



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

**MEJORA DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL DURANTE LAS RAMPAS SOLARES DE AMANECER Y ANOCHECER**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**MARTÍN ALONSO GUTIÉRREZ NIETO**

PROFESOR GUÍA:  
JULIÁN LARREA MORAGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
SANTIAGO ERNST CORTÉS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
COLBUN S.A.

SANTIAGO DE CHILE  
2024

## **MEJORA DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DURANTE LAS RAMPAS SOLARES DE AMANECER Y ANOCHECER**

Este trabajo tiene por objetivo, reducir la problemática de estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con un enfoque especial durante las horas de rampas solares de amanecer y anochecer. Se plantea la necesidad urgente de abordar el impacto de la generación solar dentro del SEN, con el fin de mantener y mejorar la estabilidad del sistema. Los objetivos específicos incluyen la identificación del estado actual del sistema, en términos de estabilidad de frecuencia; elaborar propuestas de solución que tengan carácter programático, normativo, de estudios sistémicos y que involucren nuevas tecnologías a los Servicios Complementarios (SSCC); y la realización de proyecciones y simulaciones de la programación de la operación en el SEN.

Se revisan las bases teóricas de la generación de energía y la regulación vigente que afecta la incorporación de Energía Renovable Variable (ERV) en la matriz energética. Se hace un estudio del estado del arte de los mercados eléctricos internacionales, con el propósito de identificar soluciones del problema de estabilidad de frecuencia, que sean potencialmente replicables en Chile. Los análisis sistémicos y programáticos exhiben los principales errores y limitaciones de la operación actual, destacando la necesidad de una programación más precisa y adaptable. Se propone la utilización de intervalos de despacho más cortos como solución potencial.

De acuerdo a los análisis a lo largo del trabajo, se desarrollan y evalúan tanto propuestas de modificación del programa diario, como propuestas basadas en SSCC. Las simulaciones muestran que la implementación de estrategias, tales como la programación en intervalos de 15 minutos y la programación con restricción de rampas, mejora la precisión de la programación en la representación de la operación real, en especial de las curvas de generación solar y termoeléctrica a carbón.

La discusión consolida los hallazgos del trabajo, concluyendo que, aunque las soluciones propuestas son prometedoras, se requiere una mejora paralela de los múltiples enfoques. La revisión continua del modelamiento de las distintas centrales, la actualización de los valores para las restricciones, los ajustes normativos y técnicos, son fundamentales para implementar las soluciones eficazmente.

Finalmente, se concluye que la transición hacia un sistema integrado con energías renovables en Chile es viable, y las propuestas exhibidas establecen una base para la mejora de la estabilidad de frecuencia durante las rampas solares de amanecer y anochecer. Es fundamental que todos los cambios se implementen con cuidado, y que se consideren las implicancias técnicas y económicas, para asegurar que no se comprometan la estabilidad y la eficiencia del SEN. Este trabajo en particular, representa un primer paso hacia futuras investigaciones y desarrollos, destacando la importancia de la adaptación continua y el trabajo cooperativo para el éxito de la transición energética en Chile.

*Dedico este trabajo a mis padres y familia,  
a mis amigos y a todos quienes han sido  
parte de este viaje, gracias por creer en mí.*

# Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas que han hecho posible no solo la realización de este trabajo, sino también mi desarrollo personal y académico a lo largo de estos años.

En primer lugar, a mis padres, por su amor, paciencia y apoyo incondicional en cada paso que he dado. Sin su constante estímulo y confianza en mis capacidades, este camino habría sido mucho más difícil.

A mis hermanos, Antonia, Titín, Luciano y Tomás, gracias por ser mi soporte y compañía constante, por las risas y los momentos compartidos que han sido mi escape y fortaleza en los momentos de estrés. Un agradecimiento especial al resto de mi familia, mis amigos, Carolina, Javier y Catalina, por acompañarme, apoyarme y ser mi pilar en los momentos más desafiantes, han sido una red invaluable de apoyo, diversión y motivación.

Debo mencionar a Gabriel, quien fue clave en mi decisión de estudiar Ingeniería Eléctrica. Tu guía y consejo fueron fundamentales para embarcarme en esta apasionante carrera. A Sebastián y al profesor Hugo Arellano, gracias por acompañarme y por inspirarme a seguir una carrera paralela en Física. Han enriquecido mi visión del mundo y han ampliado mis horizontes de manera significativa.

Mi sincero agradecimiento a COLBUN S.A. por su apoyo y la oportunidad de desarrollar este trabajo en un contexto tan enriquecedor. Un reconocimiento especial a Julián y Santiago por su apoyo y buena disposición durante la elaboración de este trabajo. Su asistencia y guía fueron cruciales en cada fase del desarrollo. Extiendo mi gratitud a Antonella, María y todos mis compañeros en la empresa, quienes con su amistad, consejo y ejemplo diario, contribuyeron enormemente a mi aprendizaje y experiencia.

Agradezco también a la universidad por brindarme la oportunidad de vivir una experiencia de intercambio, la cual fue esencial para mi crecimiento personal y académico, abriéndome a nuevas culturas y formas de pensar.

Finalmente, gracias a todos los profesores que han contribuido a mi formación. Su dedicación, conocimiento y exigencia han sido clave en mi desarrollo profesional y personal.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Problema de estabilidad de frecuencia . . . . .	2
1.3. Objetivos . . . . .	5
1.3.1. Objetivo general . . . . .	6
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	6
1.4. Alcances . . . . .	6
1.5. Estructura del documento . . . . .	7
<b>2. Antecedentes y Estado del Arte</b>	<b>8</b>
2.1. Sistema Eléctrico Nacional (SEN) . . . . .	8
2.2. Estabilidad de frecuencia . . . . .	9
2.3. Estructura del mercado eléctrico chileno . . . . .	11
2.3.1. Mercado de energía . . . . .	11
2.3.2. Mercado de SSCC . . . . .	12
2.3.2.1. Regulación CF . . . . .	14
2.3.2.2. Remuneración de CF . . . . .	16
2.3.2.3. Centrales ERV en CF . . . . .	19
2.4. Estudio de los mercados internacionales . . . . .	19
2.4.1. Australia (AEMO) . . . . .	21
2.4.2. California (CAISO) . . . . .	22
2.4.3. Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) . . . . .	23
2.4.4. Colombia (XM) . . . . .	24
2.4.5. Irlanda (Eirgrid) . . . . .	24
<b>3. Análisis Sistémico</b>	<b>26</b>
3.1. Generación solar . . . . .	27
3.2. Generación termoeléctrica . . . . .	28
3.3. Generación hidroeléctrica de embalse . . . . .	30
3.4. Análisis por tecnología . . . . .	31
<b>4. Análisis Programático</b>	<b>34</b>
4.1. Errores por discretización horaria . . . . .	34
4.1.1. Programa solar . . . . .	35
4.1.2. Programa termoeléctrico . . . . .	38
4.1.3. Programa hidroeléctrico . . . . .	40
4.1.4. Síntesis y recomendaciones . . . . .	43
4.2. Errores por simplificación de rampas . . . . .	43

4.2.1. Ejemplo: Santa María . . . . .	44
<b>5. Propuestas de Solución</b>	<b>45</b>
5.1. Nueva estrategia de programa diario . . . . .	46
5.1.1. Programa cada 15 minutos . . . . .	46
5.1.2. Programa horario con restricción de tasas . . . . .	47
5.1.3. Programa cada 15 minutos con restricción de tasas . . . . .	47
5.2. Propuestas basadas en SSCC . . . . .	48
5.2.1. Nuevo SC: Control de Rampa Solar . . . . .	48
5.2.2. Determinación de Reservas del Control de Frecuencia . . . . .	49
5.2.3. Participación de centrales ERV en Control de Frecuencia . . . . .	52
<b>6. Simulaciones y Análisis</b>	<b>54</b>
6.1. Programa cada 15 minutos . . . . .	54
6.1.1. Metodología . . . . .	54
6.1.2. Resultados . . . . .	56
6.1.3. Análisis . . . . .	64
6.2. Programa horario con restricción de tasas . . . . .	68
6.2.1. Metodología . . . . .	68
6.2.2. Resultados . . . . .	69
6.2.2.1. Resultados por tecnología . . . . .	69
6.2.2.2. Resultados por unidad generadora . . . . .	77
6.2.3. Análisis . . . . .	80
6.2.3.1. Análisis por tecnología . . . . .	80
6.2.3.2. Análisis por unidad generadora . . . . .	83
6.3. Programa cada 15 minutos con restricción de tasas . . . . .	84
6.3.1. Metodología . . . . .	84
6.3.2. Resultados . . . . .	84
6.3.2.1. Resultados por tecnología . . . . .	84
6.3.2.2. Resultados por unidad generadora . . . . .	92
6.3.3. Análisis . . . . .	95
6.3.3.1. Análisis por tecnología . . . . .	95
6.3.3.2. Análisis por unidad generadora . . . . .	95
<b>7. Síntesis y Análisis General</b>	<b>98</b>
<b>8. Conclusiones</b>	<b>102</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>104</b>
<b>Anexos</b>	<b>108</b>
A. Archivos de bases de datos . . . . .	108
B. Unidades generadoras linealizadas . . . . .	109
C. Valores de rampas de subida y bajada . . . . .	118

# Índice de Tablas

1.1.	Clasificación de las horas anuales según la frecuencia en el sistema, año 2022 [7]. . .	3
1.2.	Clasificación de las horas anuales según la frecuencia en el sistema, año 2023 [8]. . .	3
1.3.	Resumen de activaciones de CTF por año. . . . .	4
1.4.	Resumen de activaciones y reservas de CTF, año 2023. . . . .	5
1.5.	Resumen de activaciones y reservas de CTF, año 2024. . . . .	5
1.6.	Resumen de activaciones CTF por bloque horario, año 2023. . . . .	5
1.7.	Resumen de activaciones CTF por bloque horario, año 2024. . . . .	5
2.1.	Costo de desgaste por tecnología [18]. . . . .	18
4.1.	Medidas de error de programación para generación solar. . . . .	37
4.2.	Medidas de error de generación solar por discretización horaria. . . . .	38
4.3.	Medidas de error de programación para generación termoeléctrica. . . . .	40
4.4.	Medidas de error de programación para generación hidroeléctrica. . . . .	42
5.1.	Reservas CPF, 2023 [28]. . . . .	50
5.2.	Reservas CPF, 2024 [10]. . . . .	50
5.3.	Reservas CSF y CTF, otoño-invierno 2023 [28]. . . . .	50
5.4.	Reservas CSF y CTF, otoño-invierno 2024 [10]. . . . .	50
5.5.	Reservas CSF y CTF, primavera-verano 2023 [28]. . . . .	50
5.6.	Reservas CSF y CTF, primavera-verano 2024 [10]. . . . .	50
6.1.	Configuración de performance de simulación. . . . .	56
6.2.	Resumen de resultados de simulación, programa cada 15 minutos. . . . .	56
6.3.	Errores de programación solar, 31 de enero de 2023. . . . .	64
6.4.	Errores de programación termoeléctrica, 31 de enero de 2023. . . . .	64
6.5.	Errores de programación hidroeléctrica, 31 de enero de 2023. . . . .	65
6.6.	Errores de programación hidrotérmica, 31 de enero de 2023. . . . .	65
6.7.	Errores de programación solar, 7 de marzo de 2023. . . . .	65
6.8.	Errores de programación termoeléctrica, 7 de marzo de 2023. . . . .	65
6.9.	Errores de programación hidroeléctrica, 7 de marzo de 2023. . . . .	65
6.10.	Errores de programación hidrotérmica, 7 de marzo de 2023. . . . .	65
6.11.	Errores de programación solar, 9 de mayo de 2023. . . . .	66
6.12.	Errores de programación termoeléctrica, 9 de mayo de 2023. . . . .	66
6.13.	Errores de programación hidroeléctrica, 9 de mayo de 2023. . . . .	66
6.14.	Errores de programación hidrotérmica, 9 de mayo de 2023. . . . .	66
6.15.	Errores de programación solar, 4 de julio de 2023. . . . .	67
6.16.	Errores de programación termoeléctrica, 4 de julio de 2023. . . . .	67
6.17.	Errores de programación hidroeléctrica, 4 de julio de 2023. . . . .	67
6.18.	Errores de programación hidrotérmica, 4 de julio de 2023. . . . .	67
6.19.	Errores de programación solar, 31 de octubre de 2023. . . . .	67
6.20.	Errores de programación termoeléctrica, 31 de octubre de 2023. . . . .	67

6.21.	Errores de programación hidroeléctrica, 31 de octubre de 2023. . . . .	68
6.22.	Errores de programación hidrotérmica, 31 de octubre de 2023. . . . .	68
6.23.	Errores de programación solar, 9 de enero de 2024. . . . .	68
6.24.	Errores de programación termoeléctrica, 9 de enero de 2024. . . . .	68
6.25.	Errores de programación hidroeléctrica, 9 de enero de 2024. . . . .	68
6.26.	Errores de programación hidrotérmica, 9 de enero de 2024. . . . .	68
6.27.	Configuración de performance de simulación. . . . .	69
6.28.	Resumen de resultados de simulación, programa con restricción de rampas. . . . .	69
6.29.	Errores de programación solar, 31 de enero de 2023. . . . .	80
6.30.	Errores de programación hidrotérmica, 31 de enero de 2023. . . . .	80
6.31.	Errores de programación solar, 7 de marzo de 2023. . . . .	81
6.32.	Errores de programación hidrotérmica, 7 de marzo de 2023. . . . .	81
6.33.	Errores de programación solar, 9 de mayo de 2023. . . . .	81
6.34.	Errores de programación hidrotérmica, 9 de mayo de 2023. . . . .	81
6.35.	Errores de programación solar, 4 de julio de 2023. . . . .	82
6.36.	Errores de programación hidrotérmica, 4 de julio de 2023. . . . .	82
6.37.	Errores de programación solar, 31 de octubre de 2023. . . . .	82
6.38.	Errores de programación hidrotérmica, 31 de octubre de 2023. . . . .	82
6.39.	Errores de programación solar, 9 de enero de 2024. . . . .	82
6.40.	Errores de programación hidrotérmica, 9 de enero de 2024. . . . .	82
6.41.	Configuración de performance de simulación. . . . .	84
6.42.	Resumen de resultados de simulación, programa cada 15 minutos con restricción de rampas. . . . .	84



# Índice de Ilustraciones

1.1.	Cumplimiento del estándar normativo a nivel horario, 2022 [7]. . . . .	3
1.2.	Cumplimiento del estándar normativo a nivel horario, 2023 [8]. . . . .	3
1.3.	Cumplimiento normativo y participación hidroeléctrica, 2022 [7]. . . . .	4
1.4.	Cumplimiento normativo y participación hidroeléctrica, 2023 [8]. . . . .	4
2.1.	Curva sin seguimiento [6]. . . . .	10
2.2.	Curva con seguimiento [6]. . . . .	10
2.3.	Curva de generación solar real promedio, diciembre 2023. . . . .	10
2.4.	Tiempos de respuesta del control de frecuencia [14]. . . . .	12
2.5.	Respuesta del control de frecuencia [15]. . . . .	14
2.6.	Generación por tecnología en Estados Unidos, año 2022. . . . .	20
2.7.	Generación por tecnología en la Unión Europea, año 2022. . . . .	20
2.8.	Generación por tecnología en China, año 2022. . . . .	20
2.9.	Generación por tecnología en Australia, año 2022. . . . .	20
2.10.	Generación por tecnología en Chile, año 2022. . . . .	21
2.11.	Penetración de energías renovables variables, año 2022 . . . . .	21
2.12.	Concepto de “Ramping Margin” [24]. . . . .	25
3.1.	Generación solar por trimestre. . . . .	27
3.2.	Tasas filtradas de generación solar por trimestre. . . . .	28
3.3.	Generación termoeléctrica, trimestre 4 2023. . . . .	28
3.4.	Tasa de generación termoeléctrica, trimestre 4 2023. . . . .	29
3.5.	Generación termoeléctrica por trimestre. . . . .	29
3.6.	Tasas filtradas de generación termoeléctrica por trimestre. . . . .	29
3.7.	Generación hidroeléctrica de embalse por trimestre. . . . .	30
3.8.	Tasas filtradas de generación hidroeléctrica de embalse por trimestre. . . . .	30
3.9.	Tasas promedio filtradas trimestre 1 2023. . . . .	31
3.10.	Tasas promedio filtradas trimestre 2 2023. . . . .	31
3.11.	Tasas promedio filtradas trimestre 3 2023. . . . .	32
3.12.	Tasas promedio filtradas trimestre 4 2023. . . . .	32
3.13.	Tasas promedio filtradas trimestre 1 2024. . . . .	32
4.1.	Programa solar, enero 2023. . . . .	35
4.2.	Programa Solar, mayo 2023. . . . .	35
4.3.	Programa solar, sept. 2023. . . . .	36
4.4.	Programa solar, enero 2024. . . . .	36
4.5.	Programa termoeléctrico, enero 2023. . . . .	38
4.6.	Programa termoeléctrico, mayo 2023. . . . .	39
4.7.	Programa termoeléctrico, septiembre 2023. . . . .	39
4.8.	Programa termoeléctrico, enero 2024. . . . .	39
4.9.	Programa hidroeléctrico, enero 2023. . . . .	41

4.10.	Programa hidroeléctrico, mayo 2023. . . . .	41
4.11.	Programa hidroeléctrico, septiembre 2023. . . . .	41
4.12.	Programa hidroeléctrico, enero 2024. . . . .	42
4.13.	Programa y generación real de Santa María, 1 a 2 de febrero de 2023. . . . .	44
6.1.	Capacidad disponible de Diego Almagro Sur con 24 períodos, 17 de enero de 2023. . . . .	55
6.2.	Capacidad disponible de Diego Almagro Sur con 96 períodos, 17 de enero de 2023. . . . .	55
6.3.	Comparación de generación solar, 31 de enero. . . . .	56
6.4.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero. . . . .	57
6.5.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero. . . . .	57
6.6.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero. . . . .	57
6.7.	Comparación de generación solar, 7 de marzo. . . . .	58
6.8.	Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo. . . . .	58
6.9.	Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo. . . . .	58
6.10.	Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo. . . . .	59
6.11.	Comparación de generación solar, 9 de mayo. . . . .	59
6.12.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo. . . . .	59
6.13.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo. . . . .	60
6.14.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo. . . . .	60
6.15.	Comparación de generación solar, 4 de julio. . . . .	60
6.16.	Comparación de generación termoeléctrica, 4 de julio. . . . .	61
6.17.	Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio. . . . .	61
6.18.	Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio. . . . .	61
6.19.	Comparación de generación solar, 31 de octubre. . . . .	62
6.20.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre. . . . .	62
6.21.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre. . . . .	62
6.22.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre. . . . .	63
6.23.	Comparación de generación solar, 9 de enero. . . . .	63
6.24.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero. . . . .	63
6.25.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero. . . . .	64
6.26.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero. . . . .	64
6.27.	Comparación de generación solar, 31 de enero. . . . .	70
6.28.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero. . . . .	70
6.29.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero. . . . .	70
6.30.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero. . . . .	71
6.31.	Comparación de generación solar, 7 de marzo. . . . .	71
6.32.	Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo. . . . .	71
6.33.	Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo. . . . .	72
6.34.	Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo. . . . .	72
6.35.	Comparación de generación solar, 9 de mayo. . . . .	72
6.36.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo. . . . .	73
6.37.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo. . . . .	73
6.38.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo. . . . .	73
6.39.	Comparación de generación solar, 4 de julio. . . . .	74
6.40.	Comparación de generación termoeléctrica, 4 de julio. . . . .	74
6.41.	Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio. . . . .	74
6.42.	Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio. . . . .	75
6.43.	Comparación de generación solar, 31 de octubre. . . . .	75

6.44.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre. . . . .	75
6.45.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre. . . . .	76
6.46.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre. . . . .	76
6.47.	Comparación de generación solar, 9 de enero. . . . .	76
6.48.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero. . . . .	77
6.49.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero. . . . .	77
6.50.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero. . . . .	77
6.51.	Comparación de generación de Santa María, 31 de enero a 2 de febrero. . . . .	78
6.52.	Comparación de generación Guacolda 4, 7 a 9 de marzo. . . . .	78
6.53.	Comparación de generación Angamos 2, 9 a 11 de mayo. . . . .	79
6.54.	Comparación de generación Cochran 2, 4 a 6 de julio. . . . .	79
6.55.	Comparación de generación Guacolda 3, 31 de octubre a 2 de noviembre. . . . .	80
6.56.	Comparación de generación solar, 31 de enero. . . . .	85
6.57.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero. . . . .	85
6.58.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero. . . . .	85
6.59.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero. . . . .	86
6.60.	Comparación de generación solar, 7 de marzo. . . . .	86
6.61.	Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo. . . . .	86
6.62.	Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo. . . . .	87
6.63.	Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo. . . . .	87
6.64.	Comparación de generación solar, 9 de mayo. . . . .	87
6.65.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo. . . . .	88
6.66.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo. . . . .	88
6.67.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo. . . . .	88
6.68.	Comparación de generación solar, 4 de julio. . . . .	89
6.69.	Comparación de generación termoeléctrica, 4 de julio. . . . .	89
6.70.	Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio. . . . .	89
6.71.	Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio. . . . .	90
6.72.	Comparación de generación solar, 31 de octubre. . . . .	90
6.73.	Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre. . . . .	90
6.74.	Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre. . . . .	91
6.75.	Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre. . . . .	91
6.76.	Comparación de generación solar, 9 de enero. . . . .	91
6.77.	Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero. . . . .	92
6.78.	Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero. . . . .	92
6.79.	Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero. . . . .	92
6.80.	Comparación de programas de Santa María, 31 de enero de 2023 . . . . .	93
6.81.	Comparación de programas de Kelar, 7 de marzo de 2023. . . . .	93
6.82.	Configuración utilizada en Kelar, 7 de marzo de 2023. . . . .	94
6.83.	Comparación de programas de Nehuenco 2, 5 de julio de 2023. . . . .	94
6.84.	Configuración utilizada en Nehuenco 2, 5 de julio de 2023. . . . .	94

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

En los últimos años, Chile ha emergido como un líder en la transformación de su matriz energética hacia la inclusión de Energías Renovables Variables (ERV), como la energía solar fotovoltaica y la eólica, además de adoptar tecnologías de almacenamiento que están configurando el futuro del sistema eléctrico [1]. Este proceso de cambio acelerado ha implicado el surgimiento de nuevas problemáticas y desafíos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En general, se reconoce que un sistema eléctrico debe ser robusto, confiable, eficiente y sostenible ambientalmente y económicamente; aspectos que requieren de un trabajo de revisión, evaluación y mejora permanente; sobre todo en un entorno de cambio dinámico.

En este contexto, este trabajo responde a la motivación por contribuir con propuestas para lograr un mejor desempeño del sistema. Para ello, se ha identificado una oportunidad de mejora en el ámbito de las nuevas problemáticas de estabilidad de frecuencia, que han surgido como resultado de nuevos parques solares que se han integrado al SEN recientemente, y de una serie de nuevos proyectos que serán incorporados en los próximos años.

En el proceso de transición hacia un sistema eléctrico basado en ERV es esencial planificar estratégicamente cada fase para garantizar su estabilidad y eficiencia. En particular, en el caso específico de la generación solar en Chile, se presentan desafíos sistemáticos en las horas de amanecer y anochecer [2]. Esto debido a que el sistema no solo es más propenso a inestabilidades por la variabilidad de la generación solar, sino que también porque durante estas horas el intercambio de generación entre tecnologías constituye un problema complejo de resolver.

En este sentido, las características de una central generadora convencional se vuelven esenciales con el aumento de la participación de ERV y la descarbonización, debido a que actualmente son las que se ocupan de proveer SSCC manteniendo la estabilidad del sistema. Es por esto que la integración efectiva de ERV y sistemas de almacenamiento en la prestación de servicios, que permitan darle flexibilidad y estabilidad al sistema eléctrico, pasa a ser una componente sustancial.

Diversos estudios muestran la necesidad de una reforma del mercado eléctrico chileno [3], y en este sentido, un cambio en la resolución del despacho de energía y reservas de SSCC, puede traer beneficios tanto a nivel económico, como de estabilidad del sistema.

El desarrollo del Control de Frecuencia (CF) es crucial, y por lo tanto la actualización y difusión del proceso de verificación y habilitación de SSCC se plantea como un paso clave. Se promueve que estos procesos deben completarse antes de la puesta en marcha de nuevas instalaciones, especialmente las de energías renovables. Las medidas que se tomen en SSCC se convierten en pilares fundamentales para enfrentar los desafíos actuales y futuros en la transición hacia un sistema eléctrico sostenible [4].

Por consiguiente, es necesario promover e impulsar cambios normativos que integren de manera efectiva las centrales ERV en el SEN. Se espera que las medidas que aporten flexibilidad al sistema, no solo mejoren el servicio en términos técnicos y operacionales, sino que también tengan beneficios económicos, tanto para los proveedores de servicios sistémicos como para los usuarios finales.

## 1.2. Problema de estabilidad de frecuencia

La complejidad intrínseca al sistema eléctrico es exacerbada por la constante variabilidad de la demanda y la generación de energía. Esta situación se caracteriza por modificaciones de los consumos parciales y las fluctuaciones en la generación, las cuales provocan desbalances de potencia que inciden directamente en la frecuencia del sistema eléctrico en tiempo real. En este trabajo, se analiza cómo las variaciones en la potencia activa de generación influyen en la inestabilidad de frecuencia. De especial interés es la variabilidad asociada a la generación solar, particularmente pronunciada durante las transiciones de amanecer y anochecer, que resulta en desbalances sistemáticos entre consumo y generación. Estos desbalances son intensificados por la creciente penetración de energía solar, una tendencia proyectada a mantenerse en el futuro [5].

En el ámbito específico de Chile, la optimización del aprovechamiento del recurso solar ha llevado a la implementación de estrategias innovadoras, destacando entre ellas el uso de “seguidores solares” [6]. Estos dispositivos, ubicados en parques fotovoltaicos, ajustan la orientación de los paneles solares en función del eje terrestre, optimizando la captación de radiación solar mediante ajustes precisos que consideran la ubicación geográfica, la hora del día y la estación del año. La implementación de seguidores solares provoca que la curva de generación solar presente pendientes pronunciadas, alcanzando valores netos mayores a 40 MW/min. Esta característica impone demandas significativas sobre las reservas de Control de Frecuencia (CF), las cuales se ven comprometidas en su disponibilidad para atender situaciones de contingencia, dado su uso frecuente en condiciones operativas normales.

El “Informe de Evaluación de los Estándares de Desempeño de los SSCC” de los años 2022 [7] y 2023 [8], que el Coordinador Eléctrico Nacional prepara para la Comisión Nacional de Energía, muestra que no se está cumpliendo el estándar de frecuencia. Para sistemas en los cuales el aporte de energía hidroeléctrica no supere el 60% del consumo total, el estándar actual pide que la frecuencia esté:

- sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período
- entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante no más un 1,5% del período.
- entre 50,2 Hz y 50,7 Hz durante no más un 1,5% del período.

En las tablas 1.1 y 1.2, y en las figuras 1.1 y 1.2 se presenta el cumplimiento del estándar a nivel horario.

$f \text{ [Hz]} < 49,3$	$49,3 \leq f \text{ [Hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [Hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [Hz]} \leq 50,7$	$f \text{ [Hz]} > 50,7$
0.00 %	0.90 %	96.72 %	2.38 %	0.00 %

Tabla 1.1: Clasificación de las horas anuales según la frecuencia en el sistema, año 2022 [7].

$f \text{ [Hz]} < 49,3$	$49,3 \leq f \text{ [Hz]} < 49,8$	$49,8 \leq f \text{ [Hz]} \leq 50,2$	$50,2 < f \text{ [Hz]} \leq 50,7$	$f \text{ [Hz]} > 50,7$
0.00 %	0.88 %	97.15 %	1.96 %	0.00 %

Tabla 1.2: Clasificación de las horas anuales según la frecuencia en el sistema, año 2023 [8].

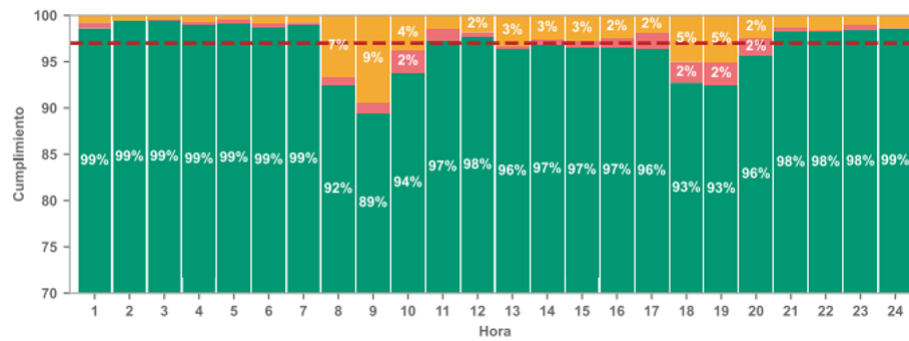


Fig. 1.1: Cumplimiento del estándar normativo a nivel horario, 2022 [7].

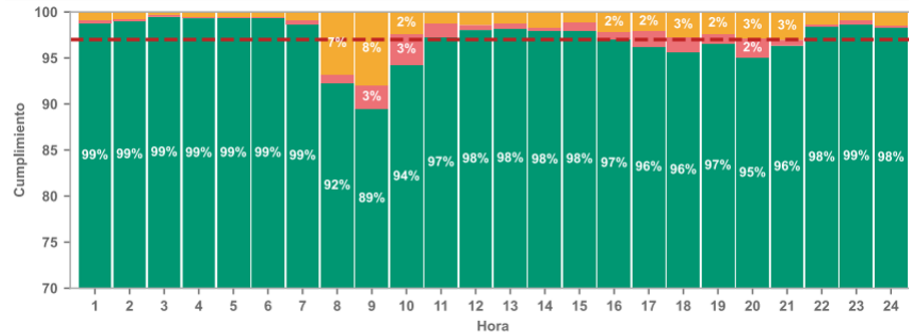


Fig. 1.2: Cumplimiento del estándar normativo a nivel horario, 2023 [8].

