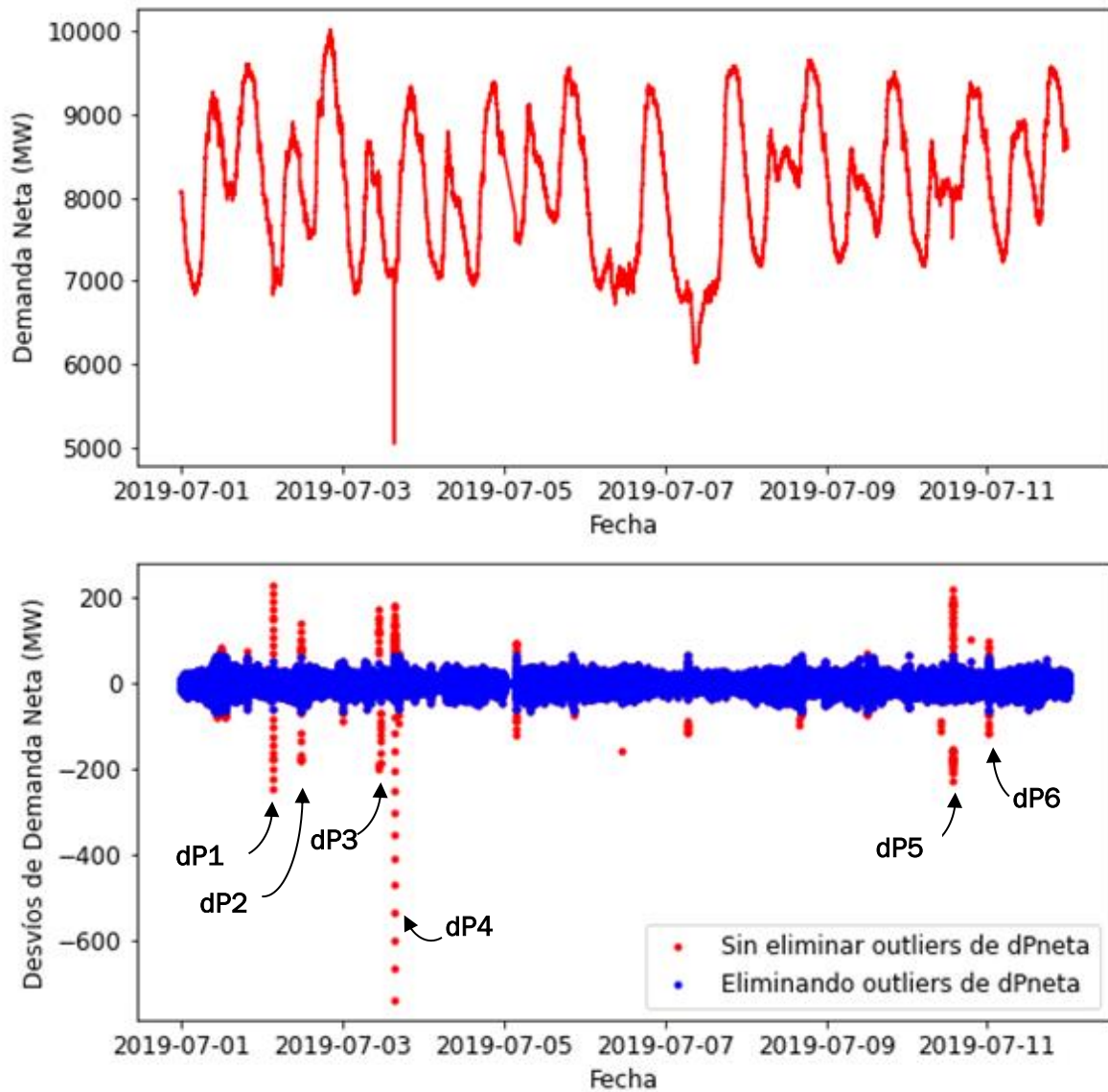
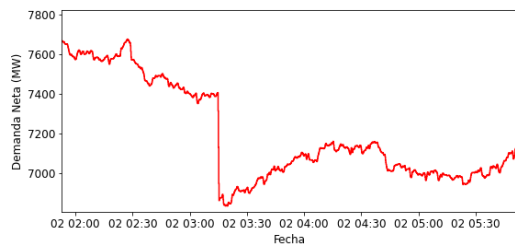
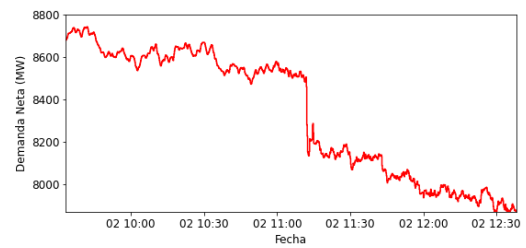


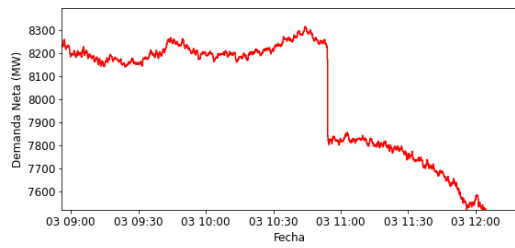
Gráfico 151. Promedios cada 10 s de demanda neta (arriba) y desvíos respecto a los promedios de 5 minutos (abajo) para los primeros 12 días de julio 2019.



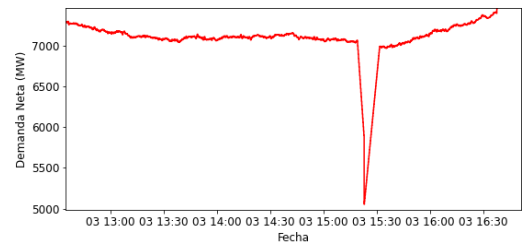
a) dP1



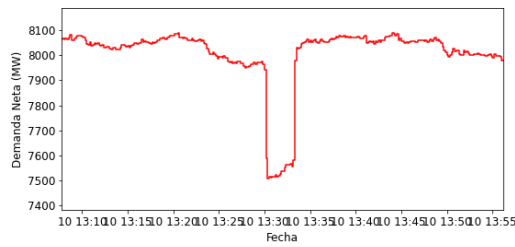
b) dP2



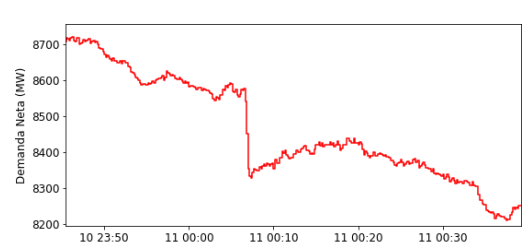
c) dP3



d) dP4



e) dP5



f) dP6

Gráfico 152. Detalle de la demanda neta en los *outliers* de desvío de la demanda neta señalados en el Gráfico 151.