Cabe destacar que el cumplimiento de este estándar normativo está directamente relacionado con el aporte de generación hidroeléctrica. En las figuras 1.3 y 1.4 se puede observar el cumplimiento normativo y la participación hidroeléctrica mensual, para los años 2022 y 2023.

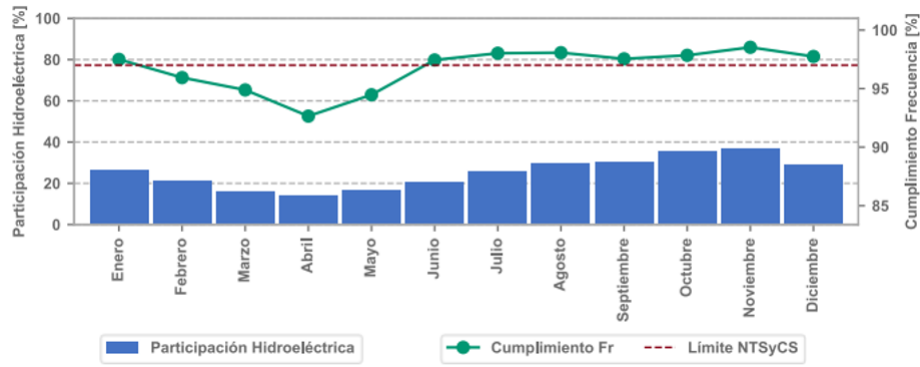


Fig. 1.3: Cumplimiento normativo y participación hidroeléctrica, 2022 [7].

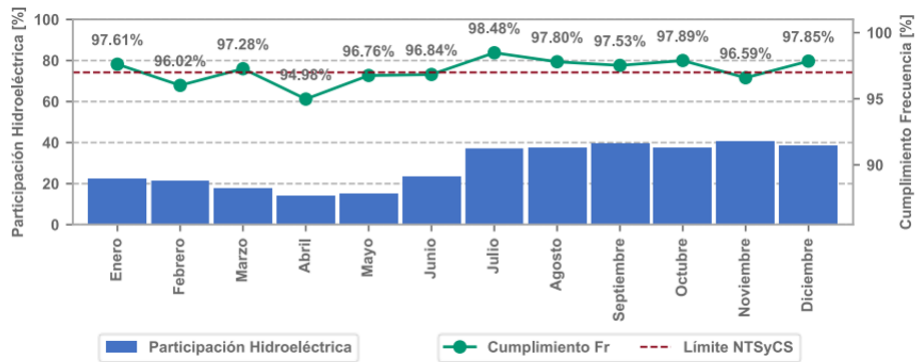


Fig. 1.4: Cumplimiento normativo y participación hidroeléctrica, 2023 [8].

Se observa que hay mayor cumplimiento en los meses que hay más participación hidroeléctrica. Al entender la dependencia de la estabilidad del sistema por la hidrología, se crea la preocupación sobre cómo reaccionará el sistema ante las inestabilidades actuales, considerando que los años 2023 y 2024 han sido mucho más húmedos que los años anteriores, tendencia que no se espera que siga en los años futuros.

A partir de esta problemática, se presenta parte de la estadística recabada de los resúmenes de activaciones de Control Terciario de Frecuencia (CTF). Esta estadística se extrae de información pública de las instrucciones en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional [9].

2021	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio	Total
CTF+	10	7	6	4	5	7	14	4	1	1	3	5	5,6	67
CTF-	15	8	7	5	2	0	6	1	8	1	0	0	4,4	53
													<b>10,0</b>	<b>120</b>
2022	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio	Total
CTF+	2	2	3	3	2	3	5	1	0	0	2	5	2,3	28
CTF-	3	0	1	2	2	1	1	5	8	8	8	8	3,9	47
													<b>6,3</b>	<b>75</b>
2023	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio	Total
CTF+	5	18	21	17	10	19	21	18	35	13	24	16	18,1	217
CTF-	7	15	17	19	17	13	9	38	19	23	17	5	16,6	199
													<b>34,7</b>	<b>416</b>
2024	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio	Total
CTF+	12	13	27	37	51	34							29,0	174
CTF-	13	19	27	36	12	38							24,2	145
													<b>53,2</b>	<b>319</b>

Tabla 1.3: Resumen de activaciones de CTF por año.

En la tabla 1.3 se presenta una comparativa anual del número de activaciones de CTF. En esta se observa cómo el número de activaciones de CTF en el año 2023 ha alcanzado casi seis veces lo ocurrido en el año 2022, mientras que el trimestre 1 del año 2024 estaría superando al trimestre 1 en 2023. La distribución de las activaciones se categoriza en CTF- y CTF+ de manera equilibrada, según se observa en la tabla 1.4. No obstante, se registra un incremento notable en las activaciones al CTF- durante el año 2024 en comparación con el año 2023, como se detalla en la tabla 1.5.

Bloque	Nº Unidades Prom	Nº Activación Anual	Reserva Activada Prom [MW]	% Reserva Activada Prom
CTF+	7	215	211	91 %
CTF-	9	199	233	85 %

Tabla 1.4: Resumen de activaciones y reservas de CTF, año 2023.

Bloque	Nº Unidades Prom	Nº Activación Anual	Reserva Activada Prom [MW]	% Reserva Activada Prom
CTF+	6	174	226	96 %
CTF-	9	145	255	102 %

Tabla 1.5: Resumen de activaciones y reservas de CTF, año 2024.

La tabla 1.6 muestra una concentración significativa de activaciones del CTF en 2023 durante el bloque 3 (amanecer), el bloque 4 (hora solar normal) y el bloque 5 (anochecer), representando el 74 % del total de activaciones. Para el año 2024, se observa un aumento en el porcentaje de activaciones durante la hora solar, alcanzando el 78 %, con un incremento destacado en el bloque 3 y 5, como se evidencia en la tabla 1.7. Este dato proporciona un indicio de que la participación de la generación solar podría estar correlacionada con el incremento en las activaciones.

Bloque	Nº Activación Anual	% Nº Activación Anual	Reserva Activada Prom [MW]	% Reserva Activada Prom
1	34	8 %	155	90 %
2	17	4 %	100	112 %
3	117	28 %	241	85 %
4	76	18 %	194	92 %
5	115	28 %	283	86 %
6	55	13 %	171	88 %

Tabla 1.6: Resumen de activaciones CTF por bloque horario, año 2023.

Bloque	Nº Activación Anual	% Nº Activación Anual	Reserva Activada Prom [MW]	% Reserva Activada Prom
1	29	9 %	170	139 %
2	25	8 %	114	179 %
3	96	30 %	269	87 %
4	73	23 %	221	94 %
5	81	25 %	298	82 %
6	15	5 %	160	80 %

Tabla 1.7: Resumen de activaciones CTF por bloque horario, año 2024.

Aunque el Control Terciario de Frecuencia (CTF) aún no ha sido presentado en detalle, se anticipa que puede ser un indicador representativo de la dinámica general del Control de Frecuencia (CF). Una posible explicación para las frecuentes activaciones del CTF puede ser el agotamiento de las reservas disponibles del Control Primario de Frecuencia (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF) <sup>1</sup>. Esto sugiere que durante las rampas solares, no se dispone de reservas suficientes en el CF para enfrentar posibles contingencias. Esta situación señala un precedente relevante, especialmente si se considera que no se ha contemplado un aumento en la determinación de reservas para el año 2024 [10].

### 1.3. Objetivos

De acuerdo con la motivación y el problema de estabilidad recién presentado, se plantean los siguientes objetivos para este trabajo.

<sup>1</sup> El CPF, CSF y CTF son subcategorías del Servicio Complementario de Control de Frecuencia. Cada uno tiene un rol específico dentro de lo que es buscar la estabilidad de frecuencia, y se van activando en ese orden. El CTF en particular busca reestablecer las reservas del CSF desde una perspectiva económica, pero también para reemplazar en su rol al CPF y CSF si sus reservas son insuficientes.



### **1.3.1. Objetivo general**

Elaborar una estrategia de programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, que reduzca la problemática de estabilidad de frecuencia durante las rampas solares de amanecer y anochecer.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

Los objetivos específicos que se esperan alcanzar en este trabajo son:

1. Identificar la problemática de la estabilidad de frecuencia causada por la gran penetración de energía solar, durante las rampas de entrada y salida de este recurso, en el Sistema Eléctrico Nacional.
2. Elaborar propuestas de solución al problema de estabilidad de frecuencia, que tengan carácter programático, normativo, de estudios sistémicos e involucren nuevas tecnologías a los Servicios Complementarios.
3. Realizar proyecciones y simulaciones de la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, utilizando una nueva estrategia que permita mantener el equilibrio generación-demanda, durante el amanecer y anochecer.

## **1.4. Alcances**

Este trabajo aborda de manera específica el problema de estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional, enfocándose en las posibles propuestas de solución que podrían ser implementadas. Es importante tener presente, que la estabilidad de frecuencia depende directamente del balance de generación-demanda, razón por la cual el trabajo está enfocado en aquello. El análisis se basa en el impacto que tienen las centrales solares en la estabilidad del sistema actualmente. Para ello, se emplean datos del Sistema de Información de Tiempo Real (SITR) del Coordinador y que fueron provistos por COLBUN S.A., los cuales consideran a diversas centrales operando con diferentes tecnologías. Cabe destacar que este Coordinado no cuenta con todas las señales del sistema, sino solo un conjunto de ellas.

El período de análisis considera los datos del período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de marzo de 2024.

Las estrategias propuestas se articulan en torno a aspectos operacionales, programáticos y normativos, excluyendo el desarrollo de controles avanzados y el análisis detallado de los mismos. Se excluye el desarrollo de análisis dinámicos, que se detallen en las respuestas en frecuencia del sistema ante variaciones de generación y demanda.

En términos de recursos disponibles para la implementación de estas propuestas, se profundiza en la solución programática. Las simulaciones se realizan utilizando el software PLEXOS, que permite efectuar simulaciones de la generación del Sistema Eléctrico Nacional. Estas buscan mantener el equilibrio entre generación y demanda, y se analiza el sistema en particular en los períodos de amanecer y anochecer, replicando la programación actual del Coordinador y considerando las modificaciones pertinentes.

Se asume una simplificación de mínimos técnicos de centrales ERV y termoeléctricas TG. Esto está basado en un estudio interno de COLBUN S.A., donde los programas resultantes no tienen impactos generales significativos. Esta simplificación es útil para disminuir el tiempo de convergencia de las simulaciones, de forma de obtener resultados para días particulares con mucha carga computacional.

Es fundamental aclarar que el objetivo de este estudio no incluye la optimización de los tiempos de convergencia de las simulaciones, ni la eficiencia de la metodología en términos de velocidad de procesamiento. El enfoque principal está en desarrollar y evaluar nuevas estrategias de programación diaria que permitan anticipar y comprender cómo estos cambios afectarán la operación y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Es importante destacar que esta metodología no pretende ser la única ni la mejor solución para abordar los desafíos asociados a la transición energética. Más bien, se considera como un “primer paso” que proporcionará conocimientos y perspectivas valiosas, y establecerá una base para que otras entidades con capacidad de cambio propongan ajustes y aborden problemas relacionados con la transición energética, en particular, aquellos que conciernen a la estabilidad de frecuencia.

## **1.5. Estructura del documento**

El presente documento consta de 8 capítulos, que se sintetizan a continuación.

El capítulo 1 presenta la motivación y la problemática de estabilidad de frecuencia. Detalla los objetivos a realizar en este trabajo de título, además de los alcances y la estructura del documento.

El capítulo 2 expone los antecedentes y marco teórico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y estabilidad de frecuencia, además de un resumen de las principales características de los mercados de energía y SSCC en el SEN y otros sistemas eléctricos en el mundo.

El capítulo 3 consiste en un análisis sistémico sobre la generación y las tasas de las tecnologías actuales. Se utilizan curvas de datos SITR y establece las primeras problemáticas de desbalance en las rampas de amanecer y anochecer. Posteriormente, el capítulo 4 contiene un análisis sobre las diferencias de la programación del despacho y el despacho real. Se identifican dos principales fuentes de errores sistemáticos.

El capítulo 5 presenta las propuestas de solución que abarcan los errores sistemáticos de programación. También se proponen soluciones adicionales basadas en SSCC. Luego, el capítulo 6 contiene las metodologías, resultados y análisis de las simulaciones de las propuestas de solución a la problemática que surge por los errores sistemáticos de programación. Esto se repite para las tres propuestas de modificación del programa diario.

El capítulo 7 hace una síntesis y análisis general sobre el trabajo. Se unifican los resultados y análisis de los capítulos 3, 4, 5 y 6, para obtener análisis más profundos.

Finalmente, el capítulo 8 muestra las conclusiones del trabajo, cumplimiento de objetivos, y tareas que quedan propuestas para trabajos futuros.

# Capítulo 2

## Antecedentes y Estado del Arte

### 2.1. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

El sistema eléctrico de Chile, también conocido como Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se formó en 2017 tras la fusión del Sistema Eléctrico del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central. Este sistema abarca desde las regiones de Arica y Parinacota, hasta la Isla Grande de Chiloé, cubriendo una longitud de aproximadamente 3.100 km. El SEN está coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), una corporación autónoma de derecho público, cuyos principios fundamentales de funcionamiento [11] son:

- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.
- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

El SEN se encuentra inmerso en un contexto dinámico y en continua evolución, donde la transición hacia una matriz energética más sostenible ha adquirido una relevancia fundamental. En la última década, el país ha experimentado un notable crecimiento en la capacidad de generación renovable. Según datos actualizados hasta marzo de 2024, la capacidad instalada asciende a 35.331 MW, y el 44,04% de la generación total en el mes de febrero de 2024 proviene de fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [12], siendo la energía solar y eólica dos pilares fundamentales en esta transformación. Este progreso hacia una matriz más limpia refleja el compromiso de Chile por la descarbonización y el impulso hacia un futuro energético sostenible [1].

La zona norte de Chile se destaca como un enclave estratégico para la generación renovable, gracias a sus condiciones geográficas y climáticas. La intensa radiación solar y los grandes vientos en ciertas regiones del norte, han propiciado el desarrollo de proyectos solares y eólicos de gran envergadura, entre los que se incluyen los extensos parques solares en el desierto de Atacama y los parques eólicos en la Región de Antofagasta. Sin embargo, este auge en la generación también ha generado características de congestión, derivadas de la alta producción en el norte y la limitada capacidad de líneas de transmisión, lo que resulta en situaciones de desacople del SEN durante períodos de alta generación solar y elevada demanda en el centro del país.

A pesar de los esfuerzos para abordar este desafío, como la implementación de la línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre, se estima que el problema de asimetría persistirá y podría agravarse. Se proyecta que, hacia diciembre de 2025, más de 30 nuevos proyectos solares ingresarán

al sistema, aportando una capacidad total superior a los 3.000 MW [5]. Este crecimiento significativo plantea la necesidad de continuar desarrollando infraestructuras y estrategias para gestionar eficientemente la creciente generación renovable y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

## 2.2. Estabilidad de frecuencia

La frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia es un factor crucial, puesto que de ella depende la frecuencia nominal que deben seguir los dispositivos conectados a la red, siendo fundamental para su correcto funcionamiento. Aunque mantener una frecuencia constante no es crítico para la mayoría de los dispositivos, es necesario realizar ajustes periódicos para asegurar que la frecuencia se mantenga dentro de un rango alrededor de su valor nominal. Este ajuste es vital para prevenir el mal funcionamiento de las plantas generadoras, particularmente en las centrales térmicas, donde el rendimiento puede verse comprometido por reducciones en la velocidad de componentes como bombas y ventiladores, debido a variaciones en la frecuencia. También es importante tener en cuenta que parte de los criterios de los esquemas de desconexión automática (EDAG, EDAC, ERAG)<sup>2</sup> están dados por fluctuaciones en la frecuencia, por lo que se podrían provocar apagones ante un mal control de la frecuencia [13].

Es esencial reconocer que la demanda total del sistema está en constante cambio debido a diversos factores, como las variaciones en los requisitos de los consumos parciales y las conexiones o desconexiones de cargas. Además de esto, la generación también toma un rol similar, donde los cambios de generación debido a la variabilidad de la tecnología pueden provocar nuevamente desbalances de potencia. Esta variabilidad impacta la frecuencia del sistema eléctrico en tiempo real.

De acuerdo a la teoría, las variables que describen una barra están dadas por las potencias activas  $P$  y reactivas  $Q$  que salen y entran al nodo, el voltaje  $V$  y la diferencia de ángulo  $\delta$  medidos en el nodo respecto a una referencia. A pesar de que todas estas variables se relacionan entre sí, bajo condiciones normales se ve el fenómeno de desacoplamiento  $Q-V$  y  $P-\delta$ . Este consiste en que las variaciones de voltaje se deben a variaciones de potencia reactiva, mientras que las variaciones de  $\delta$  se deben a variaciones de potencia activa. En este último fenómeno, el cambio de este ángulo puede mostrar un cambio en frecuencia, lo cual está causado por variaciones de la potencia activa. Un parámetro que mide estos cambios de frecuencia es el denominado ROCOF (Rate of Change of Frequency) medido en [Hz/s], que corresponde a la derivada temporal del cambio de frecuencia y representa qué tan rápido puede ocurrir un cambio de frecuencia [13]. Esto se puede ver en la siguiente ecuación.

$$ROCOF = \frac{d\Delta f}{dt} = \frac{f_0 \Delta P_d}{2H_{Sys}}$$

Esto muestra la dependencia de la variación de la potencia activa  $P_d$  y el aumento de su valor ante la baja de inercia del sistema  $H_{Sys}$ .

El problema de estabilidad de frecuencia que abarca este trabajo refiere a cómo la variación de

---

<sup>2</sup> EDAG: Esquema de Desconexión Automática de Generación  
 EDAC: Esquema de Desconexión Automática de Carga  
 ERAG: Esquema de Reducción Automática de Generación

potencia activa influye sobre una inestabilidad en la frecuencia. La variabilidad de la generación solar en su componente activa provoca un desbalance entre el consumo y generación de manera sistemática, en particular en las horas de amanecer y anochecer. Esto obviamente amplificado por su actual alta penetración, que se espera siga aumentando como se dijo en la sección 2.1.

En Chile, la generación solar ha tenido un gran avance en los últimos años y la optimización de esta tecnología está bastante avanzada. Uno de los enfoques que se dan en esto son los “seguidores solares”, los cuales se basan en el control de la orientación de los paneles solares en los parques fotovoltaicos. Estos siguen el eje de la tierra con el fin de maximizar la generación, empleando motores para un movimiento preciso, ajustando el panel según la ubicación geográfica, la hora del día y la estación del año. A continuación, en las figuras 2.1 y 2.2 podemos ver el efecto de las curvas de generación sin y con seguimiento de eje [6].

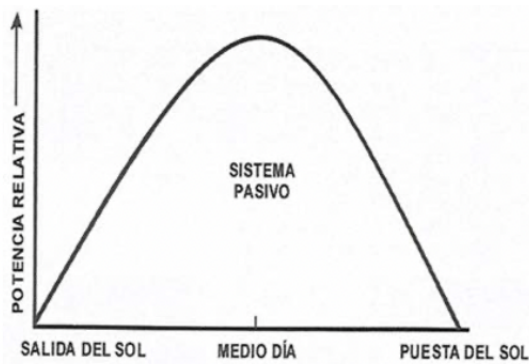


Fig. 2.1: Curva sin seguimiento [6].

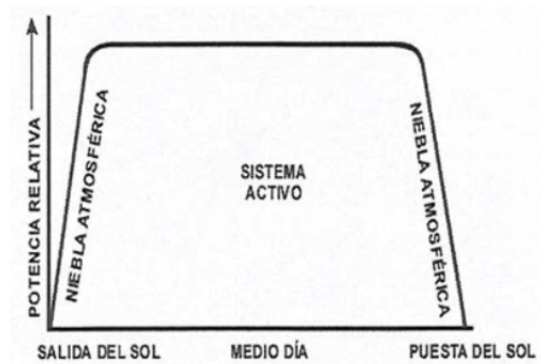


Fig. 2.2: Curva con seguimiento [6].

Lo que se ve en la figura 2.2 es lo que explica la forma de la curva de la figura 2.3, que es la curva de generación solar real promedio de Chile, diciembre 2023. De esta forma, se muestra cómo en las horas de amanecer y anochecer se experimentan pendientes muy grandes llegando a tasas cercanas a los 40-50 MW/min, impactando de manera cada vez más importante en la frecuencia del sistema.

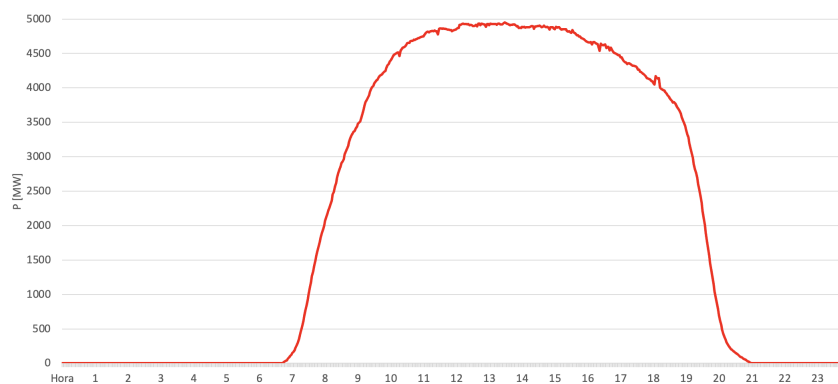


Fig. 2.3: Curva de generación solar real promedio, diciembre 2023.

Las tasas con las que otras tecnologías se mueven son menores a estas, por lo que se pueden ver desbalances de potencia, y por ende variaciones de frecuencia. Por este motivo, es materia de estudio ver cómo impactan estas curvas pronunciadas en la estabilidad de frecuencia del sistema.

## **2.3. Estructura del mercado eléctrico chileno**

En Chile, los mercados eléctricos que operan son principalmente el mercado spot (mercado de corto plazo), el mercado de contratos bilaterales (largo plazo), y el mercado de servicios complementarios [3].

El mercado spot en Chile es un mercado mayorista centralizado, basado en costos auditados, donde los generadores venden la energía al precio marginal de corto plazo. El Coordinador es responsable de la operación del mercado spot, asegurando que la oferta y la demanda se equilibren al menor costo posible. En este mercado, los precios se establecen en base a los costos marginales de las unidades generadoras despachadas.

Los contratos bilaterales son acuerdos de largo plazo entre generadores y consumidores (distribuidores o grandes consumidores industriales). Estos contratos son negociados libremente entre las partes y permiten a los consumidores asegurar un suministro estable de energía a precios predefinidos, mientras que los generadores aseguran ingresos a largo plazo que facilitan la planificación y financiamiento de nuevas inversiones.

El mercado de SSCC asegura la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Este mercado es crucial para la operación del sistema, proporcionando servicios tales como Control de Frecuencia, Control de Voltaje, y Black Start.

### **2.3.1. Mercado de energía**

Como se mencionó anteriormente, el Coordinador es responsable de la operación del mercado spot, asegurando el equilibrio de generación-demanda, optimizando su costo de operación mediante un problema de cooptimización con SSCC. A partir de este, se extrae un programa diario que se usa como referencia para la obtención del Unit Commitment (UC).

El proceso de UC en el mercado eléctrico chileno implica la programación y selección de unidades de generación que estarán operativas para cubrir la demanda en un periodo determinado, considerando tanto aspectos técnicos como económicos. El UC en Chile utiliza un enfoque de Security Constrained Unit Commitment (SCUC) que considera restricciones de seguridad para asegurar la operación confiable del sistema eléctrico. Este modelo no solo optimiza la generación de energía sino también la asignación de reservas.

El intervalo de despacho se refiere al tiempo con el que se actualizan y ejecutan las instrucciones de potencia de las unidades generadoras en el sistema eléctrico. En Chile, el intervalo de despacho es de una hora.

El proceso de despacho y programación sigue una estructura de despacho diario e intradiario. El despacho diario se resuelve el día anterior para las 24 horas del día siguiente, el cual tiene una naturaleza meramente referencial y no vinculante, en términos de señales económicas y operacionales. Junto con la programación, se definen listas de mérito de colocación, las cuales son la base de la operación en tiempo real y cálculo de costos marginales.

Actualmente, está siendo implementado el programa intradiario, que permite a los participantes ajustar sus valores en tiempo real, y que puede ser utilizado en situaciones de contingencia o pro-

nósticos erróneos. Este mercado intradiario puede incluir múltiples sesiones de ajuste para permitir una mejor gestión de los desbalances.

Los programas de despacho diario e intradiario se obtienen mediante el programa PLEXOS, pero es utilizado como referencia. Finalmente, la elección de despacho está dada por la lista de mérito en base a costos auditados.

### 2.3.2. Mercado de SSCC

Los servicios complementarios se remuneran generalmente a través de subastas donde los generadores ofrecen sus servicios y el precio se determina mediante el mecanismo de "pay-as-bid". De esta forma, los productos de SSCC son los siguientes:

- Control Rápido de Frecuencia (CRF)
- Control Primario de Frecuencia (CPF)
- Control Secundario de Frecuencia (CSF)
- Control Terciario de Frecuencia (CTF)
- Cargas Interrumpibles (CI)
- Control de Tensión (CT)
- Servicios de Control de Contingencias (EDAC, EDAG, ERAG)
- Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

De acuerdo con el objetivo de este trabajo, se profundiza en el SSCC de Control de Frecuencia (CF), explicitando su regulación, remuneración y participación en el SEN.

El CF se define como el conjunto de medidas orientadas a mantener la frecuencia de operación en una banda predefinida alrededor de una referencia [14]. Su objetivo principal es corregir los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y demandada. En la ejecución de este servicio, se identifican cinco acciones fundamentales diseñadas para regular la frecuencia, estableciendo entre ellas una interrelación. La Figura 2.4 proporciona de manera esquemática la relación existente entre las diversas categorías del Servicio Complementario de Control de Frecuencia.

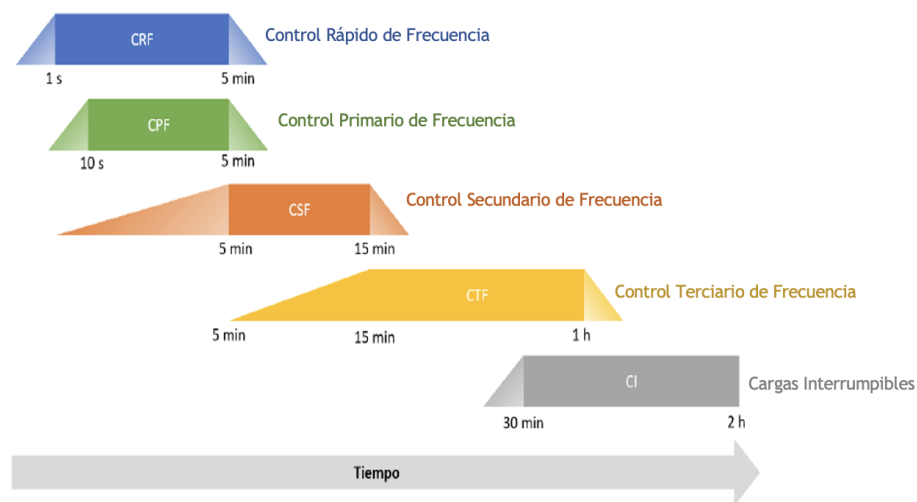


Fig. 2.4: Tiempos de respuesta del control de frecuencia [14].

A continuación, se detallan las definiciones de los SSCC de Control de Frecuencia, según el últi-

mo informe del Coordinador, titulado “Informe de Servicios Complementarios, Año 2024, Versión Definitiva Marzo 2024” [14].

- a) Control Rápido de Frecuencia (CRF): corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF+) y de Control Rápido de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CRF-). El Tiempo Total de Activación del servicio es de 1 [s], y su Mínimo Tiempo de Entrega es de 5 [min]. La prestación de esta categoría de servicio se realiza a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para Subfrecuencia no necesariamente es igual que la reserva por sobrefrecuencia.
- b) Control Primario de Frecuencia (CPF): corresponde a acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). El Tiempo Total de Activación del servicio CPF es de 10 [s], y su mínimo Tiempo de Entrega es de 5 [min]. La prestación de esta categoría de servicios se realiza a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente es igual que la reserva por sobrefrecuencia.
- c) Control Secundario de Frecuencia (CSF): corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-). El CSF debe operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC (Automatic Generation Control). El Tiempo Total de Activación del servicio CSF es de 5 [min], y su Mínimo Tiempo de Entrega es de 15 [min].
- d) Control Terciario de Frecuencia (CTF): corresponde a acciones de control activadas por instrucción del Coordinador en la operación en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar el sistema eléctrico para *responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes*. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-). El Tiempo de Inicio de Activación del CTF es de 5 [min] a partir de la instrucción del Coordinador, su Tiempo Total de Activación es de 15 [min] y su Máximo Tiempo de Entrega es de 1 [hr].
- e) Cargas Interrumbibles (CI): se entiende por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de Usuarios Finales, medida desde el punto de conexión de este al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en períodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. El Tiempo Total de Activación es de 30 [min] a partir de la instrucción del Coordinador y el Mínimo Tiempo de Entrega es de 2 [hr].

A continuación, se muestra un ejemplo de la respuesta del control de frecuencia ante una situación de contingencia.



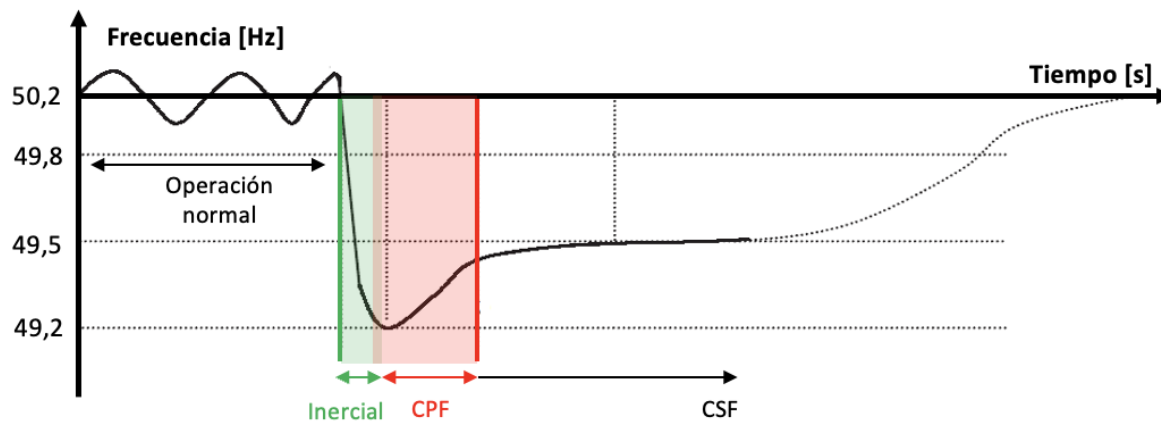


Fig. 2.5: Respuesta del control de frecuencia [15].

Este conjunto de acciones, delineadas en el Servicio Complementario de Control de Frecuencia, desempeña un papel crucial en el Sistema Eléctrico Nacional al garantizar la estabilidad y equilibrio necesarios para el funcionamiento óptimo, subrayando así su importancia fundamental en el SEN.

### 2.3.2.1. Regulación CF

En el capítulo 4 del documento “Norma Técnica de Servicios Complementarios” de la Comisión Nacional de Energía (CNE) se definen los requerimientos metodológicos, criterios y consideraciones para la verificación y habilitación de instalaciones que pueden participar de los servicios complementarios [16].

Dentro de los alcances de este documento se destaca que debe verificarse y habilitarse toda instalación destinada a la prestación de SSCC, independiente del mecanismo de materialización, mientras que el costo de la verificación debe correr por la empresa titular asociada a la instalación. Es importante recalcar este punto, debido a que a pesar de que varios de los servicios se materializan como un servicio de subasta, también existe la posibilidad de que el Coordinador emita una instrucción directa a cualquier central para la prestación de un servicio. Si la central no está verificada, simplemente no se le remunerará el servicio.

En el contexto actual, el Coordinador está promoviendo que en el proceso de puesta en operación y puesta en servicio, las nuevas instalaciones deban someterse a los procesos de verificación de SSCC [4]. Esto tendría un beneficio para todas las partes, ya que a pesar de que sea una obligación, estos procesos se pueden hacer en paralelo a procesos como de determinación de parámetros, y proveerán beneficios futuros para la operación de dicha instalación.

Para cada SSCC de CF, se tienen requerimientos asociados a la prestación del tipo de servicio. A continuación, se muestra un resumen de este a partir del “Informe de Servicios Complementarios, Año 2024, Versión Definitiva Marzo 2024” [14].

- a) Control Rápido de Frecuencia (CRF): este servicio se activa en respuesta a contingencias o desviaciones de la frecuencia no asociadas a variaciones naturales de la demanda neta. No obstante, análisis actuales sugieren que, hasta el año 2024, no se requiere su implementación técnica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que los recursos existentes son suficientes para cumplir con los objetivos del Control de Frecuencia.

- b) Control Primario de Frecuencia (CPF): al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador puede exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta, estatismo y velocidad de respuesta.

Durante el estado normal de operación, se necesitan reservas de potencia activa para enfrentar variaciones en la demanda, manteniendo el error de frecuencia dentro de la banda de  $\pm 0,2$  [Hz]. Las unidades sincrónicas participan en CPF+ y CPF-, mientras que las unidades de Energía Renovable Variable (ERV) son consideradas si cumplen con requisitos específicos.

Ante contingencias que generen un déficit o exceso significativo de generación, se requiere una reserva de potencia para prevenir variaciones de frecuencia elevadas y posibles pérdidas en el sistema. Se considera como evento que produce un déficit o exceso importante de generación aquellas contingencias que den origen a una desviación de frecuencia fuera de la banda muerta a  $\pm 0,2$  [Hz].

- c) Control Secundario de Frecuencia (CSF): al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador puede exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, el Tiempo de Inicio de Activación del CSF y los requerimientos de tasas de subida o bajada de carga.

Para llevar a cabo el CSF mediante el AGC, los Coordinados deben cumplir con especificaciones detalladas, instalar equipos de control y comunicación, y garantizar una respuesta eficiente de las unidades a los comandos del AGC. Esto incluye instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, cumpliendo con una disponibilidad mínima del enlace de comunicaciones del Coordinado del 99,95 %, como dispone la Norma IEC 60870-4.

- d) Control Terciario de Frecuencia (CTF): al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador puede exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, requerimientos de rampas de subida y de bajada y el Tiempo Total de Activación. Lo anterior puede ser requerido en atención a proveer de reserva adicional para el control de sobrefrecuencia y subfrecuencia debido a requerimientos sistémicos como desvíos de demanda o generación, entre otros.

En la ejecución de este servicio, es crucial asegurar la entrega del 100 % de la reserva comprometida en un plazo máximo de 15 minutos desde que el Coordinador emite la instrucción al Centro de Control (CC), manteniendo así la coherencia en la cadena de reservas entre los diversos niveles de control. En el escenario en que este Servicio Complementario (SC) sea proporcionado por usuarios finales, se imponen requisitos adicionales que incluyen: a) la integración de señales de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión y Frecuencia en la barra de retiro al Sistema de Control de Adquisición de Datos (SCADA) del Coordinador; b) la disponibilidad de un Centro de Control validado para cumplir con las instrucciones del Coordinador en los plazos necesarios; y c) en caso de participación a través de un agregador, este último debe cumplir con los requisitos anteriores, facilitando las tareas de comunicación, entrega de información y coordinación necesarias para la adecuada prestación del SC correspondiente.

- e) Cargas Interrumbibles (CI): al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador debe exigir el número máximo de veces que puede ser requerido el servicio en el periodo en que se encuentre disponible y el tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no puede ser convocado, dicho tiempo no es contabilizado como indisponibilidad, para efectos de los pagos por disponibilidad, por tratarse de la definición misma del servicio.

En cuanto a los requisitos específicos para la prestación del Servicio Complementario (SC) de Cargas Interrumbibles, es esencial que el proveedor del servicio remita mensualmente el registro de potencia activa que refleje la disponibilidad para reducir los montos comprometidos. Estos registros deben originarse en medidores de clase de facturación, cuyas características se encuentran detalladas en el Anexo Técnico de “Sistemas de Medidas para Transferencias Económica”.

### 2.3.2.2. Remuneración de CF

La remuneración del CF se constituye a partir de cuatro tipos de remuneración. Estas remuneraciones son por infraestructura, sobrecostos, costos de oportunidad y subastas.

La remuneración por infraestructura corresponde a remuneraciones que se les atribuyen a las centrales por los conceptos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica para el servicio complementario.

En el “Estudio de Costos SSCC 2020-2023” [17] se exhibe cuánta remuneración se da por cada ítem o concepto según el SC, la tecnología, la potencia y la ubicación de la unidad. Los costos de inversión se deben anualizar correspondientemente a partir de la tasa de descuento y la vida útil de la instalación. La suma final de estos costos será remunerada a partir de su producto con el factor de desempeño de la unidad generadora prestadora del servicio.

Los sobrecostos corresponden a remuneraciones operacionales que se entregan cuando las centrales prestan un servicio complementario y el costo marginal no cubre el costo variable de la central.

$$RCVM_i = \sum_{h=1}^{h_{tot}} \text{Max} \{ CV_{i,h} - CMg_{i,h} \} \cdot E_{i,h} \cdot FD_{i,h} \quad (2.1)$$

Donde:

$RCVM_i$ : Remuneración por Costo Variable Mayor al Costo Marginal de la instalación  $i$  por la prestación del servicio complementario SC, expresado en USD.

$CV_{i,h}$ : Costo variable de operación neto vigente para la unidad generadora  $i$ , para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora  $h$ . En el caso de centrales hidroeléctricas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora  $h$  como la potencia activa media en la hora  $h$ .

$CMg_{i,h}$ : Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora  $i$  en la hora  $h$ .

$h_{tot}$ : Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.

$E_{i,h}$ : Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.

$FD_{i,h}$ : Factor de desempeño de la unidad generadora i en la hora h.

El costo de oportunidad por la prestación de un SC corresponde a los costos producidos por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la disminución de la generación de energía por estar prestando un SC. Estos costos representan la diferencia entre el precio spot en la barra, restado con el costo variable de la central.

Es importante recalcar que los costos de oportunidad y sobrecostos suelen ser la mayor remuneración por SSCC. La remuneración está dada por la siguiente ecuación.

$$RCO_i = \sum_{h=1}^{h_{tot}} \text{Max} \{ CMg_{i,h} - CV_{i,h} \} \cdot (Epc_{i,h} - E_{i,h}) \cdot FD_{i,h} \quad (2.2)$$

Donde:

$RCO_i$ : Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar incurriendo en costos de oportunidad, durante el período mensual, expresado en USD.

$CV_{i,h}$ : Costo variable de operación neto a plena carga vigente para la unidad generadora i en la hora h. En el caso de centrales hidráulicas con capacidad de regulación, se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente a la hora h.

$CMg_{i,h}$ : Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.

$h_{tot}$ : Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.

$E_{i,h}$ : Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.

$Epc_{i,h}$ : Energía neta de la unidad generadora i en la hora h a plena carga sujeta a las restricciones operacionales y de disponibilidad de su insumo vigente.

$FD_{i,h}$ : Factor de desempeño de la unidad generadora i en la hora h.

Los SSCC que se subastan son el control primario de frecuencia de bajada, el control secundario de frecuencia de subida y de bajada y el control terciario de frecuencia de subida y de bajada. Cabe destacar que estos son asimétricos, es decir, corresponden a cinco servicios independientes.

La componente de valor ofertado es similar en todos los servicios de subida o servicios de bajada, respectivamente. La diferencia se encuentra en si el servicio corresponde a subida o de bajada. Para los servicios de subida, CSF+ y CTF+, la expresión que los remunera es la siguiente.

$$\sum_{h=1}^{h_{tot}} Pof_{i,h} \cdot Qadj_{i,h} \cdot FD_{i,h} \cdot V_{i,h} \quad (2.3)$$

Mientras que para los servicios de bajada, CPF-, CSF- y CTF-, la expresión que los remunera es la siguiente.

$$\sum_{h=1}^{h_{tot}} Pof_{i,h} \cdot Qadj_{i,h} \cdot FMA_h \cdot FD_{i,h} \cdot V_{i,h} \quad (2.4)$$

Donde:

$Pof_{i,h}$ : Precio ofertado vigente para la unidad generadora i en la hora h.

$Qadj_{i,h}$ : Potencia designada como reserva de subida o bajada según corresponda, resultante de la cooptimización para el equipo i en la hora h.

$h_{tot}$ : Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.

$FMA_h$ : Factor Medio de Activación. Correspondiente a la proporción del tiempo en que, debido a una instrucción del despacho o del AGC, una unidad generadora aumenta o reduce su generación para ayudar al control de frecuencia.

$FD_{i,h}$ : Factor de desempeño de la unidad generadora i en la hora h.

$V_{i,h}$ : Vector de participación o activación. Para el CSF representa si la unidad generadora i participó o no del AGC. Para el CTF representa si hubo o no activación del servicio. Son filtros adicionales que permiten determinar si la máquina o configuración estaba disponible o participó del servicio.

Cabe decir que estas remuneraciones por subastas vienen a remunerar los costos de desgaste a las unidades que prestan los SSCC. De esta forma, al ser los desgastes dependientes de la tecnología, se tendrá un precio máximo a ofertar por unidad de potencia, en función de la tecnología de la unidad generadora. Esto se puede ver en la tabla 2.1.

Tecnología	Costo de desgaste [US\$/MWh]
Carbón	10
Central térmica en ciclo combinado	6
Grupo motor generador	6
Turbina a vapor biomasa	5
Turbina a gas o dual en ciclo abierto	4
Turbina a biogás	4
Concentración solar de potencia de tipo torre central	4
Hidráulica de pasada	2
Hidráulica de embalse	2
Fotovoltaica	2
Eólica	2
Sistema de almacenamiento en base a baterías (BESS)	2
Eólica + BESS	2
Fotovoltaica + BESS	2
Hidráulica de Pasada + BESS	2
Hidráulica de Embalse + BESS	2
Geotermia	2

Tabla 2.1: Costo de desgaste por tecnología [18].

### **2.3.2.3. Centrales ERV en CF**

La participación de las centrales de Energía Renovable Variable (ERV) en el CF se manifiesta en los distintos tipos, evidenciando su actual baja contribución automática (CPF y CSF) en la estabilidad del sistema eléctrico nacional. En el contexto del Control Primario de Frecuencia (CPF), se destaca la presencia de una única central ERV, el parque fotovoltaico Luz del Norte. Este sin embargo, no ha sido utilizado en el CPF por el Coordinador, y por ende no ha recibido remuneraciones. Además, en el Control Secundario de Frecuencia (CSF), se identifican tres centrales ERV que se encuentran habilitadas y verificadas: el parque fotovoltaico Luz del Norte, el parque eólico Punta Sierra, y la hidroeléctrica de pasada Alfalfal. Tanto Luz del Norte y Punta Sierra no han sido considerados para su participación del CSF. En el ámbito del Control Terciario de Frecuencia (CTF), se registra la disponibilidad y participación de centrales equivalentes a 125 centrales hidroeléctricas de pasada (HP), 41 parques fotovoltaicos (PFV), y 34 parques eólicos (PE). Este involucramiento diversificado en distintos tipos de ERV es necesario, en aprovechamiento de la próxima entrada de este tipo de centrales, que tendrán una importancia creciente en los próximos años [4]. Cabe decir que, por la estrategia de operación actual del CF, estas centrales han participado solo para servicios de bajada, debido a que por su despacho total no tienen disponibilidad para ofrecer servicios de subida.

En el escenario actual, se presenta un nuevo proceso de inserción de las centrales ERV en SSCC, donde se encuentran en el proceso de verificación 28 parques fotovoltaicos y 27 parques eólicos, los cuales estarían entrando a los servicios CPF y CTF. Estos procesos se encuentran aún en revisión, mayoritariamente en la revisión de protocolos, etapa a cargo del Coordinador que hoy en día es bastante lenta, en la experiencia de COLBUN S.A. estos procesos tardan alrededor de 1 año.

En cuanto al ámbito técnico, las centrales ERV presentan ventajas sobresalientes que las posicionan como activos valiosos en el CF. Su capacidad de respuesta a cambios en la demanda y su capacidad de establecer una consigna de potencia, brindan una flexibilidad operativa fundamental para el sistema. Además, la tasa de toma y reducción de carga, características manipulables en las centrales ERV, se destacan en comparación con las termoeléctricas, las cuales tienen valores fijos. Esta manipulación ofrece una flexibilidad significativa, permitiendo una gestión más eficiente y precisa de la generación eléctrica en función de las necesidades del sistema [19].

Desde una perspectiva económica, las centrales ERV presentan una ventaja competitiva notoria. La capacidad de estas centrales para operar con bajos costos variables les confiere una posición estratégica en las subastas, donde la probabilidad de alcanzar valores más bajos es mayor y, consecuentemente, tienen una mayor probabilidad de adjudicación. Además, el menor costo de mantenimiento en infraestructura en comparación con otras formas de generación de energía proporciona un beneficio adicional para el sistema en términos económicos. La combinación de estas ventajas técnicas y económicas subraya el papel clave de las centrales ERV en la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente [17].

## **2.4. Estudio de los mercados internacionales**

Para hacer una propuesta que resuelva la problemática de estabilidad de frecuencia se necesita hacer una revisión del estado del arte a lo largo del mundo, analizar cómo está estructurado su mercado de energía y SSCC, y cuáles son las condiciones de sus sistemas eléctricos.

Para esto, hacer un análisis de las matrices energéticas de los distintos países ayuda a determinar si existen similitudes con el caso chileno, y a partir de esto rescatar ideas o soluciones ya implementadas en sus sistemas eléctricos.

Mediante la obtención de estadística del año 2022 de la generación de energía en los distintos países [20], se pudo hacer gráficos que muestran sus matrices energéticas con los porcentajes de participación por tecnología, además de la penetración de centrales ERV dentro de su sistema eléctrico. A continuación, en las figuras 2.6, 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10 se muestran las matrices de Estados Unidos, la Unión Europea, China, Australia y Chile, respectivamente. Además, en la figura 2.11 se presenta la penetración de ERV en porcentaje con la energía total producida en cada zona.

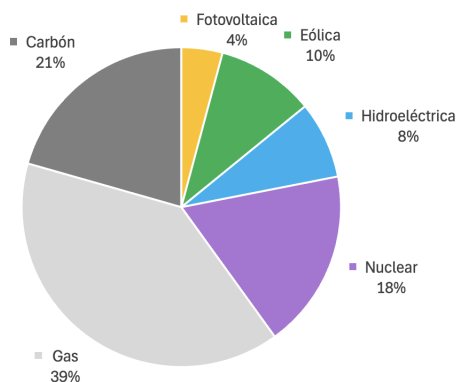


Fig. 2.6: Generación por tecnología en Estados Unidos, año 2022.

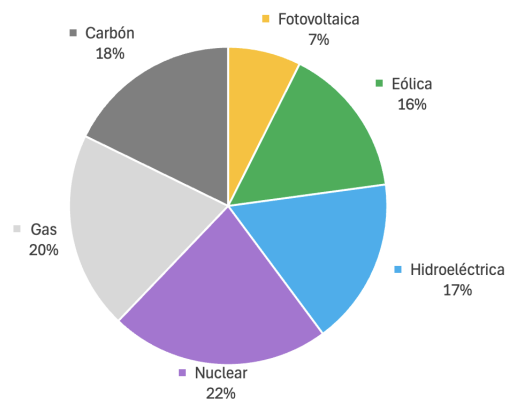


Fig. 2.7: Generación por tecnología en la Unión Europea, año 2022.

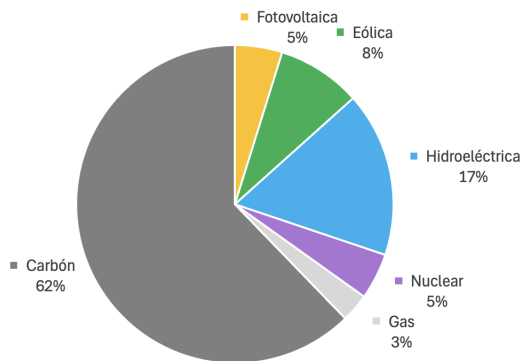


Fig. 2.8: Generación por tecnología en China, año 2022.

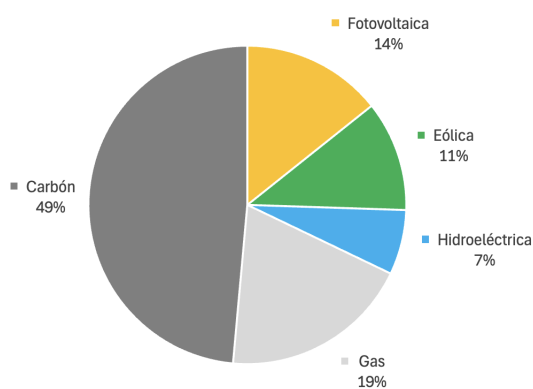


Fig. 2.9: Generación por tecnología en Australia, año 2022.

A partir de la figura 2.6, se observa que el 59% de la generación es de origen fósil, además de una baja contribución de tecnologías ERV (4% fotovoltaica y 10% eólica). En la figura 2.7 en cambio, se puede ver una gran contribución de energía térmica (37%) y nuclear (22%) nuevamente, pero un mayor aporte de energía ERV (7% fotovoltaica y 15% eólica). El caso de China se puede ver en la figura 2.8, donde el 62% de la producción viene del carbón, y tiene un menor aporte de ERV (5% fotovoltaica y 9% eólica). Por otro lado, Australia se observa en la figura 2.9, donde a pesar de tener un 66% de energía fósil, su penetración de ERV es mayor al resto (14% fotovoltaica y 11% eólica).

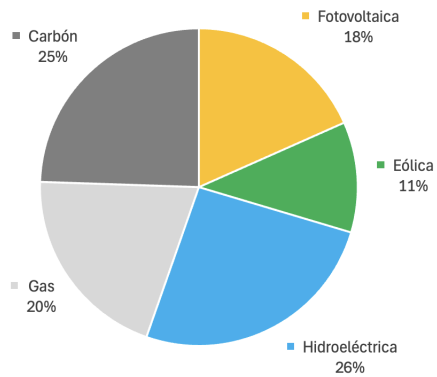


Fig. 2.10: Generación por tecnología en Chile, año 2022.

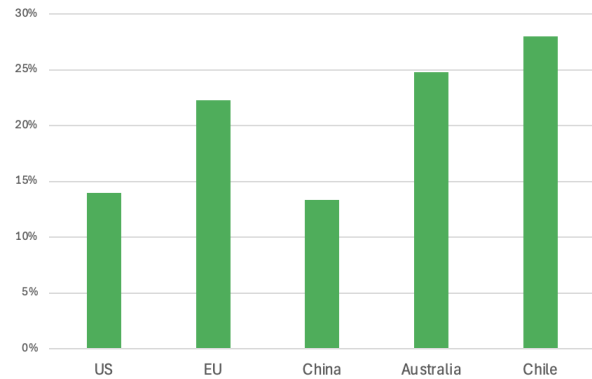


Fig. 2.11: Penetración de energías renovables variables, año 2022

En la figura 2.11, se observa que Chile tiene la mayor penetración de ERV de las regiones estudiadas. En la misma línea, el caso australiano es bastante interesante, ya que tiene una matriz similar a la chilena, por lo que analizar su sistema eléctrico es valioso.

### 2.4.1. Australia (AEMO)

Australia es mayoritariamente operado bajo la administración del Australian Energy Market Operator (AEMO). Este opera varios tipos de mercados eléctricos, principalmente en el contexto del National Electricity Market (NEM) [21]:

- Day-Ahead Market (DAM): Planificación y fijación de precios para el día siguiente.
- Real-Time Market (RTM): Despacho en tiempo real para ajustar las variaciones en demanda y generación.
- Frequency Control Ancillary Services (FCAS): Para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites operativos.
- Financial Transmission Rights (FTRs): Permite a los participantes gestionar el riesgo de precios asociados a la congestión de transmisión.

En el caso de AEMO, Plexos es utilizado para modelar detalladamente la operación del mercado eléctrico, incluyendo la cooptimización de energía y reservas [3]. Esta herramienta les ayuda a analizar cómo diferentes configuraciones y escenarios impactarían en el sistema eléctrico, permitiendo una mejor planificación y toma de decisiones. Esto considerando la compleja forma longitudinal de su sistema eléctrico, similar al SEN.

El intervalo de despacho en el NEM es de 5 minutos. Esto significa que los precios y las órdenes de generación se actualizan cada 5 minutos, lo que permite una respuesta rápida a las condiciones del sistema en tiempo real. Desde octubre de 2021, el mercado se liquida también en base a estos intervalos de 5 minutos.

En cuanto al mercado de SSCC en AEMO, el CF se basa en diez productos:



- Regulation raise (automático)
- Very fast raise (1 segundo)
- Fast raise (6 segundos)
- Slow raise (60 segundos)
- Delayed raise (5 minutos)
- Regulation lower (automático)
- Very fast lower (1 segundo)
- Fast lower (6 segundos)
- Slow lower (60 segundos)
- Delayed lower (5 minutos)

La estructura de este es bastante parecida a la chilena, teniendo los servicios de “Very fast raise and lower” y “Fast raise and lower” por contingencia, equivalente a un CRF y CPF. Además de “Slow raise and lower” y “Delayed raise and lower” que restablecen las reservas, equivalentes al CSF y CTF.

Las políticas australianas buscan mantener la robustez del sistema al añadirle inercia. Para esto, existen proyectos BESS de gran tamaño que agregan inversores que entregan una inercia sintética. También se utilizan bancos de generadores síncronos con el mismo rol. Como innovación contrastando con el sistema chileno, la implementación de su CRF se debió a que un mercado de CRF y CPF conjunto, resultó más económico que el de un mercado CPF solo. Esto es algo que el Coordinador ha considerado, pero esperan tener beneficios técnicos para implementar este nuevo SC.

#### **2.4.2. California (CAISO)**

El California Independent System Operator (CAISO) es un operador sin fines de lucro que presta servicios en California [21]. Este gestiona varios tipos de mercados eléctricos, tales como:

- Day-Ahead Market (DAM): Planificación y fijación de precios para el día siguiente. Permite a los participantes asegurar sus posiciones de energía antes del día de operación.
- Real-Time Market (RTM): Ajusta las diferencias entre la oferta y la demanda en tiempo real. Este se basa en un Security Constrained Economic Dispatch (SCED), para equilibrar el sistema eléctrico cada cinco minutos .
- Energy Imbalance Market (EIM): Permite a las empresas de servicios públicos del oeste de EE.UU. acceder a un mercado de negociación en tiempo real para optimizar costos y reducir emisiones de gases de efecto invernadero.

El despacho de energía en CAISO se realiza, por un lado, a través del Real-Time Security Constrained Unit Commitment (RTSCUC), que ejecuta instrucciones automáticas cada 15 minutos para comprometer recursos. Por otro lado, el Real-Time Economic Dispatch (RTED) es el mercado para negociar energía de desequilibrio y despachar SSCC en intervalos regulares de 5 minutos. Es ejecutado automáticamente cada 5 minutos para optimizar la asignación de recursos.

En el caso del mercado de SSCC de CAISO, su CF se basa en ocho productos:

- Fast Frequency Response
- Fast Regulation Up
- Regulation Up
- Spinning Reserves

- Frequency Response
- Regulation Down
- Fast Regulation Down
- Non-Spinning Reserves

Esta estructura se asemeja a la chilena, en el sentido que los productos de “Fast Regulation” equivale a un CPF, “Regulation” equivale a un CSF, y “Spinning and Non-Spinning Reserves” equivale a un CTF. La innovación que tienen es la implementación de servicios equivalentes a CRF.

### **2.4.3. Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM)**

PJM Interconnection LLC es una organización de transmisión regional en los Estados Unidos. Es parte de la red de Interconexión del Este que opera un sistema de transmisión eléctrica que presta servicio a varios estados, incluyendo Michigan, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, the District of Columbia, entre otros. En PJM, existen varios mercados eléctricos clave [22]:

- Day-Ahead Market (DAM): Planificación y fijación de precios para el día siguiente. Permite a los participantes comprar y vender energía a precios vinculantes del día siguiente.
- Real-Time Balancing Market (RTM): Real-Time Security Constrained Economic Dispatch (RTSCED) para determinar la solución de menor costo que equilibre la oferta y la demanda.
- Reserve Market: Las reservas de SSCC se programan de manera cooptimizada con la energía en ambos mercados, tanto en el DAM como en el RTM.

Los programas de despacho para asegurar la optimización y confiabilidad del sistema eléctrico están basados en el RTSCED, que determina la solución de menor costo para balancear la oferta y la demanda, considerando las ofertas de recursos y las condiciones del sistema [21]. Se ejecuta continuamente en intervalos de 5 minutos para reflejar las condiciones actuales del sistema. Además de este, está el Real-Time Security Constrained Unit Commitment (RTSCUC), que evalúa y compromete los recursos necesarios para mantener la confiabilidad del sistema, tomando en cuenta las ofertas de generación y la demanda proyectada.

El intervalo de despacho de PJM es de 5 minutos, lo que permite actualizaciones frecuentes y precisas de las órdenes de generación y los precios, asegurando una respuesta rápida a las condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

Los productos de CF en PJM incluyen:

- Frequency Regulation
- 10-Minutes Synchronized Reserve (TMSR)
- 10-Minutes Non-Synchronized Reserve (TMNSR)
- 30-Minutes Reserve

#### 2.4.4. Colombia (XM)

XM es el operador del Sistema Interconectado y el administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia [3]. Este se puede componer a partir de los siguientes mercados:

- Bolsa de Energía: Es un mercado de corto plazo, basado en el día anterior, donde los generadores ofertan energía con una resolución horaria.
- Contratos Bilaterales: Permite transacciones de largo plazo entre generadores y comercializadores, o directamente con grandes consumidores. Estos contratos no intervienen en la formación del precio de la bolsa ni en el despacho de los generadores.

El proceso de despacho está constituido por un despacho ideal y uno real. Por un lado, el despacho ideal se basa en un modelo de optimización horaria, sin restricciones de transmisión, considerando características técnicas de los recursos de generación. El precio de bolsa se determina por la última unidad generadora comprometida. Por otro lado, el despacho real sí considera restricciones que pueden afectar la red de transmisión o la seguridad del sistema. Los cargos adicionales por pérdidas y congestión se transfieren a los clientes finales.

El intervalo de despacho en Colombia es de una hora. Las subastas diarias en la Bolsa de Energía permiten la oferta de precios con una resolución horaria, reflejando los costos variables de generación y oportunidades.

Los SSCC de CF en XM se basan en:

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)
- Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)

#### 2.4.5. Irlanda (Eirgrid)

EirGrid, el operador del sistema de transmisión en Irlanda, administra varios mercados de electricidad en el marco del mercado mayorista integrado, conocido como el Single Electricity Market (SEM) [23]. Los principales tipos de mercados son:

- Day-Ahead Market (DAM): Planificación y fijación de precios para el día siguiente.
- Intra-Day Market (IDM): Permite a los participantes ajustar sus posiciones de energía a lo largo del día de operación para manejar mejor las fluctuaciones en la demanda y la generación.
- Balancing Market (BM): Este mercado equilibra las diferencias entre la oferta y la demanda en tiempo real. Las decisiones de despacho se basan en las condiciones actuales del sistema y las necesidades de balance.

El proceso implementado es el Real-Time Unit Commitment (RTUC), un proceso que se ejecuta cada 15 minutos para comprometer recursos de inicio rápido necesarios para mantener el balance del sistema. El intervalo de despacho en EirGrid es de 5 minutos, lo que significa que los precios y las órdenes de generación se actualizan cada 5 minutos. Esto permite una respuesta rápida y eficiente a las condiciones dinámicas del sistema eléctrico, especialmente considerando la variabilidad de su matriz.

En el caso del mercado de SSCC de Irlanda, su CF se basa en seis productos:

- Fast Frequency Response
- Primary Operating Reserve
- Secondary Operating Reserve
- Tertiary 1 and 2 Operating Reserve
- Replacement Reserve (De- and Synchronised)
- Ramping Margin 1, 3 and 8 Hour

Nuevamente, la estructura de este es bastante similar a la chilena, teniendo los servicios de “Fast Frequency Response” y “Primary Operating Reserve” equivalente a un CRF y CPF. Además de “Secondary Operating Reserve”, equivalente a CSF, y “Tertiary 1 and 2 Operating Reserve” y “Replacement Reserve”, equivalentes a CTF.

Las innovaciones de este sistema eléctrico se basan en la incorporación del “Fast Frequency Response” como CRF y de un servicio de rampas de larga duración que busca resolver el problema de la variabilidad eólica [24]. El sistema eléctrico de Irlanda tiene una alta penetración de energía eólica, pudiendo llegar a operar hasta con el 75 % de generación ERV [25]. Debido a esto, se crea el producto de “Ramping Margin”, el cual se ocupa de generar una rampa de larga duración que cubriría el error de pronóstico de generación eólica en la región.

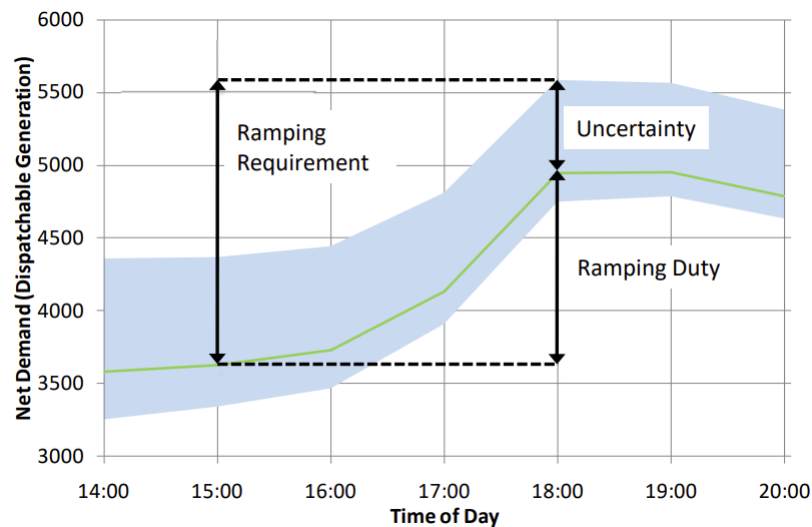


Fig. 2.12: Concepto de “Ramping Margin” [24].

En la figura 2.12 se muestra cómo se calcula el requerimiento de potencia para la rampa, donde busca cubrir la rampa de demanda, además de la incerteza que contrae la energía eólica. Esta consigna de potencia consiste en una rampa con horizontes de 1, 3 y 8 horas, y se mantiene durante largos períodos de 2, 5 y 8 horas, respectivamente.

# Capítulo 3

## Análisis Sistémico

En este capítulo se busca estudiar el sistema a nivel de generación y frecuencia. Los sistemas eléctricos de potencia buscan que la generación  $g(t)$  se iguale a la demanda  $d(t)$  en todo momento. Esto se expresa en la siguiente ecuación.

$$g(t) = d(t) \quad \forall t$$

Sin embargo, debido a la carga computacional que significa coordinar todas las centrales, el problema de optimización actual es horario. Es decir, un problema discreto de 24 restricciones de balance. Esto se representa por la siguiente ecuación.

$$g_k = d_k \quad k = 1, 2, \dots, 24$$

El problema de esto es que, aunque estas restricciones se cumpliesen a la perfección, lo que ocurre en el intervalo intrahorario es desconocido y podría implicar importantes cambios en la frecuencia. Teniendo en cuenta que la generación debe ser igual a la demanda, las derivadas de ambas funciones también deben ser iguales. Esto se puede ver en la siguiente ecuación.

$$g'(t) = d'(t) \quad \forall t$$

Asumiendo que  $d(t)$  es constante en la mayor parte del tiempo, en específico, a la hora que está saliendo y entrando el Sol, se tiene la siguiente ecuación.

$$g'(t) = 0 \quad \text{durante amanecer y anochecer}$$

Durante estos momentos, se asume que la generación solar entra con fuerza y salen las tecnologías termoeléctricas e hidroeléctricas de embalse, con el fin de disminuir el costo del sistema. En cuanto al caso eólico e hidroeléctrico de pasada, como sus costos variables también son 0, no se ve una dependencia directa con la entrada y salida de generación solar. Es por esto, que se tiene que producir un balance entre tasas de las distintas tecnologías durante las horas de rampas solares.

$$\begin{aligned} g'(t) &= g'_{\text{solar}}(t) + g'_{\text{hidroE}}(t) + g'_{\text{térmica}}(t) = d'(t) \\ g'_{\text{solar}}(t) + g'_{\text{hidroE}}(t) + g'_{\text{térmica}}(t) &= 0 \end{aligned}$$

Por esto, se analiza cómo está distribuida la generación en Chile de forma horaria y por tecno-

logía. El objetivo es obtener las curvas características por generación y extraer las tasas netas por tecnología, para observar los desbalances de generación y cuantificarlos. Para esto, se obtuvieron datos cada 2 minutos a partir de una plataforma propia de COLBUN S.A. con disponibilidad de señales SITR (Sistemas de Información en Tiempo Real) y se procesaron posteriormente con el uso de plataformas como Python y Excel. No se utiliza la generación real por tecnología que se publica en el Coordinador, debido a que los datos son cada una hora y no se entrega suficiente resolución para poder concluir sobre el cálculo de tasas.

### 3.1. Generación solar

En cuanto a la generación solar, no se necesitan escoger centrales generadoras, sino que se obtuvieron datos por tecnología solar, que no constituye la generación real solar completa, pero que sí representa satisfactoriamente la curva característica solar.

El procesamiento se basa en sumar la generación de estas centrales y hacer un promedio de la generación en cada minuto del día durante cada mes. El máximo de esta curva se reescala al máximo de la curva promedio diaria en un mes con los datos de generación real solar del Coordinador. Además de esto, se calculan las tasas como la pendiente de la curva de potencia por minuto. A esta curva se le hizo un ajuste a una curva suave para estimar de mejor manera las tasas máximas y mínimas, sin considerar el ruido de las señales originales. También, se hace este mismo procesamiento, pero para curvas con un horizonte trimestral, es decir, promediar todos los días de un trimestre.

Al hacer un análisis por estación, se obtienen las figuras 3.1 y 3.2, con la generación solar característica y su tasa por trimestre.

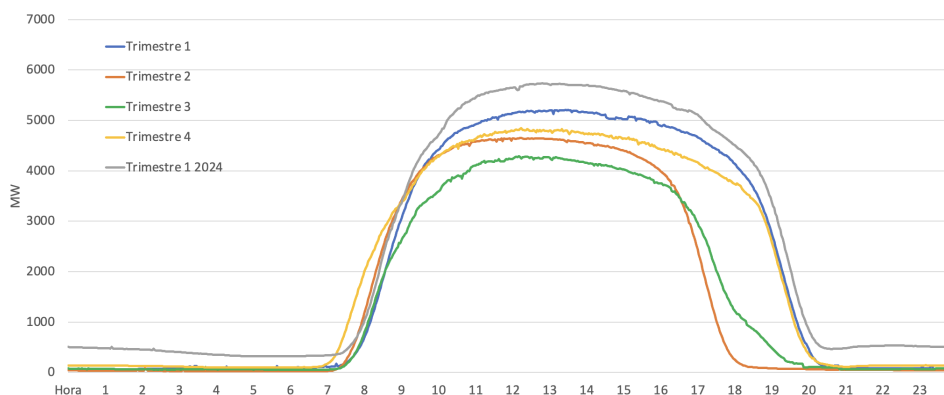


Fig. 3.1: Generación solar por trimestre.

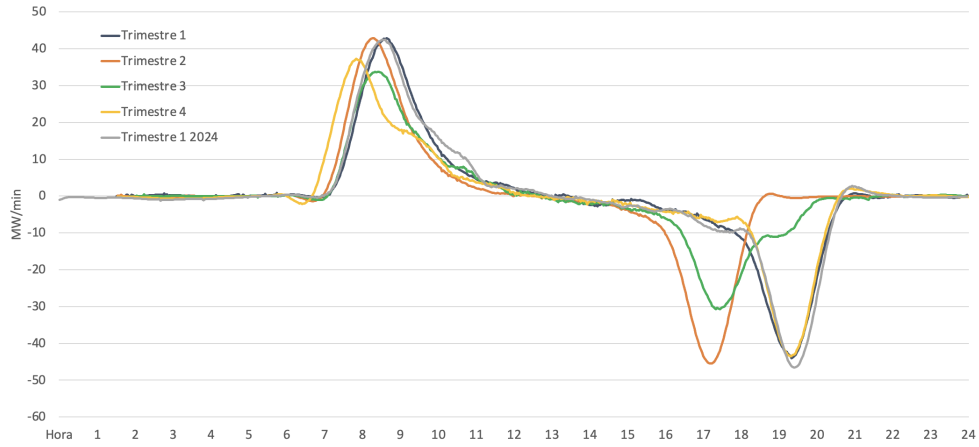


Fig. 3.2: Tasas filtradas de generación solar por trimestre.

## 3.2. Generación termoeléctrica

En cuanto a la generación termoeléctrica, se escogen las unidades y configuraciones de varias centrales de Ciclo Combinado (CC), como Nehuenco 1 y 2, San Isidro 1 y 2, Atacama, Kelar, Topopilla, Mejillones y Nueva Renca. En cuanto a la tecnología de Turbina a Vapor (TV) se tomaron señales de 6 centrales carboneras, mientras que a la tecnología de Turbina a Gas (TG) se tomaron señales de 4 centrales. Se eligen estas debido a que pueden representar al sistema de una manera satisfactoria, de acuerdo a su porcentaje de participación en la generación. Además de esto, se tiene acceso a las señales SITR de estas centrales, mientras que de otras no.

Nuevamente, el procesamiento se basa en sumar la generación de estas centrales y hacer un promedio de la generación en cada minuto del día, durante cada mes. El máximo de esta curva se reescala al máximo de la curva promedio diaria en un mes, con los datos de generación real termoeléctrica del Coordinador. Además de esto, se calculan las tasas como la pendiente de la curva de potencia por minuto. A esta curva se le hizo un ajuste a una curva suave para estimar de mejor manera las tasas máximas y mínimas, sin considerar el ruido de las señales originales. También, se hace este mismo procesamiento, pero para curvas con un horizonte trimestral, es decir, promediar todos los días de un trimestre. Un ejemplo de estas curvas está dado por las siguientes figuras 3.3, 3.4.

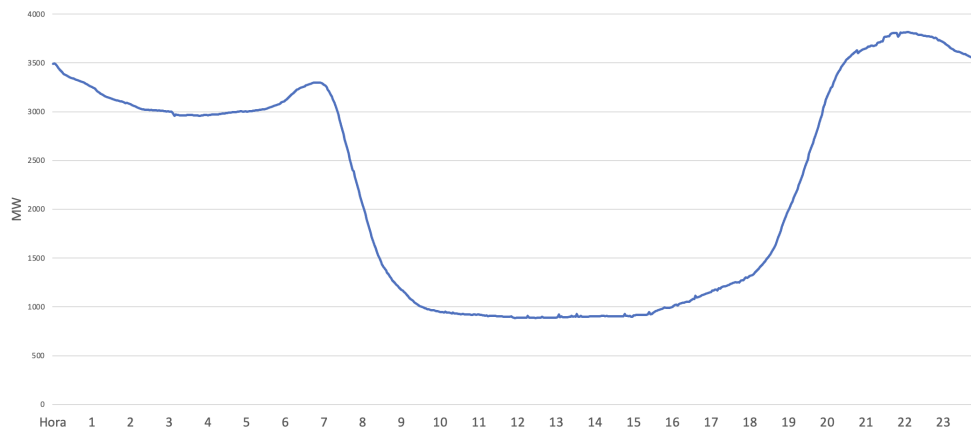


Fig. 3.3: Generación termoeléctrica, trimestre 4 2023.

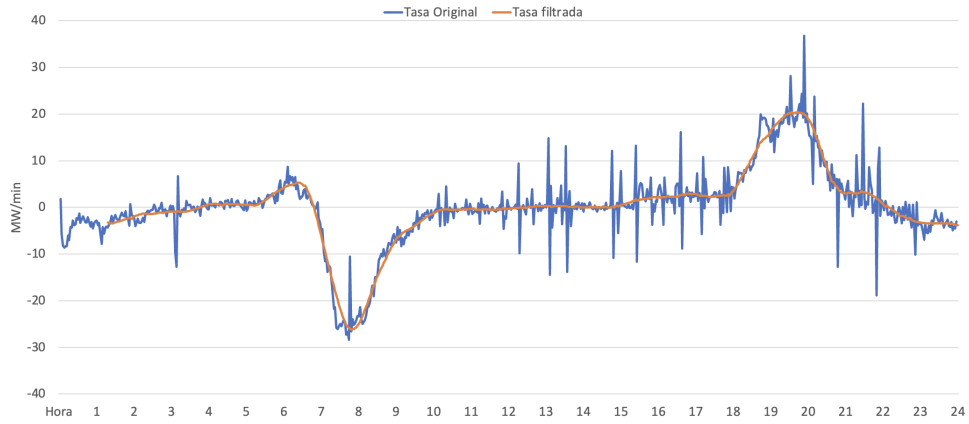


Fig. 3.4: Tasa de generación termoeléctrica, trimestre 4 2023.

Al hacer un análisis por estación, se obtienen las siguientes figuras 3.5 y 3.6, con la generación termoeléctrica característica y su tasa por trimestre.

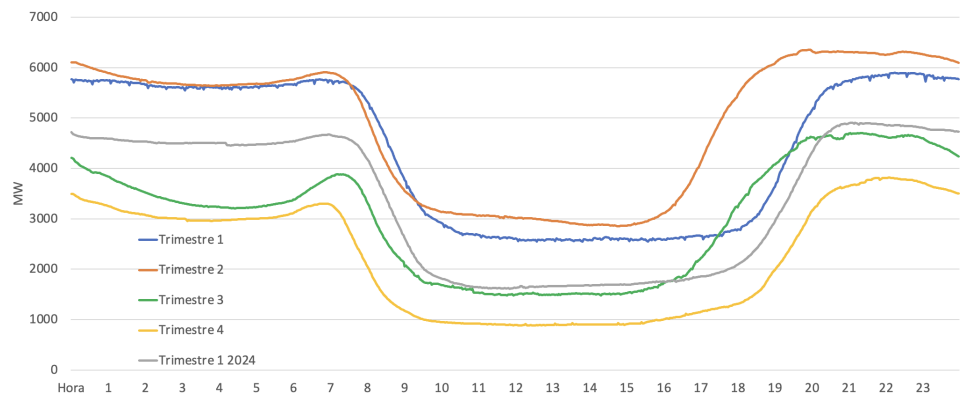


Fig. 3.5: Generación termoeléctrica por trimestre.

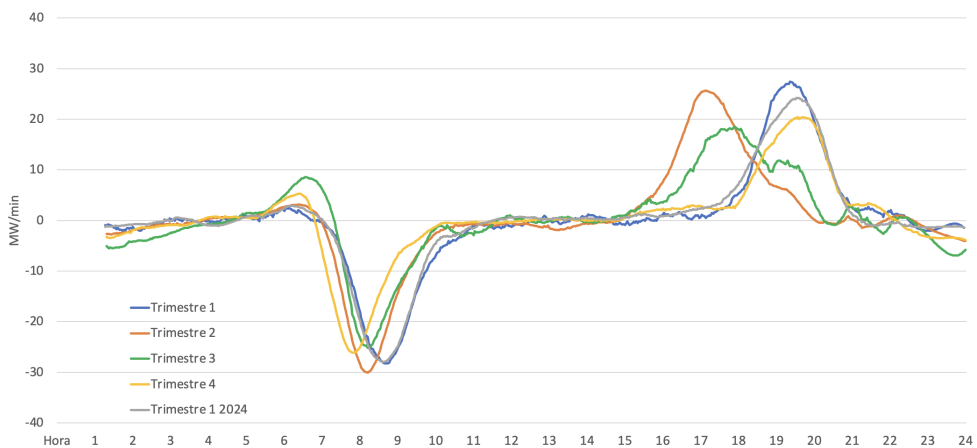


Fig. 3.6: Tasas filtradas de generación termoeléctrica por trimestre.



### 3.3. Generación hidroeléctrica de embalse

En cuanto a la generación hidroeléctrica, se escogen las centrales hidroeléctricas de embalse de Colbún, Rapel, Pehuenche, El Toro, Ralco, Pangué, Antuco, Canutillar y Cipreses. Se eligen estas debido a que pueden representar al sistema de una manera correcta en el sentido del comportamiento de las centrales hidroeléctricas de embalse. A diferencia de las centrales hidroeléctricas de pasada, las curvas de embalse son distintas, debido a las reservas de agua que tienen estas últimas.

Nuevamente, el procesamiento se basa en sumar la generación de estas centrales y hacer un promedio de la generación en cada minuto del día, durante cada mes. El máximo de esta curva, se reescala al máximo de la curva promedio diaria en un mes, con los datos de generación real hidroeléctrica de embalse del Coordinador. Además de esto, se calculan las tasas como la pendiente de la curva de potencia por minuto. A esta curva se le hizo un ajuste a una curva suave para estimar de mejor manera las tasas máximas y mínimas, sin considerar el ruido de las señales originales. También, se hace este mismo procesamiento, pero para curvas con un horizonte trimestral, es decir, promediar todos los días de un trimestre.

Al hacer un análisis por estación, se obtienen las siguientes figuras 3.7 y 3.8, con la generación hidroeléctrica de embalse característica y su tasa por trimestre.

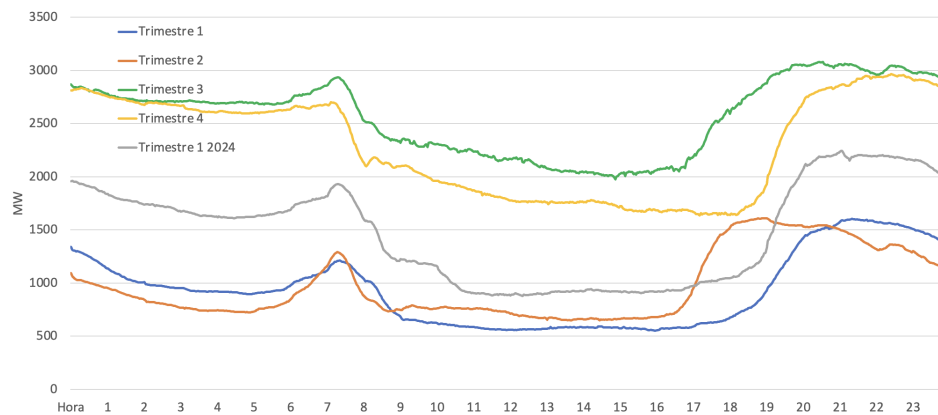


Fig. 3.7: Generación hidroeléctrica de embalse por trimestre.

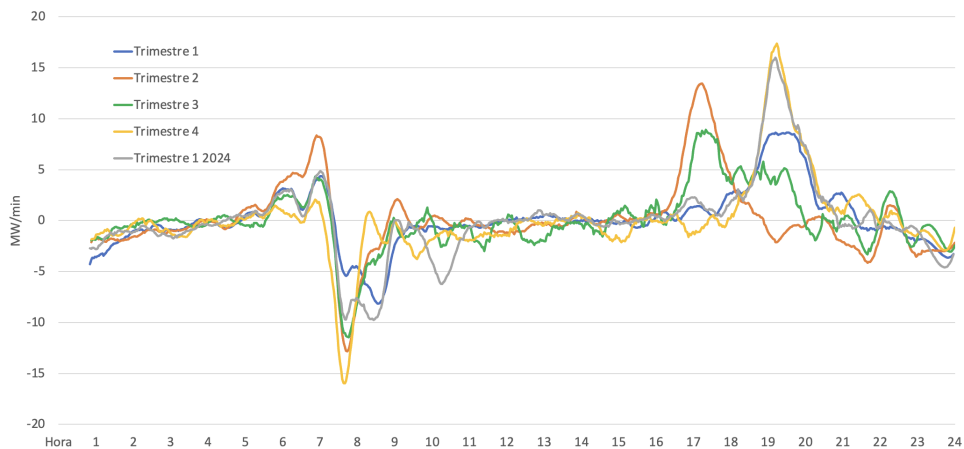


Fig. 3.8: Tasas filtradas de generación hidroeléctrica de embalse por trimestre.

### 3.4. Análisis por tecnología

El objetivo que se debe cumplir es que no exista desbalance de energía entre la generación solar, termoeléctrica e hidroeléctrica. Esto es, que la suma de las tasas termoeléctrica e hidroeléctrica contrarreste la tasa solar. De esta forma, se podría asegurar que no exista sobregeneración ni subgeneración.

A partir de los datos sobre las tasas filtradas, se superponen las tecnologías hidroeléctricas y termoeléctricas, y se comparan con la tecnología solar. A continuación, se presentan las figuras 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13, mostrando los promedios de tasas trimestralmente.

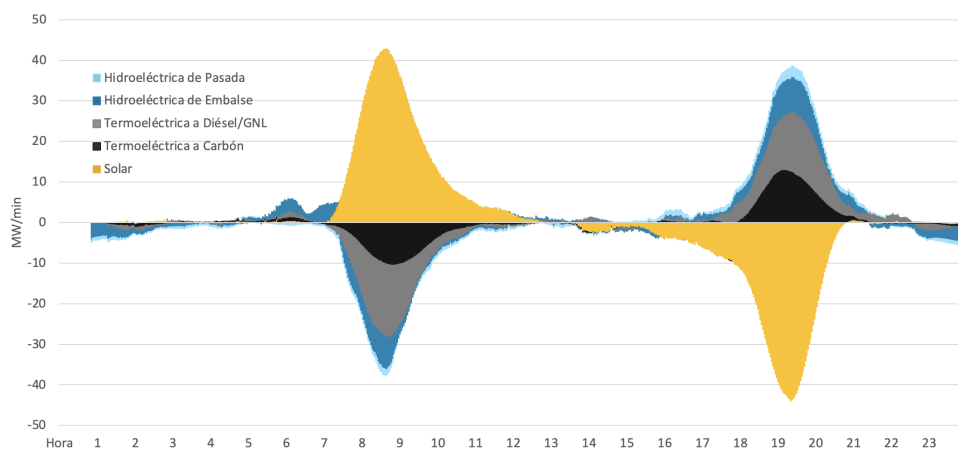


Fig. 3.9: Tasas promedio filtradas trimestre 1 2023.

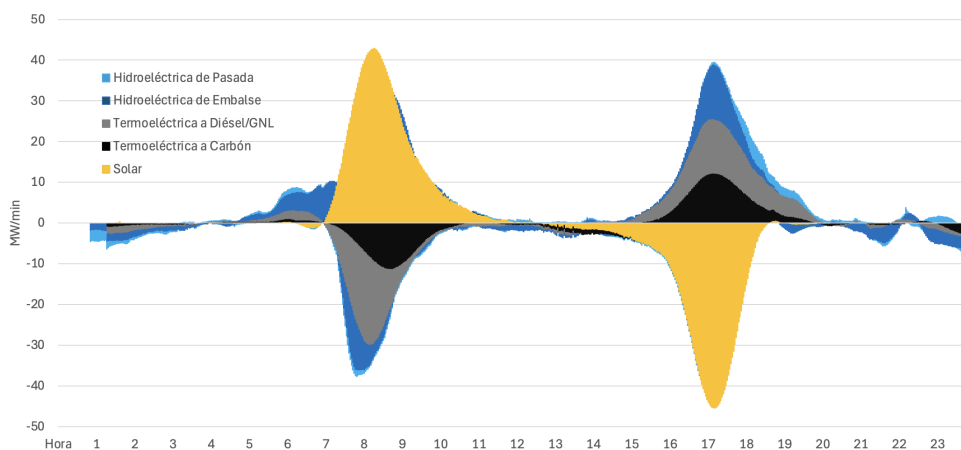


Fig. 3.10: Tasas promedio filtradas trimestre 2 2023.

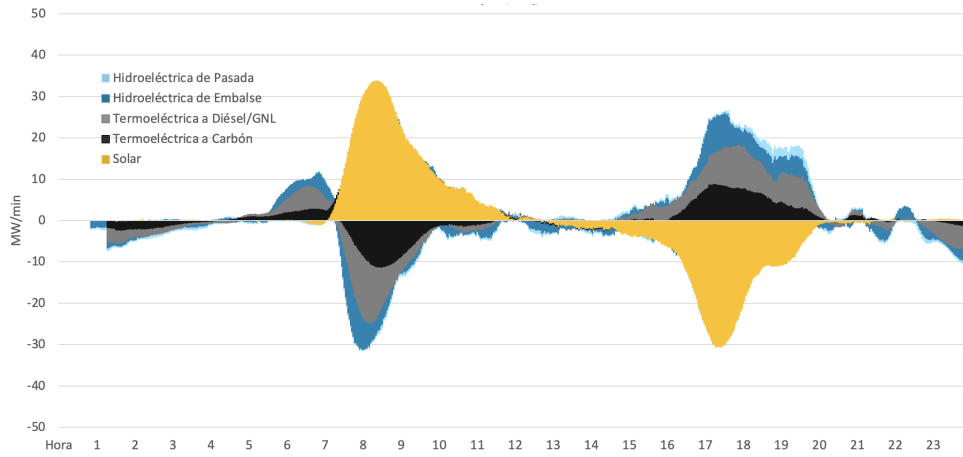


Fig. 3.11: Tasas promedio filtradas trimestre 3 2023.

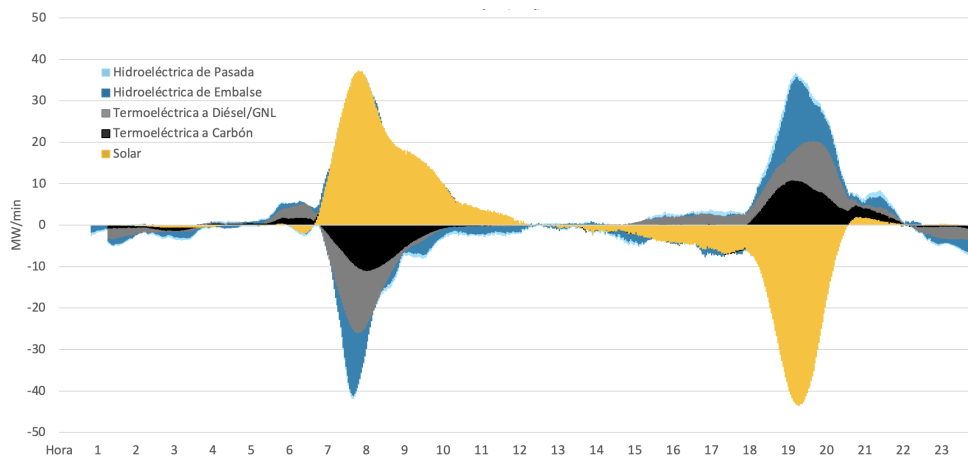


Fig. 3.12: Tasas promedio filtradas trimestre 4 2023.

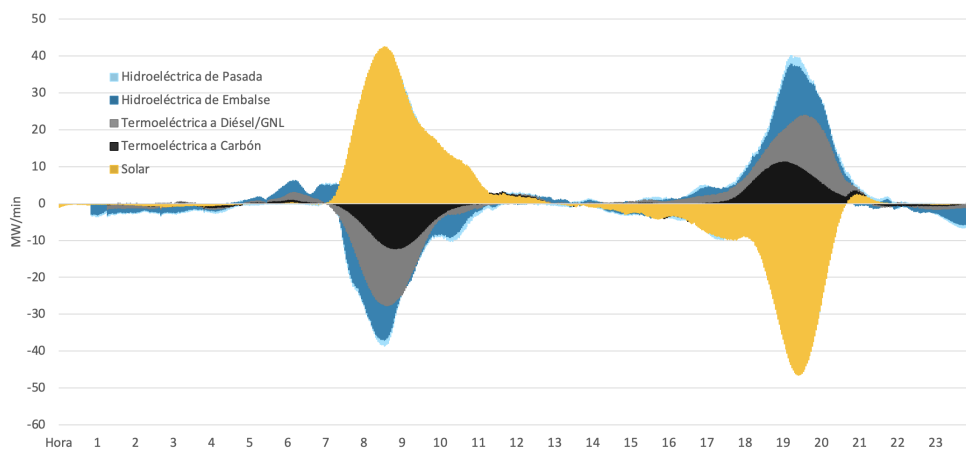


Fig. 3.13: Tasas promedio filtradas trimestre 1 2024.

Analizando las figuras, se puede ver cómo las tasas se marcan claramente en las horas de amanecer y anoecer, que es donde hay un claro intercambio de potencia por tecnología. En ese punto,

se observa que, en los distintos trimestres, la tasa solar supera a la suma de las tasas hidroeléctricas y termoeléctricas.

Para el trimestre 1 2023, la figura 3.9 muestra que la tasa solar en el amanecer alcanza cerca de los 43 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 37 MW/min. En el atardecer en cambio, la tasa solar alcanza cerca de los 44 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 38 MW/min. En este trimestre existen importantes problemas al amanecer y anochecer.

Para el trimestre 2 2023, en cambio, se observa que en la figura 3.10 la tasa solar en el amanecer alcanza cerca de los 43 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 38 MW/min. En el atardecer en cambio, la tasa solar alcanza cerca de los 45 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 39 MW/min. En este trimestre existen importantes problemas al amanecer y anochecer.

En el caso del trimestre 3 2023, la figura 3.11 la tasa solar en el amanecer alcanza cerca de los 34 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 31 MW/min. En el anochecer en cambio, la tasa solar alcanza cerca de los 31 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 26 MW/min. En este trimestre existen importantes problemas al atardecer.

En el caso del trimestre 4 2023, la figura 3.12 muestra que la tasa solar en el amanecer, alcanza cerca de los 37 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 41 MW/min. En el atardecer, en cambio, la tasa solar alcanza cerca de los 43 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 37 MW/min. En este trimestre existen importantes problemas al atardecer.

Finalmente, en el caso del trimestre 1 2024, la figura 3.12 muestra que la tasa solar en el amanecer, alcanza cerca de los 42 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 38 MW/min. En el atardecer en cambio, la tasa solar alcanza cerca de los 46 MW/min, mientras que la suma de las otras está cerca de los 40 MW/min. En este trimestre existen importantes problemas al atardecer.

Una conclusión de este análisis es el bajo aporte de las centrales hidroeléctricas de pasada, en términos de tasas. Esto confirma la hipótesis de que las centrales con costo variable cero, no participan del intercambio de potencia con la generación solar, en las horas de amanecer y anochecer. No obstante, para trabajos futuros se puede considerar el aporte de la demanda y generación eólica, para cuantificar el desbalance con una mayor precisión.

# Capítulo 4

## Análisis Programático

En este capítulo se analizan las diferencias entre los niveles de generación real y programada, las razones que las explican y sus efectos en el sistema. Lo ideal en un sistema es que la generación real se aproxime a la potencia programada, reduciendo al mínimo esta diferencia. Lo anterior, debido a que la programación corresponde a la solución del problema de cooptimización, que determina la operación de las centrales mencionado en los capítulos anteriores. En general, toda generación que se aleje de lo programado, aumentaría los costos de operación del sistema.

Pueden darse una serie de situaciones en las cuales el despacho real puede diferir del programado. Por un lado, puede darse por razones fortuitas, como la indisponibilidad de centrales o congestión de líneas, causadas por fallas en el sistema eléctrico. Por otro lado, también puede darse por errores sistemáticos, como que la programación sea horaria, o por simplificaciones de las restricciones del problema. Esto último se presenta en varias situaciones donde las soluciones planteadas por el programa no son practicables en la vida real. Por ejemplo, que el programa pida encender y apagar centrales en tiempos que no se pueden cumplir.

Dado lo anterior, la programación se utiliza principalmente como referencia no vinculante, en términos de la operación del sistema. De este modo, la programación permite determinar cuánta generación termoeléctrica va a ser utilizada y así estimar los montos de combustible necesarios para la operación; cuánta generación solar y eólica se prevé según sus pronósticos, y también estimar las reservas hídricas necesarias. Sin embargo, la programación no permite planificar el detalle de la operación real del sistema en su totalidad.

En los puntos siguientes se abordarán en detalle 2 tipos de errores sistemáticos: primero, aquellos derivados de una programación basada en la solución de un problema que utiliza intervalos discretos de tiempo de 1 hora, en un contexto en el cual existe gran intercambio entre fuentes de generación a lo largo del día; y segundo, aquellos que se originan por no utilizar las tasas correspondientes a las distintas tecnologías. En este capítulo se mostrará un análisis de ambos fenómenos.

### 4.1. Errores por discretización horaria

Discretizar el programa es algo inevitable, pues para operar el sistema se deben definir períodos e intervalos marcados donde los operadores de las centrales deben modificar las potencias que generan. Esta discretización abre la posibilidad de que existan desbalances intrahorarios, que se vuelven importantes ante el gran intercambio de generación que hay en el amanecer y anochecer,

acrecentado por la gran penetración de energía solar.

A continuación, se muestra el análisis sobre cuánta es la potencia programada diaria promedio por mes, para las distintas tecnologías. Esta se compara con la generación horaria real promedio con datos del Coordinador, y también con las curvas de generación real expuestas en el Capítulo 3, a partir de señales SITR cada 2 minutos.

#### 4.1.1. Programa solar

El Coordinador ha expresado en diversas ocasiones, que el recurso solar es aprovechado en su máxima capacidad. Esto significa que el programa solar sigue la curva de generación solar característica, amplificada por su potencia máxima disponible.

A continuación, se muestra la comparación de la potencia programada, la potencia real cada 2 minutos y la generación horaria real promedio del Coordinador. En las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 se ven estas comparaciones para los meses de enero, mayo, septiembre de 2023, y enero de 2024, respectivamente.

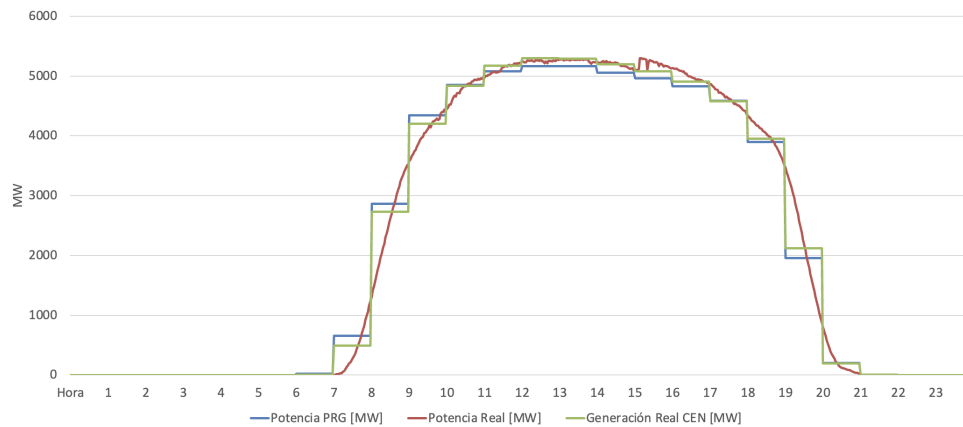


Fig. 4.1: Programa solar, enero 2023.

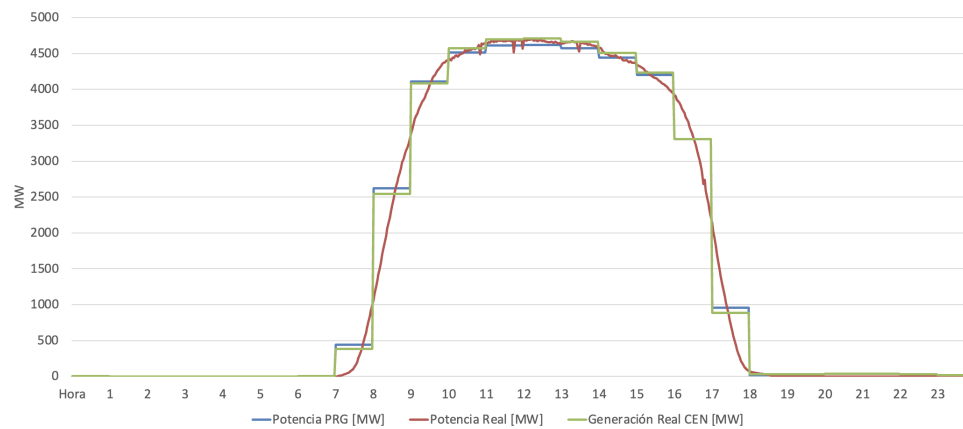


Fig. 4.2: Programa Solar, mayo 2023.

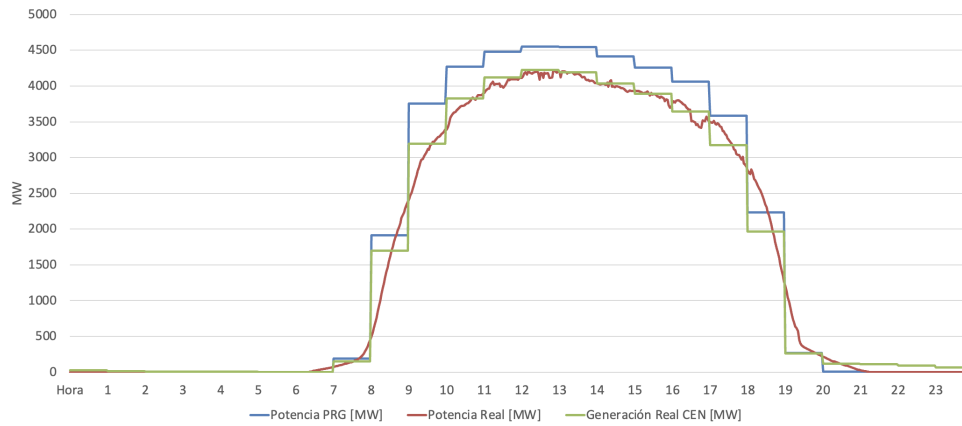


Fig. 4.3: Programa solar, sept. 2023.

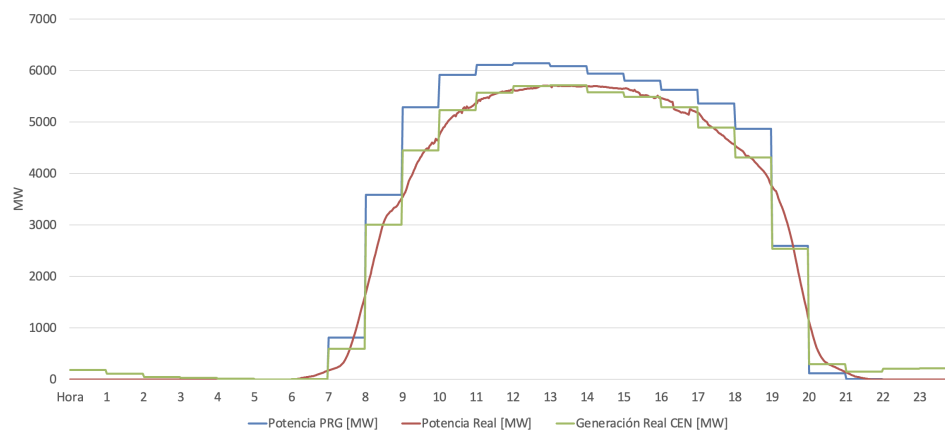


Fig. 4.4: Programa solar, enero 2024.

Dado lo observado en las figuras anteriores, es posible analizar cómo se relaciona la generación horaria real promedio del Coordinador, respecto a la potencia programada. Como se puede ver en la figura 4.1, en el mes de enero 2023 existe una leve subgeneración durante el amanecer, de la generación real respecto de la potencia programada. Durante el día y el anochecer se presencia una leve sobregeneración. En la figura 4.2, en el mes de mayo 2023 existe una leve subgeneración durante el amanecer y anochecer, mientras que durante el día se presencia una leve sobregeneración. En la figura 4.3, en el mes de septiembre 2023 existe una importante subgeneración durante todo el día. Finalmente, en la figura 4.4, en el mes de enero 2024 existe una importante subgeneración durante todo el día.

El error cuadrático medio (RMS) de la curva de potencia de señales SITR, respecto de la potencia programada, es una medida importante. Esto debido a que estima un error promedio, utilizado muchas veces cuando las desviaciones pueden ser negativas (subgeneración) y positivas (sobregeneración) a la vez. En la tabla 4.1 se puede ver el resumen de error RMS, máxima sobregeneración y máxima subgeneración.

Mes	Error RMS [MW]	Máxima sobregeneración [MW]	Máxima subgeneración [MW]
Enero 2023	10,61	1.516,04	1.543,88
Febrero 2023	9,58	1.435,64	1.290,48
Marzo 2023	11,58	1.040,91	1.476,82
Abril 2023	9,75	1.369,61	1.354,46
Mayo 2023	9,41	1.175,63	1.553,04
Junio 2023	9,40	1.139,30	1.498,41
Julio 2023	11,03	1.522,85	1.536,02
Agosto 2023	13,24	1.173,43	1.508,37
Septiembre 2023	13,32	930,02	1.416,04
Octubre 2023	12,88	1.295,47	1.520,93
Noviembre 2023	18,59	1.421,35	1.502,04
Diciembre 2023	18,32	1.293,78	1.817,24
Enero 2024	17,98	1.150,16	1.904,88
Febrero 2024	19,53	1.506,14	1.761,86
Marzo 2024	16,92	1.805,46	1.787,56

Tabla 4.1: Medidas de error de programación para generación solar.

En esta tabla resumen, se puede observar que el menor error RMS es de 9,40 MW en junio de 2023, mientras que el programa de febrero de 2024 alcanza su mayor error de 19,53 MW. En cuanto a la máxima sobregeneración, se alcanza un error de 1.805,46 MW en marzo de 2024, mientras que la máxima subgeneración es de 1.904,88 MW en enero de 2024. Estos errores de máxima sobregeneración y máxima subgeneración son muy altos. Además de esto, se presencia un claro aumento de los errores del programa desde noviembre de 2023 hasta marzo de 2024.

Es importante considerar que el cálculo de estos errores es a partir de la generación real cada 2 minutos y la programación horaria. Efectivamente, se logra observar en los errores el efecto de la discretización horaria, pero también existen implícitamente otros efectos, como el error de pronóstico. Para extraer sólo el efecto de la discretización horaria, se presentan los mismos errores, pero calculándolos a partir de la generación real cada 2 minutos y la generación real promedio horaria, donde estos se considerarían como una cota inferior a los errores reales. La razón de esto último, es que la generación real promedio horaria representa una programación perfecta, lo que no es posible llevar a cabo en la realidad. En la tabla 4.2 se puede ver el resumen de error RMS, máxima sobregeneración y máxima subgeneración, con el nuevo cálculo.



Mes	Error RMS [MW]	Máxima sobregeneración [MW]	Máxima subgeneración [MW]
Enero 2023	9.63	1415.29	1347.91
Febrero 2023	9.52	1231.17	1385.29
Marzo 2023	9.74	1160.61	1244.34
Abril 2023	9.82	1403.83	1368.50
Mayo 2023	9.21	1474.45	1247.18
Junio 2023	8.89	1472.30	1161.41
Julio 2023	9.91	1520.14	1454.65
Agosto 2023	8.87	1267.08	1172.39
Septiembre 2023	7.96	1199.93	940.34
Octubre 2023	8.46	1086.63	1280.15
Noviembre 2023	9.98	964.38	1384.76
Diciembre 2023	9.55	1301.62	1306.85
Enero 2024	10.18	1318.71	1207.64
Febrero 2024	11.08	1272.38	1727.40
Marzo 2024	12.16	1004.25	2024.42

Tabla 4.2: Medidas de error de generación solar por discretización horaria.

En esta tabla se pueden observar valores menores a los de la tabla 4.1, sin embargo se siguen observando las mismas escalas de magnitud. De esta forma, la conclusión sigue siendo que los errores están en una escala demasiado alta para el sistema.

#### 4.1.2. Programa termoeléctrico

Respecto a la generación termoeléctrica, se utilizan las mismas señales SITR del Capítulo 3, con las que se recrean las curvas promedio trimestrales de generación real.

A continuación, se muestra la comparación de la potencia programada, la potencia real cada 2 minutos y la generación horaria real promedio del Coordinador. En las figuras 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8 se ven estas comparaciones para el mes de enero, mayo, septiembre de 2023, y enero de 2024, respectivamente.

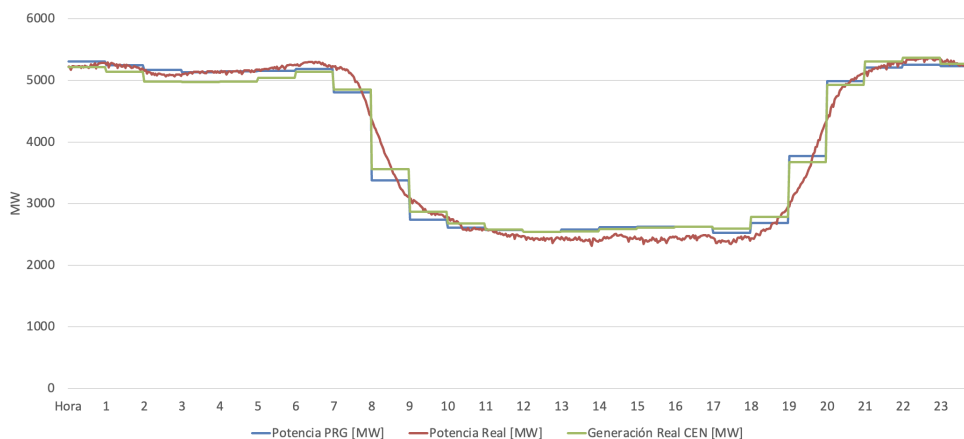


Fig. 4.5: Programa termoeléctrico, enero 2023.

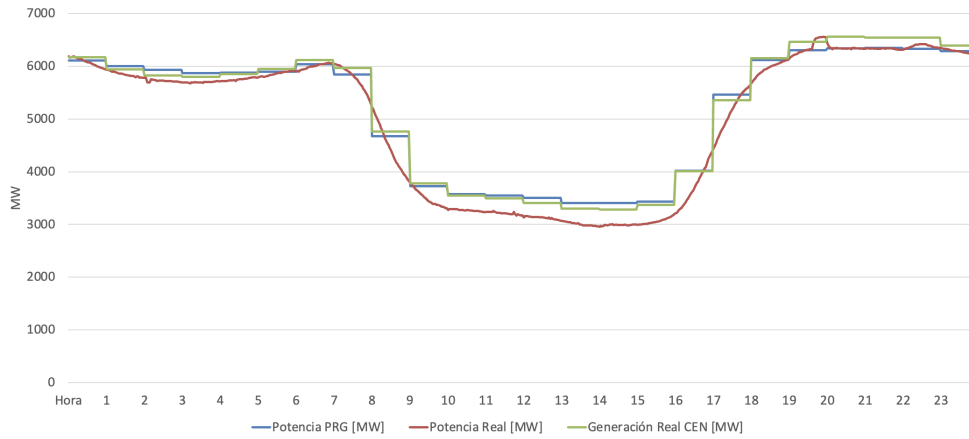


Fig. 4.6: Programa termoeléctrico, mayo 2023.

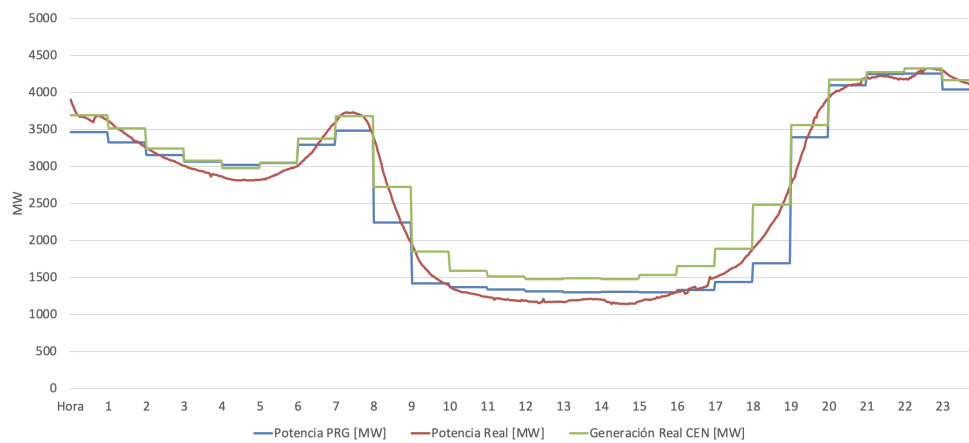


Fig. 4.7: Programa termoeléctrico, septiembre 2023.

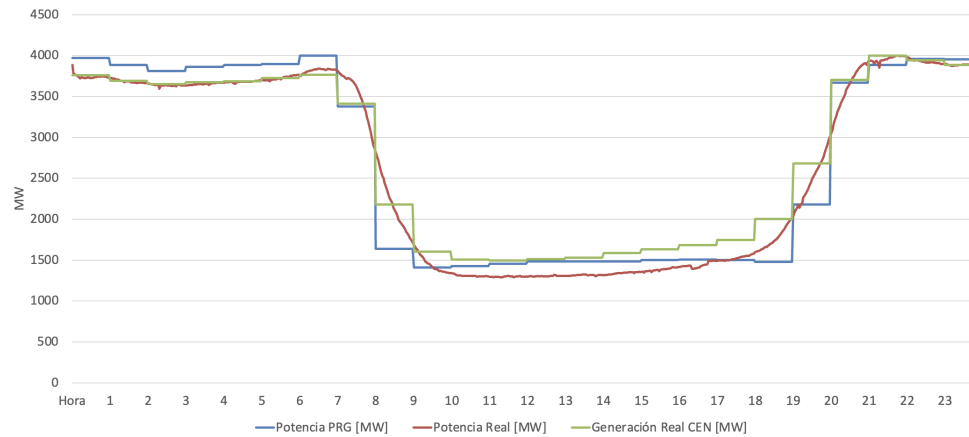


Fig. 4.8: Programa termoeléctrico, enero 2024.

Como se puede observar en la figura 4.5, en el mes de enero 2023 existe una leve subgeneración durante el amanecer y anochecer, de la generación real respecto de la potencia programada. Durante el día se presencia una leve sobregeneración. En la figura 4.6, en el mes de mayo 2023 existe una

leve subgeneración durante el amanecer, mientras que durante el día y el anochecer se presencia una leve sobregeneración. En la figura 4.7, en el mes de septiembre 2023 existe una importante sobregeneración durante todo el día. Finalmente, en la figura 4.8, en el mes de enero 2024 existe una importante subgeneración durante el amanecer, y una importante sobregeneración durante el día.

A continuación, en la tabla 4.3 se puede ver el resumen de error RMS, máxima sobregeneración y máxima subgeneración.

Mes	Error RMS [MW]	Máxima sobregeneración [MW]	Máxima subgeneración [MW]
Enero 2023	7,05	981,77	826,20
Febrero 2023	10,51	943,02	1.065,70
Marzo 2023	11,26	1.001,66	1.259,55
Abril 2023	11,77	431,15	1.145,99
Mayo 2023	10,39	551,42	1.020,87
Junio 2023	11,31	573,94	1.257,96
Julio 2023	11,58	810,66	1.091,60
Agosto 2023	7,39	837,59	650,44
Septiembre 2023	8,58	1.132,30	628,98
Octubre 2023	8,73	1.115,17	540,89
Noviembre 2023	8,65	868,27	486,49
Diciembre 2023	9,05	1.003,92	558,53
Enero 2024	8,60	1.178,19	617,74
Febrero 2024	10,82	1.394,54	711,35
Marzo 2024	11,77	1.240,98	1.061,63

Tabla 4.3: Medidas de error de programación para generación termoeléctrica.

En esta tabla resumen, se puede observar que el menor error RMS es de 7,39 MW en junio de 2023, mientras que los programas de abril de 2023 y de marzo de 2024, alcanzan su mayor error de 11,77 MW. En cuanto a la máxima sobregeneración, se alcanza un error de 1.394,54 MW en febrero de 2024, mientras que la máxima subgeneración es de 1.259,55 MW en marzo de 2023. Se observa que los valores máximos de sobregeneración y subgeneración son altos.

### 4.1.3. Programa hidroeléctrico

Respecto a la generación hidroeléctrica, se utilizan las mismas señales SITR del Capítulo 3, con las que se recrean las curvas promedio trimestrales de generación real.

A continuación, se muestra la comparación de la potencia programada, la potencia real cada 2 minutos y la generación horaria real promedio del Coordinador. En las figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 se ven estas comparaciones para el mes de enero, mayo, septiembre 2023 y enero de 2024, respectivamente.

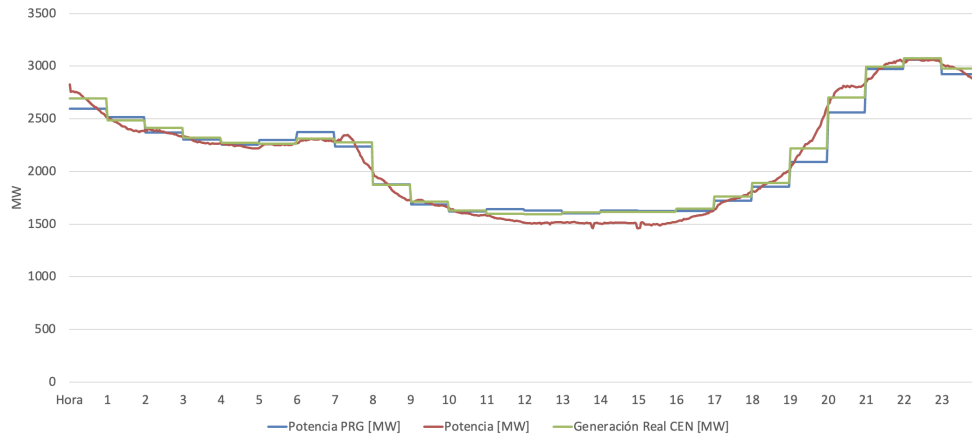


Fig. 4.9: Programa hidroeléctrico, enero 2023.

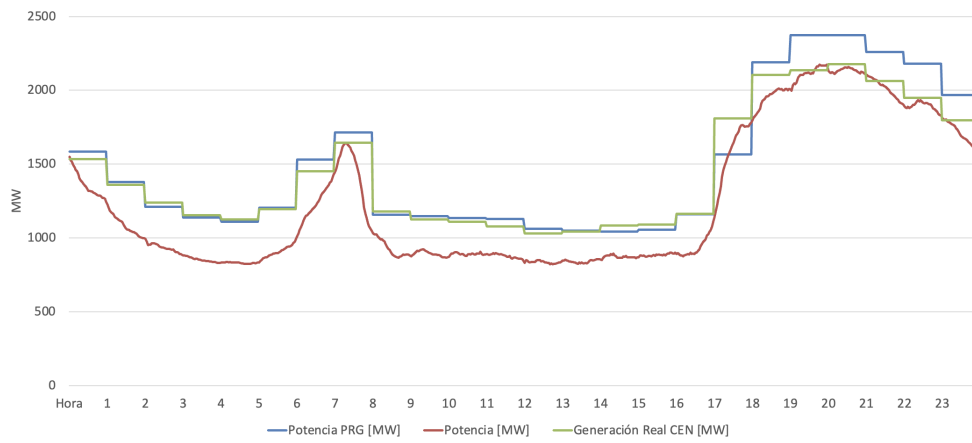


Fig. 4.10: Programa hidroeléctrico, mayo 2023.

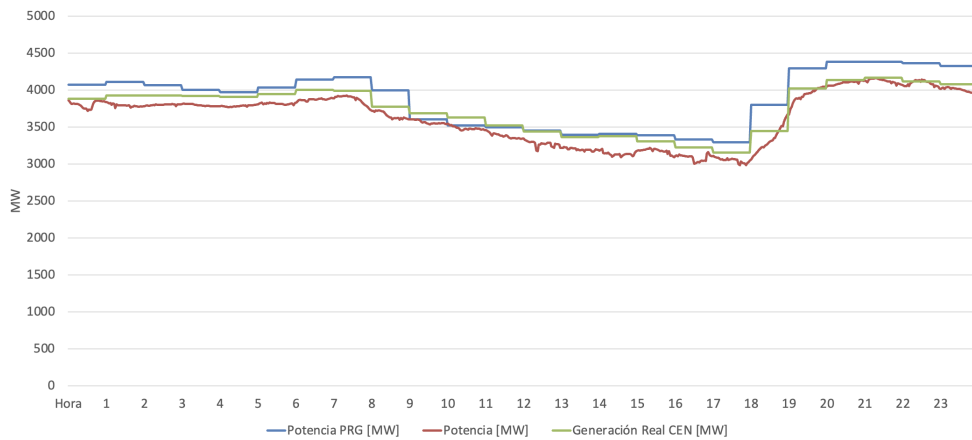


Fig. 4.11: Programa hidroeléctrico, septiembre 2023.

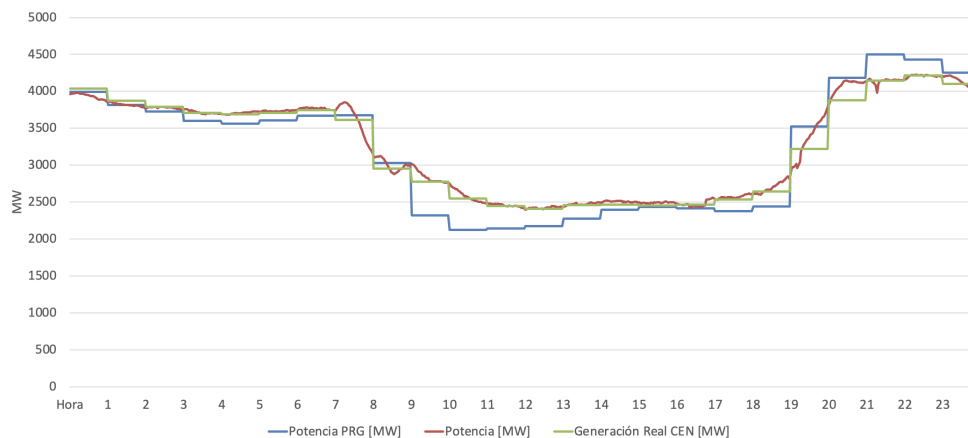


Fig. 4.12: Programa hidroeléctrico, enero 2024.

Como se puede observar en la figura 4.9, en el mes de enero 2023 existe una leve sobregeneración respecto de la potencia programada, durante el anochecer. En la figura 4.6, en el mes de mayo 2023 existe una leve subgeneración durante el amanecer y anochecer. En la figura 4.7, en el mes de septiembre 2023 existe una subgeneración durante todo el día. Finalmente, en la figura 4.8, en el mes de enero 2024 existe una importante sobregeneración durante el amanecer y el día, mientras que se observa una subgeneración en el anochecer.

A continuación, en la tabla 4.4 se puede ver el resumen de error RMS, máxima sobregeneración y máxima subgeneración.

Mes	Error RMS [MW]	Máxima sobregeneración [MW]	Máxima subgeneración [MW]
Enero 2023	3,80	518,94	216,87
Febrero 2023	6,47	527,62	325,10
Marzo 2023	6,65	372,65	406,54
Abril 2023	7,54	159,34	486,27
Mayo 2023	9,64	214,82	669,14
Junio 2023	8,98	210,35	531,35
Julio 2023	10,97	14,37	882,98
Agosto 2023	10,17	0	866,00
Septiembre 2023	9,97	25,08	743,66
Octubre 2023	11,77	242,25	967,81
Noviembre 2023	9,37	491,97	906,67
Diciembre 2023	7,76	441,57	1.068,11
Enero 2024	8,63	698,31	605,49
Febrero 2024	8,12	468,27	447,97
Marzo 2024	8,59	328,46	538,71

Tabla 4.4: Medidas de error de programación para generación hidroeléctrica.

En esta tabla resumen, se puede ver que el menor error RMS es de 3,80 MW en enero de 2023, mientras que los programas de abril de 2023 y de marzo de 2024, alcanzan su mayor error de 10,97 MW. En cuanto a la máxima sobregeneración, se alcanza un error de 698,31 MW en febrero de 2024, mientras que la máxima subgeneración es de 1.068,11 MW en diciembre de 2023.

#### **4.1.4. Síntesis y recomendaciones**

Al comparar los resúmenes de errores para la generación solar, hidroeléctrica y termoeléctrica, se observa que los errores asociados a la primera son mayores. Esto debido a que la rampa solar es muy marcada, y de esa forma se alcanzan mayores errores acumulados en todos los apartados. Tanto en la generación termoeléctrica como en la hidroeléctrica, se observan valores menores, de acuerdo a los niveles de penetración de las tecnologías respectivas.

Se observa que los valores de los errores asociados al programa horario son muy altos. Para afirmar esto, se tiene que considerar que las máximas reservas de CF totales son cercanas a 1.000 MW. Esto muestra que, si hay un error de balance entre tecnologías, este error está amplificado por la potencia involucrada en el intercambio de generación. Estas posibles situaciones de fallo en la programación, pueden tener como referencia la magnitud de los errores de programación ya presentados.

Al hacer un análisis de los errores entre la generación real promedio horaria y la generación real SITR cada 2 minutos, se puede observar que estos siguen siendo de la magnitud de los presentados anteriormente. Es interesante obtener este resultado, ya que estos nuevos errores representan una cota inferior, al considerar que la generación real promedio horaria se comportaría como una programación perfecta.

Finalmente, el análisis de este capítulo muestra que en la situación actual del sistema, tener una programación horaria ya no es sostenible, y es necesario evaluar la posibilidad de modificar el programa a uno con un intervalo de tiempo menor. De esa forma los resúmenes de error debiesen reducirse considerablemente.

## **4.2. Errores por simplificación de rampas**

Al existir un problema de rampas o tasas, con las que las distintas tecnologías deben hacer el intercambio en el amanecer y anochecer, se plantea la hipótesis de que existe un error de programación de acuerdo a las tasas de toma y reducción de carga de las centrales. Esta tasa es la velocidad con la que las centrales pueden aumentar o disminuir su potencia.

Las centrales solares y eólicas tienen inversores que, mediante electrónica de potencia, permiten alcanzar tasas de toma y reducción de carga muy altas, por sobre los 40 MW/min, pero con la posibilidad de ser manipulable por la central. Las centrales hidroeléctricas también tienen la característica de ser rápidas, manteniendo un valor cercano a los 20 MW/min, pero sin la posibilidad de manipular la tasa en la operación real. Por otro lado, el valor de la tasa de las termoeléctricas no es manipulable, debido a diversos factores intrínsecos a los procesos termodinámicos que ocurren. Además, dependen del tipo de combustible y turbina que usen.

Por ejemplo, las centrales con turbina a gas (TG) tienen una tasa cercana a 10 MW/min, las de ciclo combinado (CC) tienen una tasa entre 6 y 9 MW/min, mientras que las centrales con turbina a vapor (TV) tienen una tasa cercana a 2 MW/min. Teniendo en cuenta que las instrucciones de operación actualmente son horarias, tener una tasa de 2 MW/min o incluso menos, restringe la operación de este tipo de centrales. En particular, las centrales carboneras grandes que son termoeléctricas TV, no pueden efectuar un cambio mayor a 120 MW en una hora. Actualmente, las

centrales a carbón más grandes que se encuentran operando son Santa María, IEM, Campiche, Angamos, Cochrane y Nuevas Ventanas.

La programación actual del sistema no considera las tasas intrínsecas de las centrales, creando situaciones donde la programación de las centrales no puede llevarse a la realidad.

#### 4.2.1. Ejemplo: Santa María

Santa María es una central termoeléctrica carbonera, de propiedad de COLBUN S.A. De acuerdo a la información técnica del Coordinador [26], su potencia máxima bruta es 374 MW, y su mínimo técnico es 178 MW. Además de esto, la tasa de toma y reducción de carga de esta central corresponde a 1,5 MW/min. Esto significa que, para pasar de potencia máxima a potencia mínima, o al revés, se necesitan alrededor de 2 horas. Actualmente, se han observado varias situaciones irreales donde el programa diario indica que la central Santa María, debe pasar de potencia máxima a mínima en una hora, siendo que esto no puede ocurrir. A continuación, en la figura 4.13 se muestra la situación de Santa María desde el 1 al 2 de febrero de 2023. En esta se hace la comparación de la potencia programada y la generación real, informadas por el coordinador.

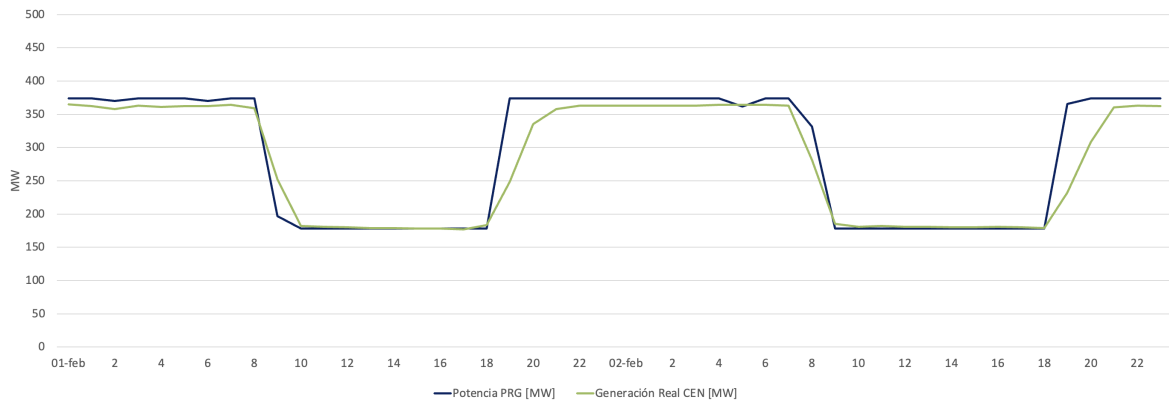


Fig. 4.13: Programa y generación real de Santa María, 1 a 2 de febrero de 2023.

En esta figura se observa que, tanto en amanecer como en anochecer, el programa pide pasar de potencia máxima (374 MW) a potencia mínima (178 MW) en 1 hora. Sin embargo, se sabe que esto no es factible, puesto que la generación real de la central toma 2 horas en bajar al amanecer, e incluso 3 horas en subir al anochecer. Esta problemática se puede observar durante el año en muchas centrales, principalmente termoeléctricas a carbón. Este error provoca un desbalance de generación, donde se muestra que este tipo de centrales no aporta la cantidad suficiente en el balance de tasas, revisado en el capítulo 3.

# Capítulo 5

## Propuestas de Solución

Como objetivo se plantea presentar varias soluciones a la problemática de inestabilidad de frecuencia. Estas están principalmente enfocadas en:

1. Nueva estrategia de programa diario
  - Programa cada 15 minutos
  - Programa horario con restricción de tasas
  - Programa cada 15 minutos con restricción de tasas
2. Propuestas basadas en SSCC
  - Nuevo SC: Control de Rampa Solar
  - Determinación de Reservas de Control de Frecuencia
  - Participación de centrales ERV en Control de Frecuencia

La primera propuesta tiene repercusiones a nivel programático. A partir de simulaciones en el programa PLEXOS, se obtienen conclusiones sobre cómo esta propuesta podría mitigar el problema de estabilidad, en su componente de error sistemático.

En cuanto a la segunda propuesta, basada en SSCC, se espera que al mejorar el desempeño del CF en general, se cumplan los estándares de frecuencia de mejor manera. Sin embargo, por razones de la disponibilidad de recursos y de formas de comprobación de resultados, no se desarrollan en profundidad. Cabe señalar que, estas propuestas son complementarias y no excluyentes a las soluciones programáticas. Se estima que puedan servir como antecedentes de futuros estudios.

La estrategia de programa diario tiene como objetivo reducir la problemática de estabilidad de frecuencia modificando el mercado mayorista (energía), mientras que las propuestas complementarias modifican el mercado minorista (SSCC). La problemática de frecuencia durante las rampas solares es un problema cotidiano y sistemático, por lo que la solución debiese resolverse con el mercado mayorista, disponibilizando el minorista para situaciones fortuitas y aleatorias. Este es el argumento principal para centrarse únicamente en la estrategia de programa diario como solución, sin perder la integridad del desarrollo del trabajo.



## 5.1. Nueva estrategia de programa diario

Como ya se mencionó en los alcances, por temas de recursos se decide explorar esta solución en profundidad. Se utiliza el programa Plexos para realizar proyecciones y simulaciones de la programación de la operación del SEN, que logren mantener el equilibrio del sistema de mejor manera.

Como se explicó en el capítulo 4, el sistema necesita que la generación  $g(t)$  se iguale a la demanda  $d(t)$  en todo momento, como se observa en la siguiente ecuación.

$$g(t) = d(t) \quad \forall t$$

Sin embargo, el problema de optimización actual es horario. Es decir, un problema discreto de 24 restricciones de balance. Esto se representa por la siguiente ecuación.

$$g_k = d_k \quad k = 1, 2, \dots, 24$$

Por lo comentado en el capítulo 4 y en las secciones anteriores del capítulo 5, se evidencia que existe un problema intrahorario, por lo que se necesita modificar el problema de optimización para que la solución óptima mejore la estabilidad intrahoraria del sistema. Para esto se proponen las siguientes modificaciones del programa.

### 5.1.1. Programa cada 15 minutos

Una posible mejora es hacer un programa cada 15 minutos, es decir, incrementar su resolución. Esto aumenta las restricciones de balance de generación-demanda al cuádruple, donde cada  $k$  recorre 15 minutos. Esto se representa por la siguiente ecuación.

$$g_k = d_k \quad k = 1, 2, \dots, 96$$

La ventaja de esto es reducir el desbalance de generación-demanda intrahoraria, gracias a la disminución del intervalo de tiempo a un cuarto. Por ejemplo, si se experimenta un desbalance constante entre las tasas de generación y demanda, disminuir el intervalo de tiempo a un cuarto podría llevar a una reducción del desbalance de generación-demanda hasta en un cuarto.

Este cambio programático es fácil de entender, puesto que no cambia el problema de optimización en la perspectiva de modificar su topología, sino que solo aumenta la resolución de un problema que ya converge, entregando soluciones óptimas a puntos intermedios.

Este enfoque no permite hacer ningún análisis sobre las tasas, por lo que nuevamente se experimentará el problema de estabilidad actual, aunque en este caso el error acumulado será menor, pues el tiempo que permite este error se reduce considerablemente.

Cabe destacar, que se produce un trade-off entre la carga computacional del sistema (pues se agregan 72 restricciones nuevas) y un sistema mucho más estable, que es el objetivo de este trabajo.

### **5.1.2. Programa horario con restricción de tasas**

Otra posible mejora es incorporar a la programación las tasas intrínsecas correspondientes a cada una de las tecnologías.

De este modo, en la medida que se incorporen una mayor cantidad de tasas de las centrales en el programa, las situaciones de desbalance que provoquen inestabilidad de frecuencia serán cada vez más acotadas.

No obstante, de todas formas esta medida podría continuar presentando ciertos inconvenientes respecto al balance intrahorario, debido a las siguientes razones:

- Las tasas de toma de carga no son constantes, por lo que restringir la tasa de subida y bajada máxima de una central, no implica que haya un balance intrahorario. A pesar de esto, se sabe que la tasa de toma de carga de las máquinas sincrónicas tiene un comportamiento cercano a lo constante, por lo que podría ser una buena aproximación para ellas. No así para las centrales renovables, por ejemplo, pues su tasa de generación está dado por la disponibilidad de su recurso, y no por su tasa y toma de reducción de carga. Una central solar en el amanecer y anochecer, tiene una tasa dada por la pendiente de la curva de generación característica, que está directamente relacionada con la función de radiación recibida por los paneles.
- Las centrales pueden alcanzar sus valores mínimos o máximos de despacho en algún instante intrahorario. Cuando eso ocurre, la tasa de esa central pasará a ser cero, provocando nuevamente un desbalance de tasas intrahorario. Esto es algo común, puesto que cada vez que se quiere cambiar el despacho de una central, hay un transiente que deje la tasa en cero, y lo más probable es que ocurra en los instantes intrahorarios.

A pesar de estas razones, se cree que los desbalances intrahorarios que se van a experimentar serán mucho menores. Esto debido a que muchas de las centrales carboneras pueden seguir generando como lo hacen actualmente, pero son otras centrales las que deben reducir de manera más rápida su potencia, y de esa forma cubrir el balance de tasas. La otra situación que se puede presentar, es que debido a la baja tasa de toma y reducción de carga de las centrales carboneras, estas son menos seleccionadas para el despacho, ya que no cuentan con las características necesarias para mantener la estabilidad durante el amanecer y el anochecer.

Cabe destacar, que se produce nuevamente un trade-off entre la carga computacional del sistema y un sistema mucho más estable, que es el objetivo de este trabajo. Esto debido a que se agregarían propiedades y restricciones nuevas a las unidades del sistema.

### **5.1.3. Programa cada 15 minutos con restricción de tasas**

Este último programa consiste en una combinación de las modificaciones de los programas anteriores, manteniendo las ventajas de cada uno por separado, y aumentando la importancia de éstas en conjunto. Esto a costa de una carga computacional mucho mayor. De hecho, se puede suponer que la propuesta de restricción de tasas tendrá un efecto más significativo ante una mayor granularidad. Esto último se puede entender debido a que la probabilidad de que las centrales alcancen sus despachos en los momentos intrahorarios disminuirá, pues alcanzar el despacho a los 15 minutos, será más común que alcanzarlo en 1 hora. De esta forma, la estabilidad de frecuencia mejoraría, pues se lograría mantener un mucho mejor balance de generación.

## 5.2. Propuestas basadas en SSCC

A continuación, se presentan tres propuestas que se añaden complementariamente a la nueva propuesta de programación diaria. Estas vendrían a mejorar el desempeño actual de los SSCC de CF mediante un cambio normativo de un nuevo SC, un análisis sistémico del “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, y el involucramiento de las centrales ERV en el CF.

### 5.2.1. Nuevo SC: Control de Rampa Solar

El equipo de trabajo de COLBUN S.A. participó en las propuestas de mejora de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), este año 2024. La propuesta corresponde a una solución normativa innovadora: la implementación de un nuevo Servicio Complementario de Control de Frecuencia, diseñado específicamente para abordar los desafíos que se manifiestan en las horas críticas de amanecer y anochecer. Este servicio, al que denominaremos “Control de Rampa Solar” (CRS), está estructurado en dos componentes distintivas: el “Control de Rampa Solar de subida” (CRS+) y el “Control de Rampa Solar de bajada” (CRS-). Su función principal es la gestión de una reserva de potencia controlada, configurada en forma de rampa, con el objetivo de mantener niveles de generación más estables durante las fases críticas del ciclo solar.

Se sugiere que la operación del Control de Rampa Solar sea similar al Control Terciario de Frecuencia. Esto debido al antecedente de que el Coordinador está utilizando este servicio para controlar la frecuencia durante las rampas solares. Además, desde un punto de vista normativo, es complejo desarrollar un nuevo SC y utilizar servicios predefinidos puede acelerar el proceso de cambio, el cual es urgente. Con esta medida se lograría descongestionar el uso de las reservas de CF actualmente, y de esta forma el SEN puede estar preparado para un evento de contingencia real.

En esta nueva operación, el Coordinador dará instrucciones al Coordinado en tiempo real, sobre la cantidad de energía que debe ajustarse según la activación del servicio. Cuando se desactive el servicio, el Coordinador informará al Coordinado para que la unidad vuelva a su estado de carga y reserva programada.

Se espera que la asignación de reservas del servicio de Control de Rampa Solar (CRS), en la programación diaria del Coordinador, sea similar al sistema actual de subastas utilizado para el CF. Esto implica considerar los costos de desgaste por tecnología, que los Coordinados deben tener en cuenta al realizar sus ofertas. Se propone mantener el mismo esquema de realización de estas ofertas y su envío, por parte de los Coordinados como en la subasta de SSCC de CF, sin necesidad de cambios normativos en este aspecto. Este método también se aplicaría a la adjudicación del CRS, incluyendo la posibilidad de adjudicación directa por parte del Coordinador bajo las mismas condiciones normadas.

Para determinar la cantidad de reserva disponible para el servicio de CRS, sujeta a oferta por parte de los Coordinados, se sugiere utilizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) [10] realizado semestralmente por el Coordinador. Esto siguiendo la estructura establecida en la NT SSCC [16].

En cuanto a la remuneración del CRS, se propone mantener el mismo esquema que el Control Terciario de Frecuencia (CTF), evaluando las remuneraciones mediante subastas del servicio y considerando los Costos de Recurso Adicional, Retiro de Energía Adicional y Costos de Oportunidad

de centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), según corresponda.

Se propone que el proceso de habilitación y verificación del nuevo Servicio Complementario siga las pautas establecidas en la NT SCCC [16] y la Guía de Verificación del Control de Frecuencia del Coordinador [27], creada en abril de 2020. Esto implicaría contratar a un experto técnico para validar y certificar la verificación del Control de Rampa Solar, emitiendo un informe con el análisis y resultados de los ensayos realizados. La verificación del CRS se llevará a cabo según los ensayos definidos para el Control Terciario de Frecuencia.

En cuanto a la evaluación del desempeño del Control de Rampa Solar, se sugiere utilizar como base el documento “Informe Desempeño Servicios Complementarios, Enero 2023” [29]. Esto especialmente en lo que concierne a los criterios de cálculo de desempeño para el CTF, detallados en el capítulo 2.3 de dicho informe, para evaluar el CRS.

En cuanto a la determinación de reservas de tasas y requerimientos, se puede hacer un estudio sistémico en mayor profundidad basado en la metodología usado en el Capítulo 3.

### **5.2.2. Determinación de Reservas del Control de Frecuencia**

En la sección 1.2 se puede ver la estadística de activaciones de CTF, lo que muestra que sus activaciones van en aumento. Por las definiciones vistas en la sección 2.3.2, el CTF tiene como rol restablecer las reservas del CSF o incorporar reservas adicionales. Esto último, se utiliza para responder a desequilibrios en los que las reservas de otras categorías de Control de Frecuencia son insuficientes. Una clara hipótesis es que las reservas del CPF y CSF están siendo insuficientes para responder ante variaciones de frecuencia durante las horas críticas del ciclo solar, por lo que el CTF estaría activándose en su reemplazo más de lo necesario. Lo que se ha presentado en este documento es el problema de estabilidad que ocurre cotidianamente durante la entrada y salida del Sol, mostrando así en las tablas 1.6 y 1.7 que el porcentaje de activaciones durante la hora solar es de 74% y 78% en los años 2023 y 2024, respectivamente. Es por esto que se cree que el SEN se está quedando sin reservas ante una posible contingencia importante, quedando desprotegido. Una posible solución podría ser aumentar las reservas de CPF y CSF, para que mantengan la frecuencia estable sin agotar sus reservas. A continuación, se analizan los documentos “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reserva” para el año 2023 [28] y 2024 [10].

El Coordinador Eléctrico Nacional emite semestralmente este estudio, el cual busca cuantificar los recursos técnicos necesarios para la prestación del servicio, asegurando así la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, en conformidad con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. El estudio hace el cálculo para los requerimientos de CPF (Operación Normal, fluctuaciones en la demanda neta), CPF (Contingencias de Generación y Consumo) y CSF/CTF (Determinación conjunta).

La contingencia de generación más exigente definida en los estudios, corresponde a la desconexión intempestiva de la central San Isidro II con aproximadamente 400 MW. Por otro lado, en el caso de los consumos, se considera la desconexión de 200 MW, tanto para años 2023 y 2024. A continuación, se presentan las tablas con los resultados de CPF de los estudios de ambos años.

Resumen Requerimientos para CPF	
I.- Reservas (MW)	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-46
1.2.- Contingencias Generación/Consumos	+288/-80

Tabla 5.1: Reservas CPF, 2023 [28].

Resumen Requerimientos para CPF	
I.- Reservas (MW)	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-49
1.2.- Contingencias Generación/Consumos	+288/-80

Tabla 5.2: Reservas CPF, 2024 [10].

En el caso del CPF, se puede ver en las tablas 5.1 y 5.2 que no hay grandes diferencias, solo un aumento de 3 MW por activación ante fluctuaciones instantáneas. Es observable que este estudio considera a las centrales ERV participando en el servicio de CPF, siendo que nunca lo han hecho. En específico una participación en el CPF+, teniendo en cuenta que las centrales ERV nunca han participado en un servicio de subida. Por lo tanto, se concluye que las suposiciones de este estudio no se basan en la realidad. A continuación, se presentan las tablas con los resultados de CSF y CTF de los estudios de ambos años.

Estacionalidad Otoño - Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día no Laboral	
	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	- 146 / 146	- 212 / 173	- 117 / 117	- 245 / 181
Bloque 2: 02:00 - 06:59	- 149 / 149	- 92 / 120	- 136 / 136	- 112 / 95
Bloque 3: 07:00 - 09:59	- 242 / 154	- 369 / 277	- 228 / 139	- 316 / 334
Bloque 4: 10:00 - 15:59	- 166 / 166	- 231 / 195	- 200 / 200	- 232 / 146
Bloque 5: 16:00 - 18:59	- 173 / 255	- 350 / 375	- 176 / 261	- 316 / 385
Bloque 6: 19:00 - 21:59	- 160 / 180	- 185 / 216	- 144 / 200	- 189 / 109

Tabla 5.3: Reservas CSF y CTF, otoño-invierno 2023 [28].

Estacionalidad Otoño - Invierno				
Bloque Horario	Día Laboral		Día no Laboral	
	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	- 146 / 146	- 212 / 173	- 117 / 117	- 245 / 181
Bloque 2: 02:00 - 06:59	- 149 / 149	- 92 / 120	- 136 / 136	- 112 / 95
Bloque 3: 07:00 - 09:59	- 242 / 154	- 369 / 277	- 228 / 139	- 316 / 334
Bloque 4: 10:00 - 15:59	- 166 / 166	- 231 / 195	- 200 / 200	- 232 / 146
Bloque 5: 16:00 - 18:59	- 173 / 255	- 350 / 375	- 176 / 261	- 316 / 385
Bloque 6: 19:00 - 21:59	- 160 / 180	- 185 / 216	- 144 / 200	- 189 / 109

Tabla 5.4: Reservas CSF y CTF, otoño-invierno 2024 [10].

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día no Laboral	
	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	- 161 / 161	- 171 / 107	- 138 / 138	- 197 / 162
Bloque 2: 02:00 - 06:59	- 147 / 147	- 70 / 71	- 115 / 115	- 121 / 127
Bloque 3: 07:00 - 09:59	- 223 / 146	- 284 / 251	- 232 / 139	- 233 / 313
Bloque 4: 10:00 - 16:59	- 152 / 152	- 185 / 181	- 153 / 153	- 300 / 194
Bloque 5: 17:00 - 19:59	- 176 / 255	- 315 / 250	- 158 / 255	- 429 / 381
Bloque 6: 20:00 - 21:59	- 188 / 188	- 165 / 243	- 120 / 181	- 274 / 213

Tabla 5.5: Reservas CSF y CTF, primavera-verano 2023 [28].

Estacionalidad Primavera - Verano				
Bloque Horario	Día Laboral		Día no Laboral	
	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]	RCSF [MW]
Bloque 1: 22:00 - 01:59	- 171 / 171	- 188 / 105	- 150 / 150	- 193 / 150
Bloque 2: 02:00 - 06:59	- 156 / 156	- 55 / 79	- 128 / 128	- 91 / 79
Bloque 3: 07:00 - 09:59	- 283 / 187	- 236 / 372	- 281 / 176	- 282 / 500
Bloque 4: 10:00 - 16:59	- 162 / 162	- 271 / 212	- 169 / 165	- 349 / 246
Bloque 5: 17:00 - 19:59	- 193 / 286	- 405 / 306	- 189 / 283	- 425 / 395
Bloque 6: 20:00 - 21:59	- 197 / 228	- 240 / 155	- 116 / 229	- 344 / 97

Tabla 5.6: Reservas CSF y CTF, primavera-verano 2024 [10].

En las figuras 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6, se puede ver un pequeño aumento de las reservas de CSF, mientras que en la reserva conjunta se ve un aumento menor, llegando incluso a una disminución en uno de los bloques (bloque 6 de día laboral). Se debiese esperar que un estudio así tenga una metodología que responda a las necesidades actuales del sistema, y lo que se ha visto es que la reserva se agota constantemente. Estos cambios en las reservas no se ocupan del fenómeno de inestabilidad observado y por ende no resuelve el problema, mostrando así que nuevamente hay un aumento de activaciones de CTF para el año 2024.

La principal novedad entre el estudio para el año 2024 en comparación con el 2023, es la división del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en dos islas asincrónicas, separando la región del Norte Grande de la región Centro Sur, para emular una congestión en las líneas que desacopla el sistema. Esta división refleja una situación cotidiana de desacoplamiento entre dos zonas características del país. La solución propuesta consiste en distribuir las reservas en una proporción de 30:70, acorde con la distribución de la demanda estimada a lo largo del país. Sin embargo, esta propuesta es insuficiente. Esto debido a que el desacoplamiento provoca que la región Norte Grande sea mucho más vulnerable que la Centro Sur, dado que la primera tiene una mayor concentración de generación solar y una menor inercia en comparación con la segunda. La metodología se basa en que la determinación de reservas se ve mayormente influenciada por la demanda, pero se ha argumentado que esta no es la única influencia significativa; el desequilibrio en la generación y la inercia del sistema también desempeñan un papel importante y debe ser considerado.

En cuanto al cálculo de reservas para CPF ante fluctuaciones instantáneas, se necesita analizar la aleatoriedad de la demanda neta, es decir, de la demanda y de la generación ERV. En este contexto, el estudio señala que “otra de las fuentes de fluctuaciones proviene de las unidades generadoras que emplean recursos primarios variables, tal es el caso de los parques eólicos, en mayor medida, y parques solares del tipo fotovoltaico. Estas fluctuaciones de la generación ERV producen efectos en la generación convencional, que actualmente es la que realiza el CPF, debiendo asignárseles un margen de reserva para atender tanto las fluctuaciones de la demanda como las de la inyección de esta generación ERV” [10]. En este sentido se podría interpretar que las desviaciones de frecuencia que tienen ocasión al amanecer y anochecer, podrían tener un carácter de fluctuación instantánea, por lo que deberían ser controladas con la reserva asignada al CPF. Sin embargo, se sabe que estas desviaciones no se están considerando de esa forma, ni tampoco como una contingencia, concluyendo que el problema de inestabilidad en las horas solares no tendría ninguna influencia sobre la determinación de reservas de CPF en este estudio.

Las reservas para CSF y CTF son determinadas de forma conjunta, a través de la convolución de las funciones de probabilidad de los factores de influencia, los cuales corresponden a la variación de la demanda y la variación de la generación ERV. Mientras que las reservas de CSF permiten cubrir las máximas variaciones intrahorarias de estos factores de influencia mediante el AGC, las reservas de CTF tienen como objetivo restablecer las reservas de CSF y, en caso de contingencias, restablecer la frecuencia posicionándola dentro de la banda de actuación del AGC. En el artículo 3-27 de la NT SSCC se expresa que la reserva para CSF debe ser determinada en base a la mayor variación intrahoraria de la Demanda Neta. Sin embargo, en el capítulo 4 de este documento se muestra que no solo debe analizar el comportamiento intrahorario de la Demanda Neta, sino que de la demanda y generación completa.

En el cálculo de la determinación de reserva conjunta, se considera cubrir el 95% de la función de distribución de probabilidad conjunta. Este se puede obtener a partir de la convolución de la distribución de probabilidades de los errores de previsión de Demanda Neta (variación de los datos reales respecto a su programación), con la distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias de Demanda Neta.

$$fd_c = fd_{EP} * fd_{VI}$$

Donde

Finalmente se obtiene la reserva conjunta, la cual sí consideraría el error entre la generación ERV

$fd_c$  = función de distribución de probabilidades conjunta.

$fd_{EP}$  = función de distribución de probabilidades de los errores de previsión.

$fd_{VI}$  = función de distribución de probabilidades de las variaciones intrahorarias

real y la programada mediante la función  $fd_{EP}$ , aunque no considerando la generación completa. Esta reserva conjunta se separa en reserva de CSF y CTF.

$$R_{\text{Conjunta}} = R_{\text{CSF}} + R_{\text{CTF}}$$

La reserva para CSF es el máximo de las reservas para variaciones intrahorarias, reservas para AGC y reservas para rampas. El estudio declara que “en la operación real del sistema se han evidenciado altos requerimientos de rampas de toma de carga para instantes en que se producen altas variaciones de demanda y de la generación ERV [...] y se destacan requerimientos para la generación convencional por la entrada/salida del sol, lo que repercute en la disponibilidad del recurso primario para la generación ERV lo cual, para efectos del CSF, también corresponde a un desbalance que debe abordar” [10]. Por los antecedentes mostrados en este trabajo, es esperado que efectivamente el requerimiento de rampas sea el mayor durante las horas solares.

Las rampas de 5 minutos son determinadas como las diferencias de los valores medios consecutivos de 5 minutos de la demanda neta, como una forma de cuantificar qué tan rápido se produce este desbalance. Esta rampa es la que se considera como reserva de CSF, lo cual parece insuficiente debido a que esta rampa se experimenta durante 3 horas. Sin embargo, este cálculo de rampa cubre la Demanda Neta completa durante 5 min, lo que no representa el requerimiento real de un servicio de Control de Frecuencia. Se deduce que este cálculo no es preciso, porque no considera ni la variación de generación que cubre la variación de Demanda Neta, ni tampoco que estas variaciones se prolongan por mucho más tiempo que el de activación del CSF. A pesar de que lo anterior es el requerimiento de rampa para el CSF, este no puede ser la reserva total de este servicio, lo que se evidencia con el agotamiento de sus reservas en las horas de amanecer y anochecer.

Para finalizar, se decide no proponer una nueva metodología para la determinación de reservas, pues no se poseen las herramientas ni los datos para desarrollarla de manera apropiada. No obstante, sí se busca presentar observaciones de que la metodología actual no se ocupa del problema de estabilidad durante las horas solares, y por lo tanto es recomendable que otras instituciones que tengan capacidad de cambio, tal como el Coordinador, establezcan nuevos parámetros para un cálculo más eficaz de las reservas del CF.

### **5.2.3. Participación de centrales ERV en Control de Frecuencia**

En línea con las otras propuestas, se anticipa la habilitación y verificación de las centrales de Energías Renovables Variables (ERV), en el CPF y CSF. La operación de estas centrales ofrece una mayor flexibilidad al sistema gracias a su destacada velocidad de respuesta, capacidad de control de consigna de potencia y la manipulabilidad de la tasa de toma y reducción de carga. Estas ventajas, previamente exploradas en el Capítulo 2, desempeñan un papel en la mejora de la operación general del sistema, proporcionando una respuesta más ágil y eficiente ante las variaciones de demanda y las condiciones específicas de generación.

La inclusión de las centrales ERV en los servicios de CPF y CSF proyecta una reducción en los

costos de ambos servicios. La participación de estas centrales, al contar con costos variables cercanos a cero y bajo costo de desgaste, probablemente impactará en la disminución de los valores de subastas, reflejando una competencia más intensa y precios más bajos. Además, la exclusión de remuneraciones por sobrecostos, dado que el costo marginal nunca igualará ni será inferior al costo variable, contribuirá a disminuir los gastos asociados a remuneraciones que hoy recaen en centrales térmicas de alto costo variable. Este escenario también se proyecta en los valores del nuevo SC, permitiendo que estas centrales ERV, al recibir una remuneración inicial baja por energía, oferten a precios más atractivos y ganen ventaja competitiva en el emergente mercado. Este cambio supondrá un alivio económico para las centrales ERV, que enfrentan desafíos de sostenibilidad en la actualidad, debido a razones económicas de remuneración nula por inyección de energía [17].

De acuerdo al “Informe de Evaluación de los Estándares de Desempeño de los SSCC, Año 2023”, el Coordinador expresa que “los desafíos en este servicio son aumentar las unidades verificadas para prestar CPF y diversificar las tecnologías participantes, trabajo que ya se ha iniciado mediante la verificación de unidades, la cual se profundizará durante 2024. El abordar estos puntos permitirá una primera respuesta eficaz a las condiciones de sobre y subfrecuencia en el SEN, identificados en mayor proporción durante la salida y puesta del sol”, y respecto al CSF, “los desafíos en este servicio son aumentar las unidades verificadas para prestar CSF y diversificar las tecnologías participantes, trabajo que ya se ha iniciado mediante la verificación de unidades, la cual se profundizará durante 2024. El abordar estos puntos permitirá una primera respuesta eficaz a las condiciones de sobre y subfrecuencia en el SEN, identificados en mayor proporción durante la salida y puesta del sol” [8].

Finalmente, se reconoce que a pesar de las múltiples ocasiones que el Coordinador ha expresado la necesidad de que las centrales ERV participen de los SSCC de CF, estas no han sido adjudicadas en el esquema de subastas de CPF y CSF. Como se dijo en la sección 2.3.2.3, el parque fotovoltaico Luz del Norte es la única central ERV habilitada y verificada para prestar CPF, y sin embargo, no ha participado de las reservas en su programación. Esto mismo ocurre con el parque eólico Punta Sierra, que también tiene este mismo problema en el CSF. Para que la participación de centrales ERV pueda ser útil en el problema de inestabilidad de frecuencia, se deben revisar cuáles las causas de que estas centrales no estén prestando estos SSCC, a pesar de que ya se encuentren disponibles.



# Capítulo 6

## Simulaciones y Análisis

Se llevan a cabo simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de obtener programas diarios de generación. Para esto se consideran las nuevas modificaciones presentadas en el Capítulo 5. Estas simulaciones se llevan a cabo en el software PLEXOS 9.0 R09, de Energy Exemplar.

Para realizar estas simulaciones, se utilizan las bases de datos de PLEXOS, disponibles públicamente en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. Se simulan horizontes temporales de 3 días<sup>3</sup>, con el fin de disminuir la carga computacional de las simulaciones. Los días elegidos a simular son siempre iniciando desde un martes. Esto debido a que son días donde los datos de entrada son actualizados el día anterior, lunes en este caso, y tienen mejor precisión que otros días como los fines de semana, donde los datos de entradas son repeticiones del último día hábil.

Las simulaciones consideran modificaciones para obtener:

1. Programas cada 15 minutos
2. Programas horario con restricción de tasas
3. Programas cada 15 minutos con restricción de tasas

### 6.1. Programa cada 15 minutos

#### 6.1.1. Metodología

Con el objetivo de simular programas cada 15 minutos, es necesario modificar las bases de datos para ajustarlas a una mayor resolución, incorporando características como la disponibilidad de centrales y la demanda. La información del sistema está dentro de un archivo llamado “DB-SEN\_PRGDIARIO.xml”, el cual se complementa con archivos .csv que contienen información específica para cada intervalo. La tabla incluida en el Anexo A, contiene los archivos de la base de datos, su descripción y si fue modificado o no.

En cada simulación se vacía el archivo “PLEXOS\_Param.xml”, pues contiene información de simulación por bloques que ya no se usan. Se modificaron nueve archivos por cada base de datos,

---

<sup>3</sup> Para los programas cada 15 minutos, las simulaciones del 31 de enero y 7 de marzo usaron un horizonte de 2 días. Esto debido a que las simulaciones en esta estación son muy pesadas computacionalmente. Esto ocurre cuando la proporción entre la generación termoeléctrica, respecto a la hidroeléctrica, es muy grande.

debido a que el resto de los archivos son propiedades y valores que permanecen constantes en el tiempo. Estos nueve archivos tienen información que cambia en el tiempo y que está especificado por el intervalo dentro del día. Por esto, lo primero que se hace es reescribir los intervalos de 1 a 24, a intervalos de 1 a 96. No se consideran restricciones intrahorarias adicionales para los siguientes archivos: “Hydro\_MaxVolume.csv”, “Hydro\_MinVolume.csv”, “Lin\_MaxRating.csv”, “Lin\_MinRating.csv”, “Hydro\_WaterFlows.csv” y “Gen\_UnitsOut.csv”. Esto debido a que no son propiedades que cambien mucho durante el día y no existe una implicancia importante si no se aumenta la resolución de estas.

El archivo “NodLoad.csv” contiene la información de la demanda nodal horaria. Se requiere dar mayor resolución a esa demanda para obtener resultados de la programación que considere variaciones intrahorarias. Este archivo se modificó creando 3 puntos intermedios entre cada hora (hh:15, hh:30 y hh:45), cuyo valor se calcula mediante una interpolación lineal entre la hora anterior y la siguiente.

El archivo “FixedLoad.csv” contiene la información de perfiles de generación forzados. Se requiere darle mayor resolución a estos perfiles, en específico para las centrales solares. Este archivo se modificó solo para las centrales solares, perfilando cada central mediante la curva de generación solar promedio de ese mes, amplificada por el máximo diario de la central que se modifica.

El archivo “GenRating.csv” contiene la información de la potencia disponible por cada central. A esta se le hace la misma interpolación lineal que a “NodLoad.csv” para todas las unidades, menos las solares. Para las solares se les hace el mismo tratamiento que a “FixedLoad.csv”. De esta forma se puede modelar la curva solar con mucho mayor precisión. En las figuras 6.1 y 6.2, se puede observar cómo las curvas de potencia disponible para el parque fotovoltaico Diego de Almagro Sur, se modifican según la cantidad de períodos que hay en el modelo.

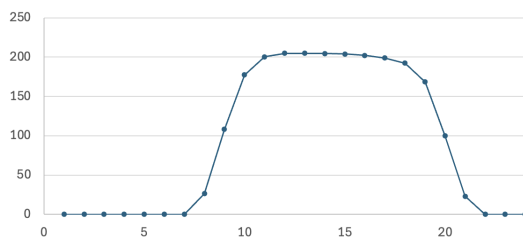


Fig. 6.1: Capacidad disponible de Diego Almagro Sur con 24 períodos, 17 de enero de 2023.

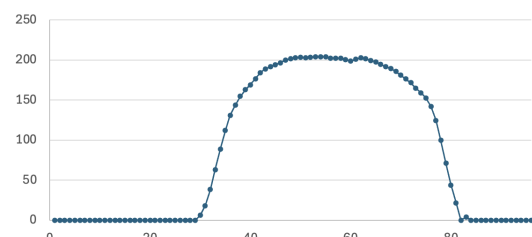


Fig. 6.2: Capacidad disponible de Diego Almagro Sur con 96 períodos, 17 de enero de 2023.

Para esta simulación se da mayor tiempo y gaps<sup>4</sup> más exigentes. Estos están especificados en la performance del modelo de simulación. Esta elección se hizo para obtener resultados más precisos, en contraste con la metodología actual establecida por el Coordinador. La configuración se puede ver en la tabla 6.1.

<sup>4</sup> Gap: error permitido del óptimo de simulación. Se mide en dólares, y representa una medida económica sobre cuál es el monto que se acepta para terminar la simulación. Actualmente el Coordinador usa un gap de \$200.000.

Relative Gap	Absolute Gap	Max Relative Gap	Max Time
0,01	\$50.000	0,05	16.000 s

Tabla 6.1: Configuración de performance de simulación.

Para entender esta tabla, la simulación solo puede terminar antes de tiempo si se alcanza el Relative Gap o el Absolute Gap, y tampoco se puede finalizar si no se logra el Max Relative Gap, independientemente de que el tiempo se haya completado.

Para que las simulaciones converjan más rápido, se crea un escenario que linealiza restricciones en algunas centrales, en específico la restricción de mínimo técnico. Internamente en COLBUN S.A. se hizo un estudio, el cual mostró que los resultados de programación no se alteran si se linealizan centrales ERV y termoeléctricas TG, no así hidroeléctricas de embalse, termoeléctricas TV y CC. La lista de las unidades generadoras linealizadas y sus configuraciones, se pueden ver en las tablas incluidas en el Anexo B.

Los resultados de las simulaciones se centran en la generación solar, térmica e hidroeléctrica, así como en la combinación de estas últimas dos. La identificación y análisis de errores de programación permiten la comparación de sus rendimientos. Las simulaciones se realizan para seis días específicos: 31 de enero, 7 de marzo, 9 de mayo, 4 de julio, 31 de octubre de 2023, y 9 de enero de 2024.

## 6.1.2. Resultados

A continuación, se muestra la tabla 6.2 con los resultados de las simulaciones de programas cada 15 minutos, en cuanto a los errores y los tiempos permitidos para estas.

DATE	31-01-23	07-03-23	09-05-23	04-07-23	31-10-23	09-01-24
ABSOLUTE GAP	\$ 80.109	\$ 122.307	\$87.417	\$49.946	\$43.763	\$102.451
RELATIVE GAP	0,015%	0,030%	0,037%	0,039%	0,022%	0,039%
TIME	9:08:27	9:07:03	29:17:29	1:50:04	7:29:00	8:45:39

Tabla 6.2: Resumen de resultados de simulación, programa cada 15 minutos.

En las figuras 6.3, 6.4, 6.5 y 6.6, se muestran las comparaciones del 31 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica (la suma de generación termoeléctrica e hidroeléctrica), respectivamente.

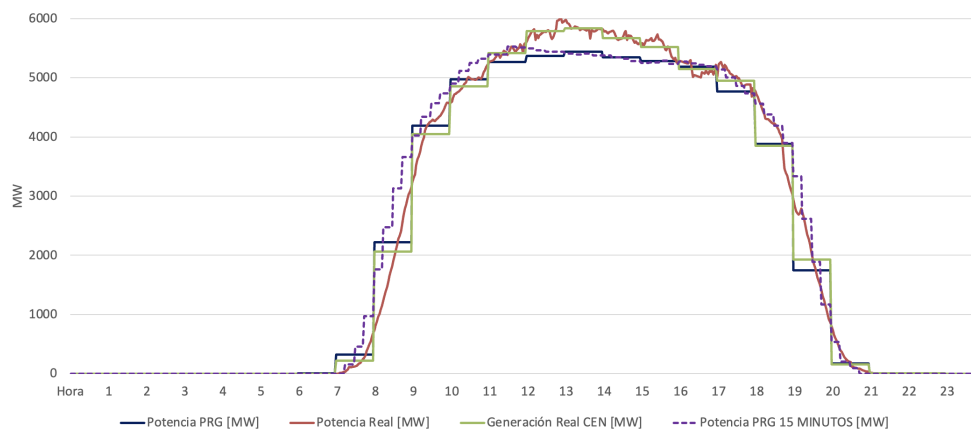


Fig. 6.3: Comparación de generación solar, 31 de enero.

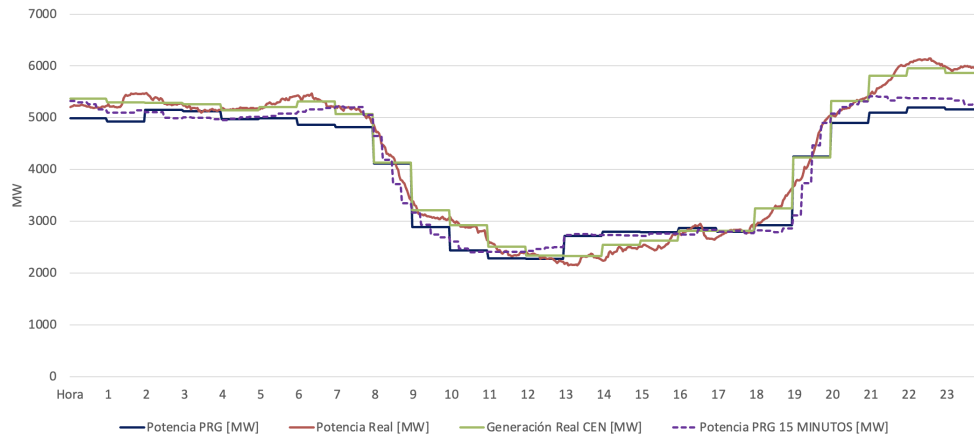


Fig. 6.4: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero.

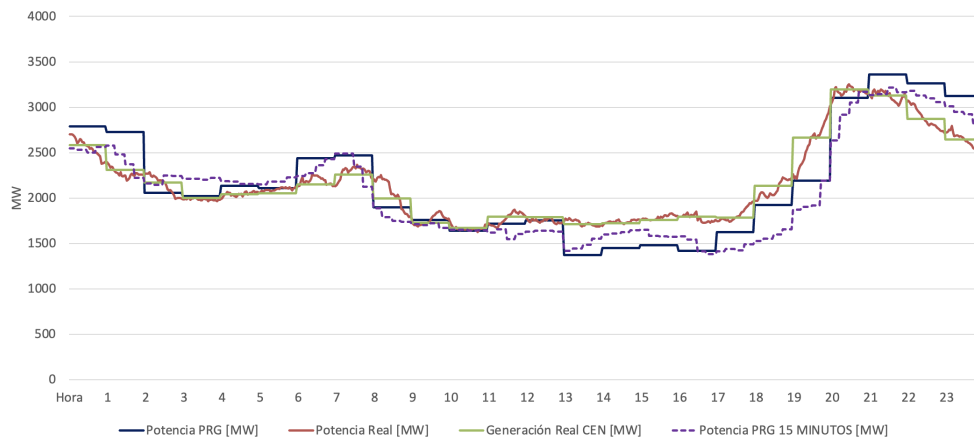


Fig. 6.5: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero.

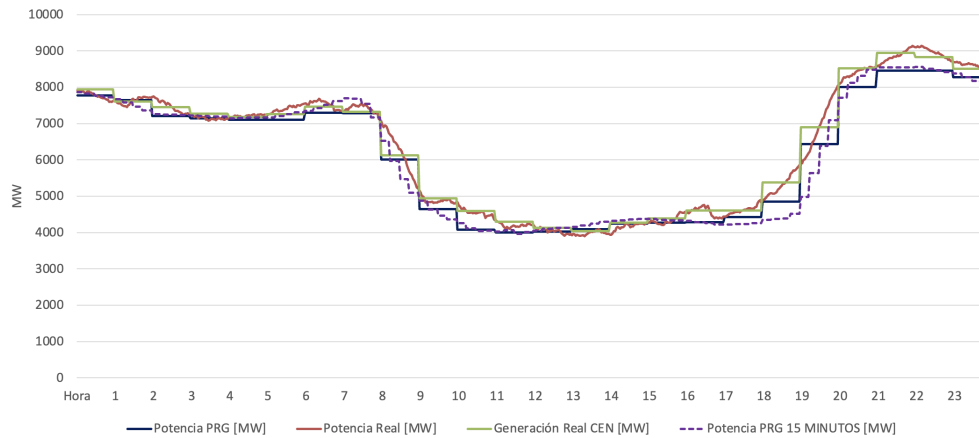


Fig. 6.6: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero.

En las figuras 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10, se muestran las comparaciones del 7 de marzo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

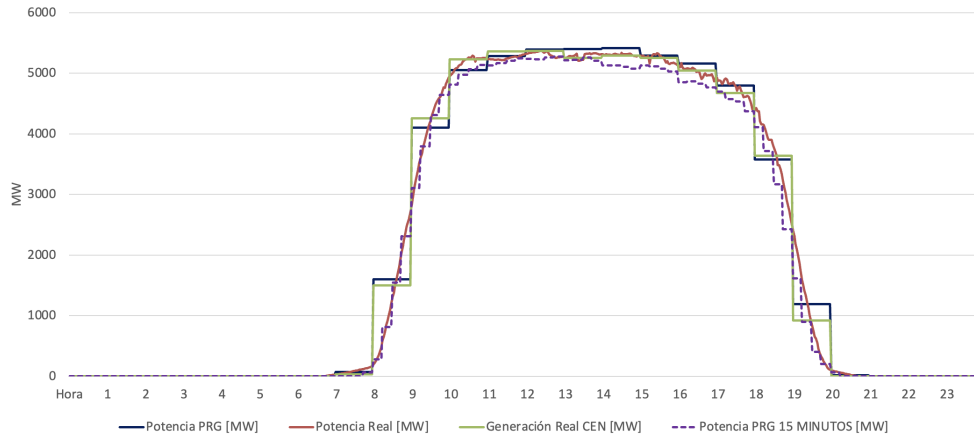


Fig. 6.7: Comparación de generación solar, 7 de marzo.

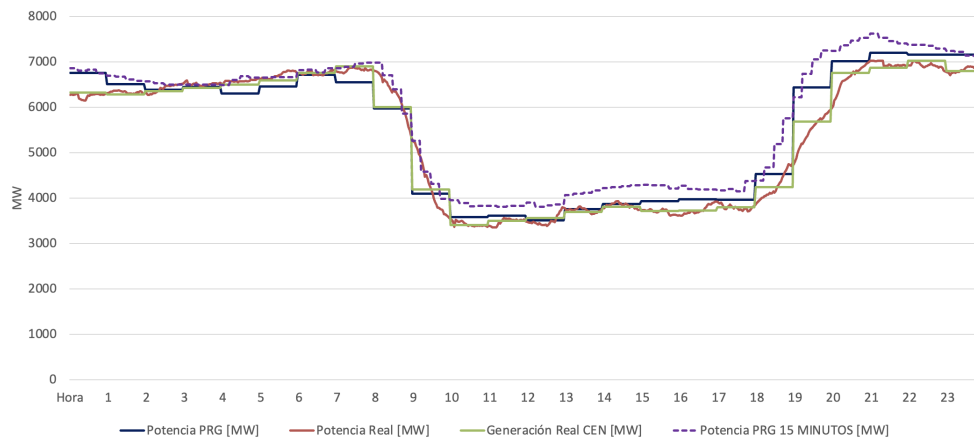


Fig. 6.8: Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo.

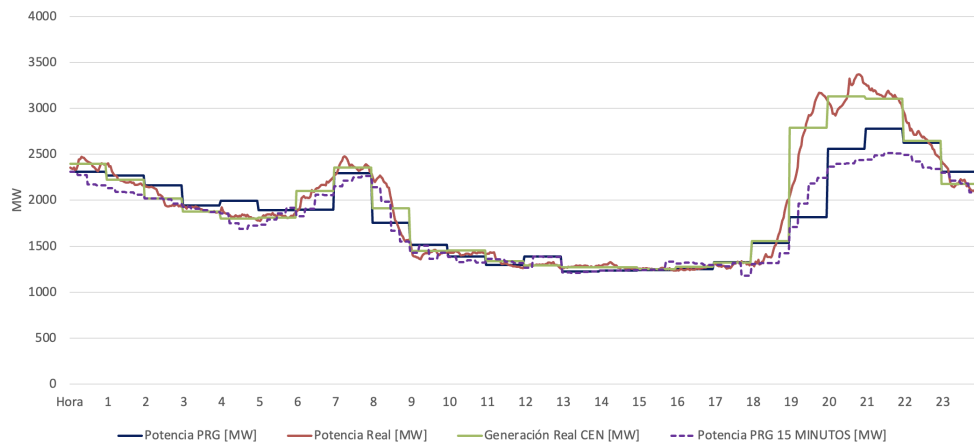


Fig. 6.9: Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo.

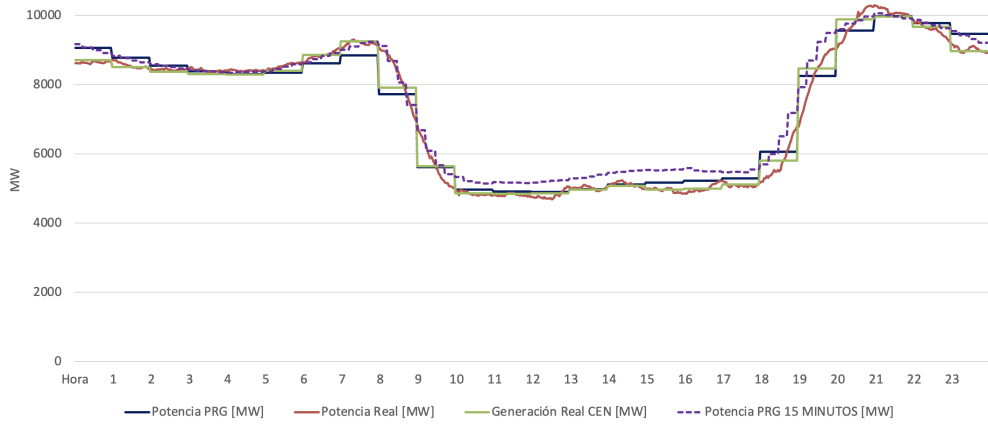


Fig. 6.10: Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo.

En las figuras 6.11, 6.12, 6.13 y 6.14, se muestran las comparaciones del 9 de mayo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

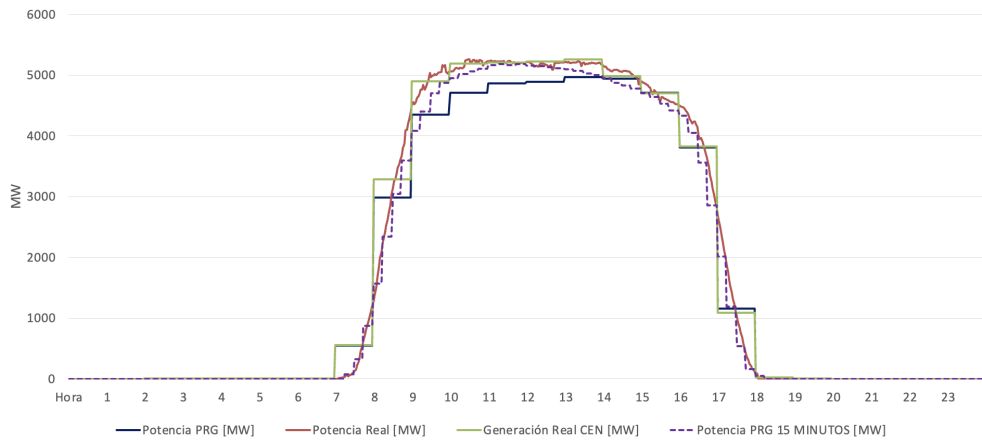


Fig. 6.11: Comparación de generación solar, 9 de mayo.

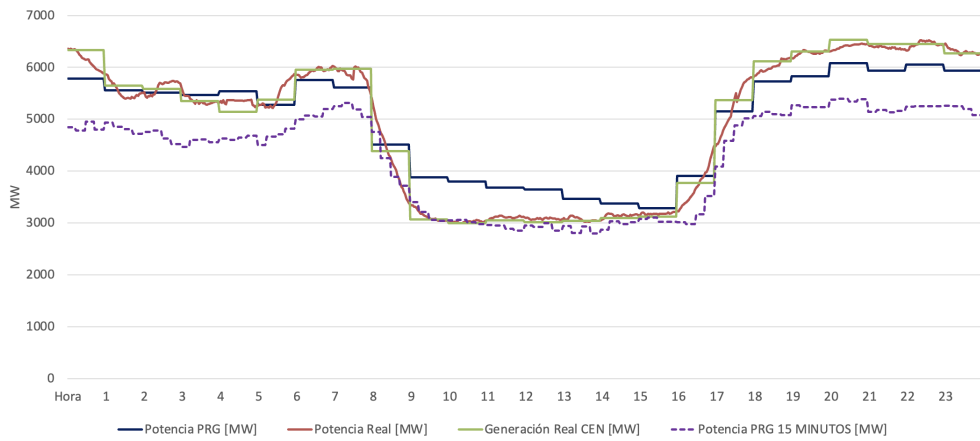


Fig. 6.12: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo.

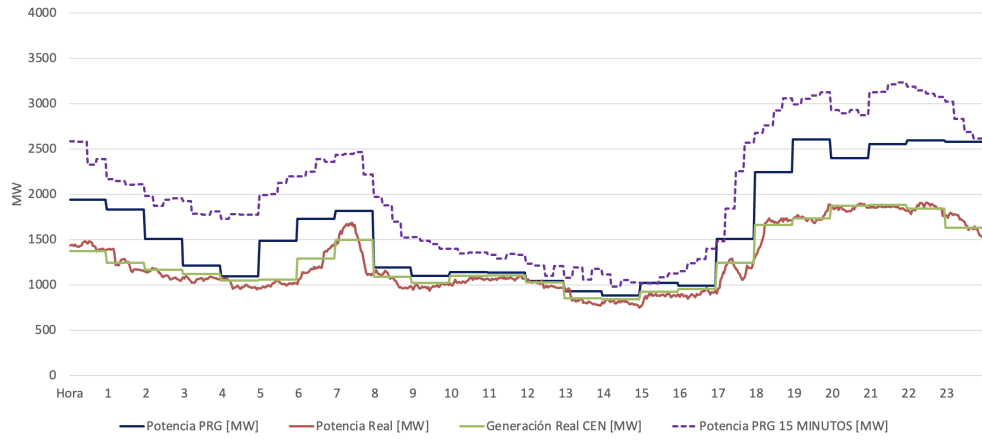


Fig. 6.13: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo.

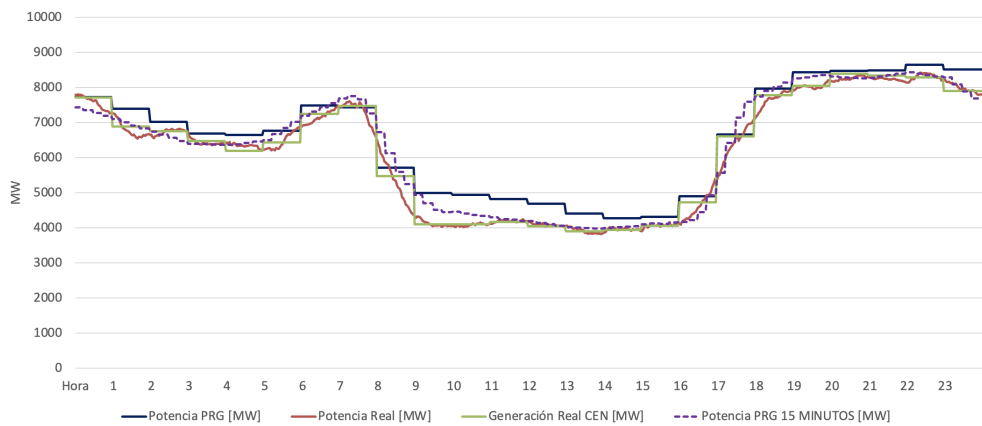


Fig. 6.14: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo.

En las figuras 6.15, 6.16, 6.17 y 6.18, se muestran las comparaciones del 4 de julio. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

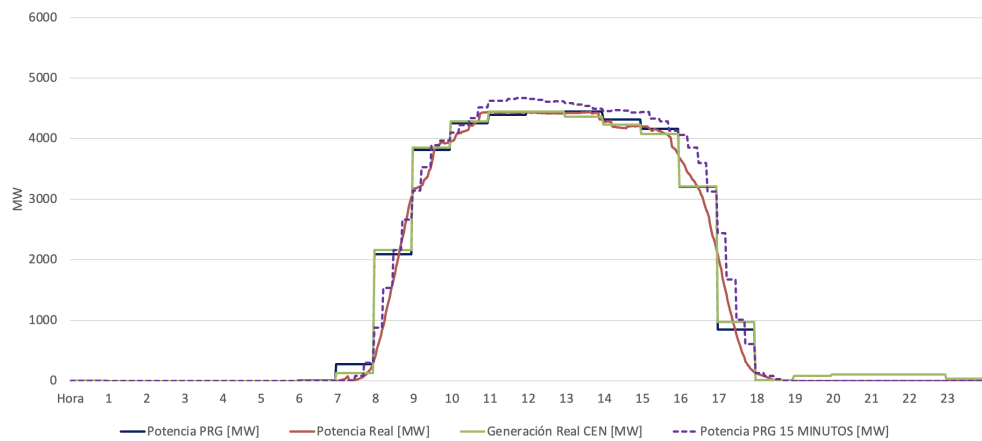


Fig. 6.15: Comparación de generación solar, 4 de julio.

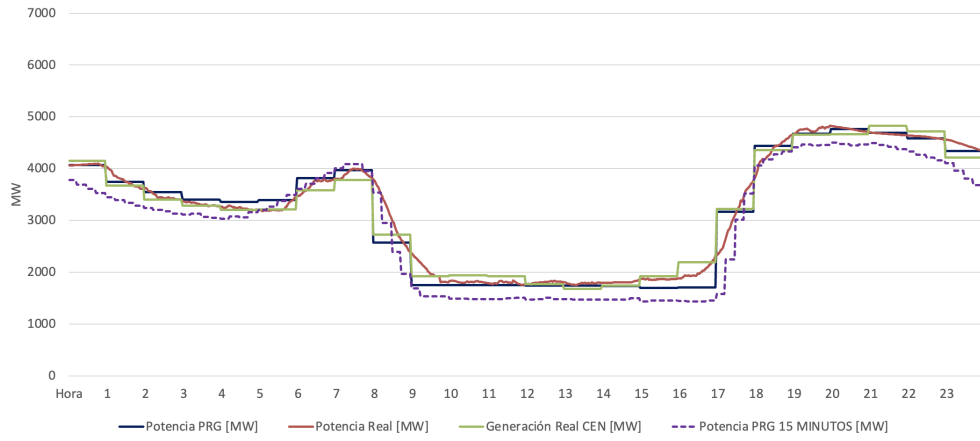


Fig. 6.16: Comparación de generación termoeléctrica, 4 de julio.

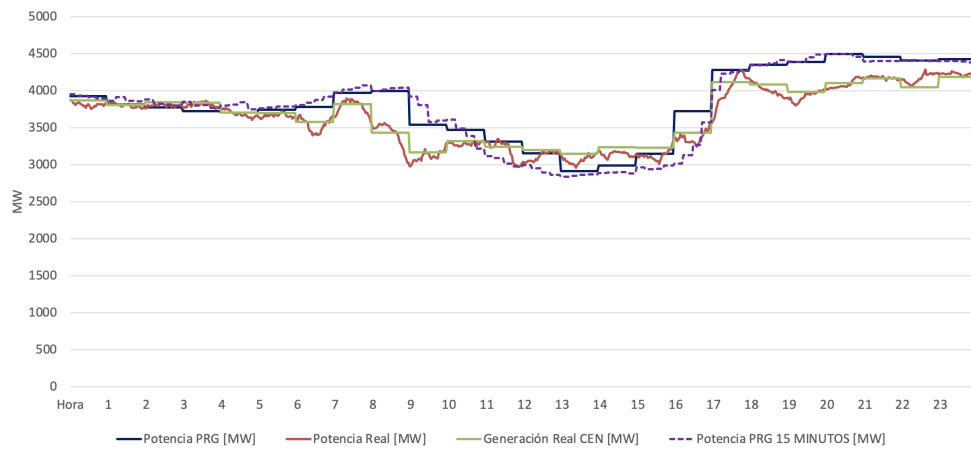


Fig. 6.17: Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio.

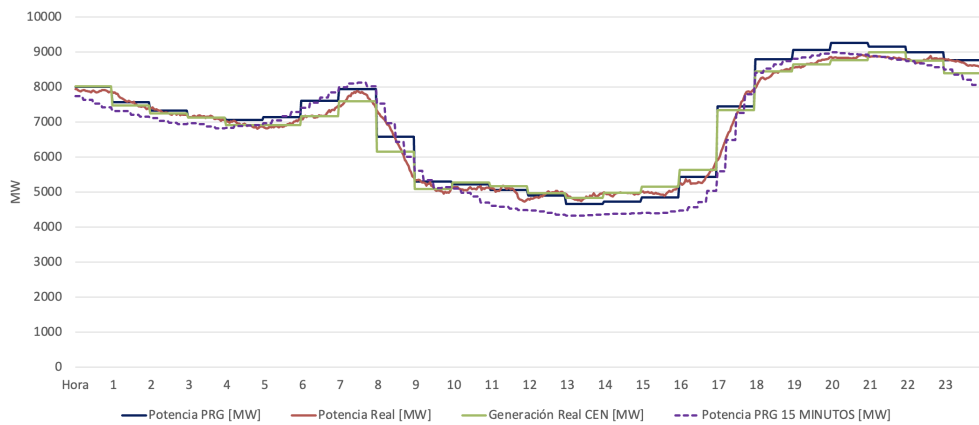


Fig. 6.18: Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio.

En las figuras 6.19, 6.20, 6.21 y 6.22, se muestran las comparaciones del 31 de octubre. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.



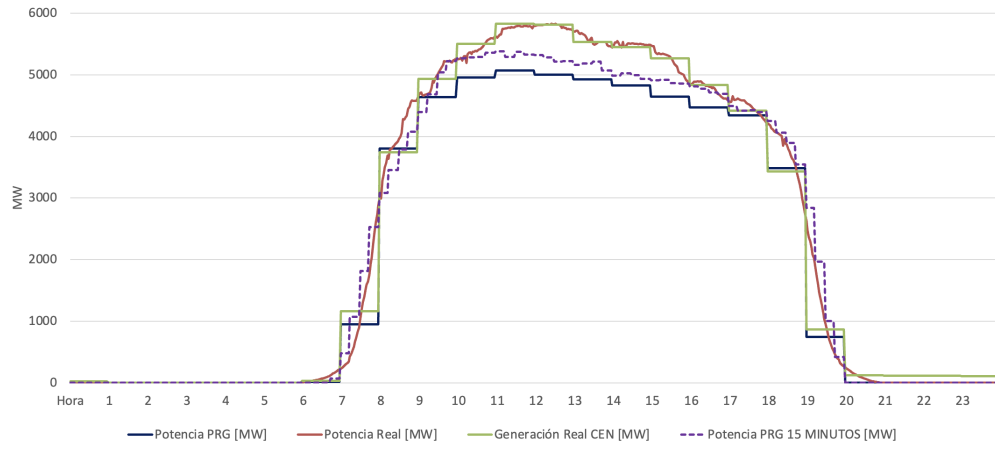


Fig. 6.19: Comparación de generación solar, 31 de octubre.

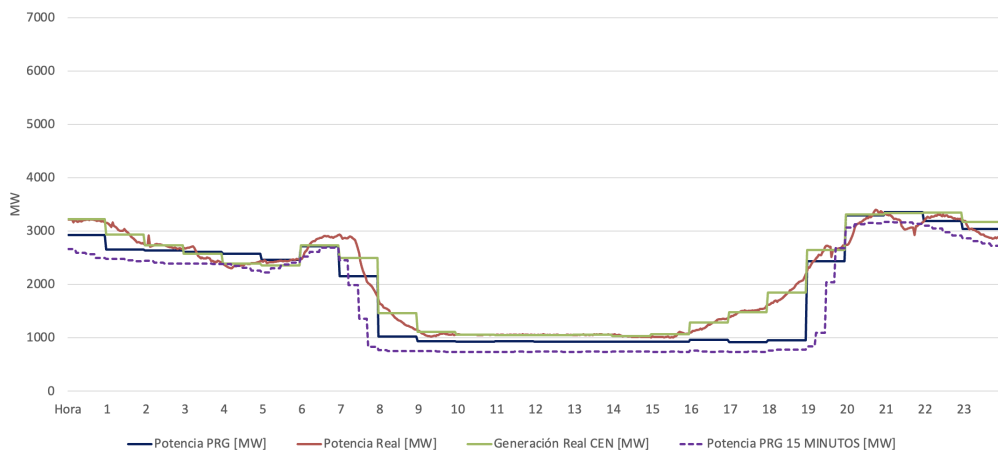


Fig. 6.20: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre.

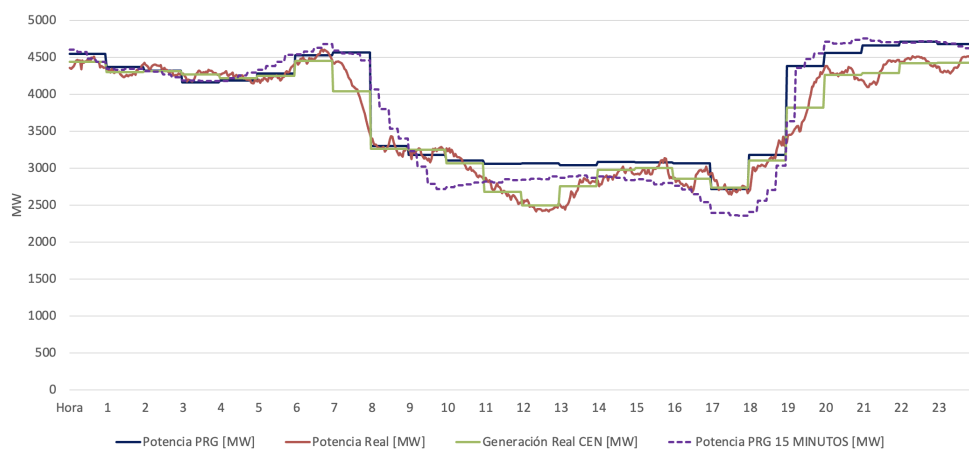


Fig. 6.21: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre.

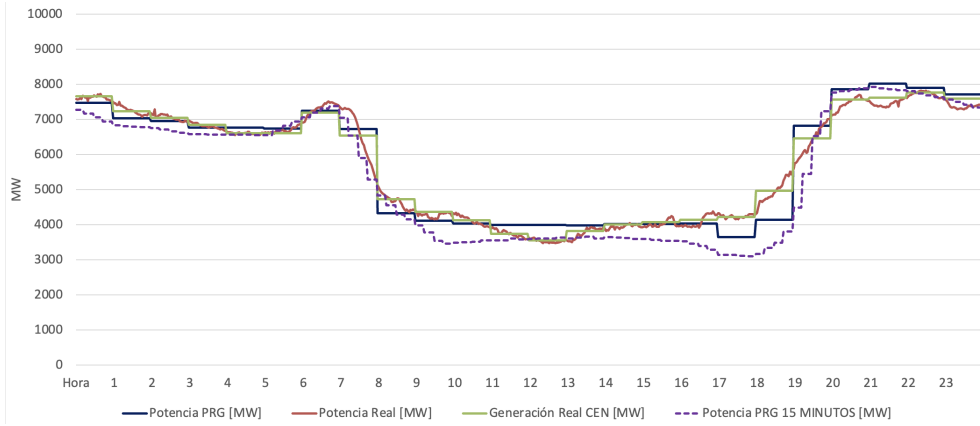


Fig. 6.22: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre.

En las figuras 6.23, 6.24, 6.25 y 6.26, se muestran las comparaciones del 9 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

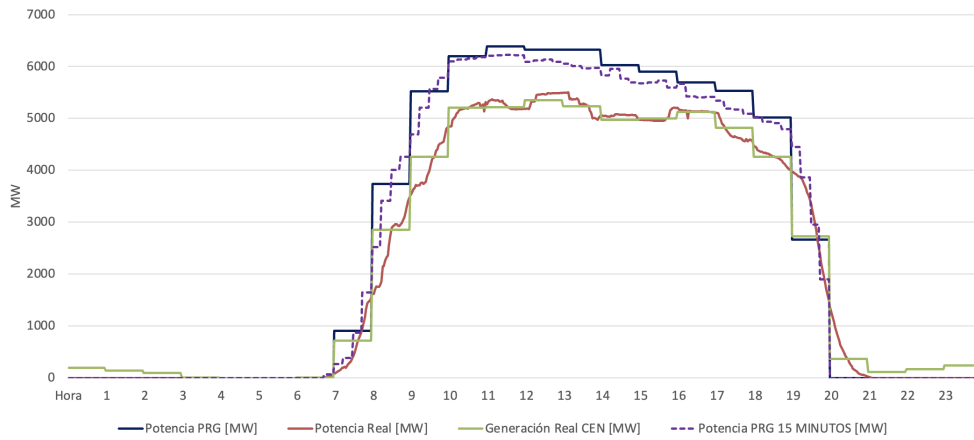


Fig. 6.23: Comparación de generación solar, 9 de enero.

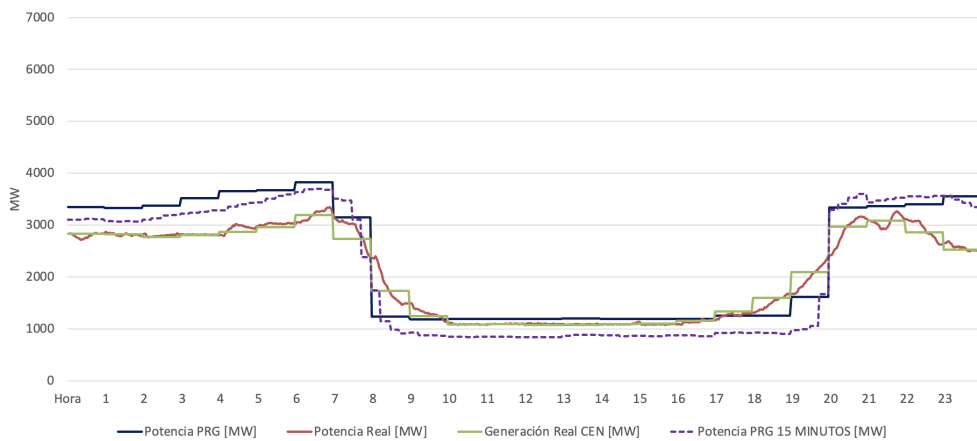


Fig. 6.24: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero.

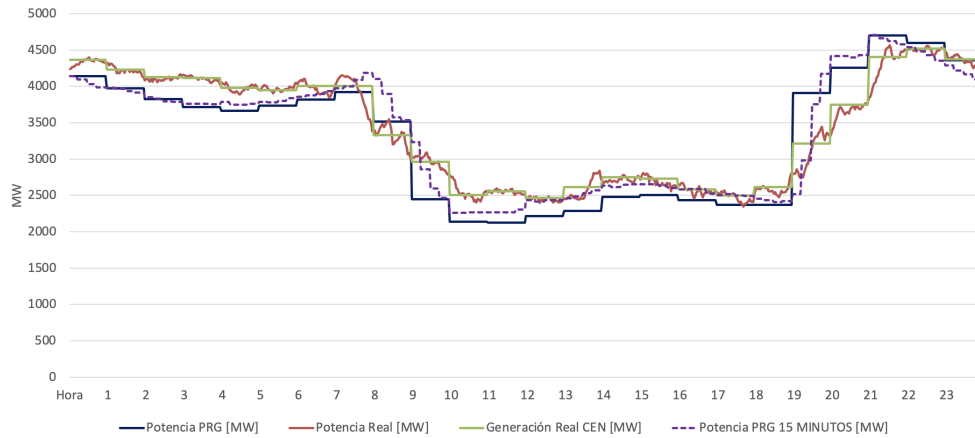


Fig. 6.25: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero.

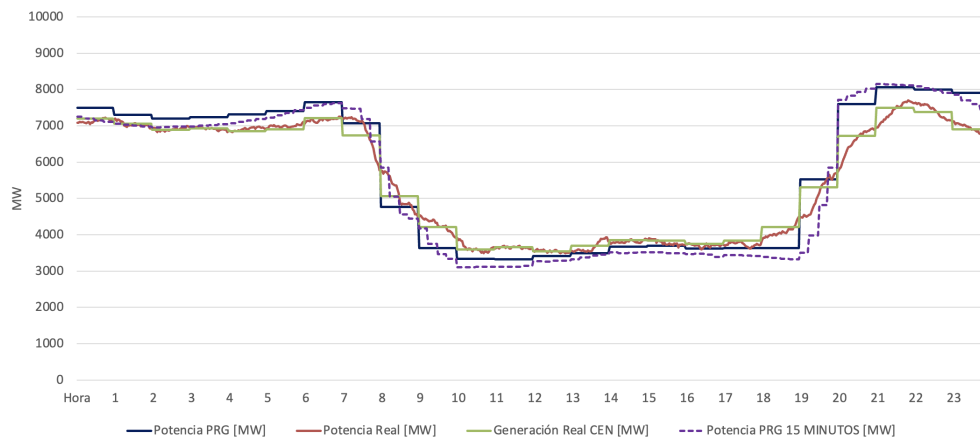


Fig. 6.26: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero.

### 6.1.3. Análisis

Para el 31 de enero, la figura 6.3 muestra que la curva de potencia PRG cada 15 minutos sigue la generación solar real de una manera muy precisa, salvo al amanecer, pues se observa una sobreprogramación.

De la misma forma, en las figuras 6.4 y 6.5 se muestra que la generación hidroeléctrica y termoeléctrica tienen una mejor precisión durante la noche y al amanecer, pero no en el anochecer. Esto último se puede ver en la figura 6.6, donde hay una subprogramación en la hora de anochecer.

Los errores de programación se pueden cuantificar por las tablas 6.3, 6.4, 6.5 y 6.6

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	11,82	10,54
Error RMS Hora Solar [MW]	20,22	18,05
Error RMS Amanecer [MW]	42,91	47,60
Error RMS Anochecer [MW]	43,48	22,98
Máxima sobregeneración [MW]	1.198,87	568,27
Máxima subgeneración [MW]	1.480,37	1.234,62

Tabla 6.3: Errores de programación solar, 31 de enero de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	15,31	12,13
Error RMS Hora Solar [MW]	16,05	13,81
Error RMS Amanecer [MW]	33,86	25,77
Error RMS Anochecer [MW]	31,86	26,88
Máxima sobregeneración [MW]	945,49	775,94
Máxima subgeneración [MW]	701,96	607,71

Tabla 6.4: Errores de programación termoeléctrica, 31 de enero de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	9,78	9,59
Error RMS Hora Solar [MW]	11,84	14,65
Error RMS Amanecer [MW]	13,47	16,05
Error RMS Anochecer [MW]	24,76	42,52
Máxima sobregeneración [MW]	816,48	816,86
Máxima subgeneración [MW]	621,13	356,95

Tabla 6.5: Errores de programación hidroeléctrica, 31 de enero de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	13,09	14,19
Error RMS Hora Solar [MW]	18,91	21,75
Error RMS Amanecer [MW]	37,80	35,34
Error RMS Anochecer [MW]	50,41	62,91
Máxima sobregeneración [MW]	1.607,98	1.339,16
Máxima subgeneración [MW]	803,50	396,21

Tabla 6.6: Errores de programación hidrotérmica, 31 de enero de 2023.

En la tabla 6.3, se puede ver que mejoran todos los indicadores, exceptuando al error RMS en el amanecer. En el resto de las tablas, se observa que los errores de máxima sobregeneración y subgeneración disminuyen considerablemente. La figura 6.6 muestra el resultado hidrotérmico, el cual es bastante representativo de lo que ocurre en el conjunto. Esto muestra una mejora en las horas de amanecer, pero no en el anochecer.

Para el 7 de marzo, la figura 6.7 muestra que la curva de potencia PRG cada 15 minutos sigue la generación solar real de una manera muy precisa, en especial en las rampas de amanecer y anochecer. En la figura 6.8, se puede observar un error de sobreprogramación de la generación termoeléctrica el anochecer. De acuerdo a la figura 6.9, este se compensa con el error de subprogramación de la generación hidroeléctrica, en las mismas horas. Esto se puede resumir por la figura 6.10, donde se prevé una buena programación, salvo durante la hora solar normal. Esto se condice con la leve subprogramación que hay en la curva solar, en las mismas horas.

Los errores de programación se pueden cuantificar por las tablas 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	11,00	5,66
Error RMS Hora Solar [MW]	21,60	11,23
Error RMS Amanecer [MW]	62,20	20,32
Error RMS Anochecer [MW]	57,44	33,58
Máxima sobregeneración [MW]	1.216,62	804,82
Máxima subgeneración [MW]	1.411,21	277,63

Tabla 6.7: Errores de programación solar, 7 de marzo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	13,28	18,47
Error RMS Hora Solar [MW]	22,12	31,46
Error RMS Amanecer [MW]	48,76	35,22
Error RMS Anochecer [MW]	69,38	101,50
Máxima sobregeneración [MW]	1.194,59	292,89
Máxima subgeneración [MW]	1.702,87	1.542,39

Tabla 6.8: Errores de programación termoeléctrica, 7 de marzo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	10,57	10,55
Error RMS Hora Solar [MW]	16,95	12,92
Error RMS Amanecer [MW]	20,79	11,05
Error RMS Anochecer [MW]	63,70	49,54
Máxima sobregeneración [MW]	1.352,37	932,93
Máxima subgeneración [MW]	256,22	144,49

Tabla 6.9: Errores de programación hidroeléctrica, 7 de marzo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	13,41	12,99
Error RMS Hora Solar [MW]	21,87	23,79
Error RMS Amanecer [MW]	60,75	30,60
Error RMS Anochecer [MW]	57,77	60,68
Máxima sobregeneración [MW]	1.338,21	321,38
Máxima subgeneración [MW]	1.473,66	1.144,39

Tabla 6.10: Errores de programación hidrotérmica, 7 de marzo de 2023.

En la tabla 6.7, se puede ver que mejoran todos los indicadores. Disminuye el error RMS total a la mitad, así como el error durante la hora solar completa, y al amanecer y anochecer por separado. En cuanto a los valores de la tabla 6.12, se reducen los errores RMS en el amanecer, pero no al anochecer. En la tabla 6.13, en cambio, se observan disminuciones de los errores en todos sus apartados. En su resultado conjunto, correspondiente a la tabla 6.14, se destaca una clara reducción del error al amanecer.

Algo que se puede rescatar en general, es que los errores de máxima sobregeneración y subgeneración se reducen considerablemente. En el caso solar, se pasa de 1.216,62 MW a 804,82 MW

en sobregeneración, y de 1.411,21 MW a 277,63 MW en subgeneración. En el caso hidrotérmico por otro lado, se pasa de 1.388,21 MW a 321,38 MW en sobregeneración, y de 1.473,66 MW a 1.144,39 MW en subgeneración.

Para el 9 de mayo, la figura 6.11 muestra que la curva de potencia PRG cada 15 minutos sigue la generación solar real de una manera muy precisa. En contraste con la potencia PRG del programa actual, alcanza una mejor operación en cuanto al pronóstico, acercándose más durante la hora solar normal.

De la misma forma, la figura 6.12 muestra una mejor precisión en la hora solar normal, pero no en el resto del día. Toda la subprogramación que hay durante la noche se compensa con generación hidroeléctrica, que se observa en la figura 6.13. La suma de ambas está dada por la generación hidrotérmica, que se ve en la figura 6.14.

En estas figuras se observa un buen seguimiento del amanecer y anochecer, lo cual se puede cuantificar por las tablas 6.11, 6.12, 6.13 y 6.14

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	12,73	5,99
Error RMS Hora Solar [MW]	27,68	13,04
Error RMS Amanecer [MW]	70,50	34,41
Error RMS Anochecer [MW]	58,84	27,37
Máxima sobregeneración [MW]	1.544,09	792,13
Máxima subgeneración [MW]	1.695,33	285,32

Tabla 6.11: Errores de programación solar, 9 de mayo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	15,50	19,64
Error RMS Hora Solar [MW]	28,04	14,24
Error RMS Amanecer [MW]	62,18	35,23
Error RMS Anochecer [MW]	37,55	28,12
Máxima sobregeneración [MW]	880,08	1.212,28
Máxima subgeneración [MW]	1.131,64	658,73

Tabla 6.12: Errores de programación termoelectrica, 9 de mayo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	17,06	32,38
Error RMS Hora Solar [MW]	11,32	29,69
Error RMS Amanecer [MW]	27,53	76,56
Error RMS Anochecer [MW]	28,58	67,97
Máxima sobregeneración [MW]	41,09	0
Máxima subgeneración [MW]	1.063,53	1.482,95

Tabla 6.13: Errores de programación hidroeléctrica, 9 de mayo de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	18,25	19,15
Error RMS Hora Solar [MW]	32,78	31,57
Error RMS Amanecer [MW]	72,46	83,76
Error RMS Anochecer [MW]	48,87	52,72
Máxima sobregeneración [MW]	814,81	174,89
Máxima subgeneración [MW]	1.339,99	1.196,49

Tabla 6.14: Errores de programación hidrotérmica, 9 de mayo de 2023.

En la tabla 6.11, se puede ver que mejoran todos los indicadores. Disminuye el error RMS total a la mitad, así como el error durante la hora solar completa, y al amanecer y anochecer por separado. Además, la máxima sobregeneración y subgeneración disminuyeron en un 48,7% y 83,2%, respectivamente. En cuanto a los valores de la tabla 6.12, se reducen los errores RMS en el amanecer y anochecer, no así en la tabla 6.13. En su resultado conjunto, correspondiente a la tabla 6.14, se observa que los errores de máxima sobregeneración y subgeneración disminuyen considerablemente. Un aspecto observable de este día, es que al considerar un intervalo menor, la participación hidroeléctrica aumenta alrededor de un 20%.

Para el 4 de julio, la figura 6.15 muestra que la curva de potencia PRG cada 15 minutos sigue la generación solar real de una manera muy precisa en el amanecer, sin embargo en el resto del día existe una sobreprogramación. De la misma forma, 6.16 muestra una subprogramación a lo largo de todo el día resto del día. En cuanto a la generación hidroeléctrica, que se observa en la figura 6.17, la programación no cambia mucho respecto al programa actual, sin considerar la resolución. La generación hidrotérmica, que se ve en la figura 6.18, muestra una leve reducción durante la hora

solar normal, coincidiendo con la sobreprogramación solar del día.

Los errores se pueden cuantificar en las tablas 6.15, 6.16, 6.17 y 6.18

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	9,99	7,49
Error RMS Hora Solar [MW]	22,87	17,78
Error RMS Amanecer [MW]	62,64	20,71
Error RMS Anochecer [MW]	46,13	47,58
Máxima sobregeneración [MW]	1.247,91	370,60
Máxima subgeneración [MW]	1.727,93	955,51

Tabla 6.15: Errores de programación solar, 4 de julio de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	8,10	8,12
Error RMS Hora Solar [MW]	17,26	12,91
Error RMS Amanecer [MW]	44,92	31,55
Error RMS Anochecer [MW]	37,91	33,83
Máxima sobregeneración [MW]	1.212,70	760,04
Máxima subgeneración [MW]	837,36	498,70

Tabla 6.16: Errores de programación termoeléctrica, 4 de julio de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	10,12	11,03
Error RMS Hora Solar [MW]	17,53	19,61
Error RMS Amanecer [MW]	46,87	56,84
Error RMS Anochecer [MW]	37,12	29,79
Máxima sobregeneración [MW]	250,06	406,83
Máxima subgeneración [MW]	971,41	1.014,97

Tabla 6.17: Errores de programación hidroeléctrica, 4 de julio de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	11,36	13,36
Error RMS Hora Solar [MW]	19,89	20,30
Error RMS Amanecer [MW]	41,60	53,78
Error RMS Anochecer [MW]	55,43	44,37
Máxima sobregeneración [MW]	755,64	672,23
Máxima subgeneración [MW]	1.535,57	877,71

Tabla 6.18: Errores de programación hidrotérmica, 4 de julio de 2023.

En todas las tablas se observa la reducción de máxima sobregeneración y subgeneración para todas las tecnologías. En la tabla 6.15 se observa la reducción del error RMS en todos los períodos para la generación solar, excepto al anochecer, que es donde hay una sobreprogramación. En cuanto a la generación hidrotérmica, en la tabla 6.18 se observa una reducción en el anochecer, no así en el resto del día, debido a los errores provenientes de la generación hidroeléctrica.

Para el 31 de octubre, la figura 6.19 muestra que la curva de potencia PRG cada 15 minutos sigue la generación solar real de una manera muy precisa. En contraste con la potencia PRG del programa actual, alcanza una mejor operación en cuanto al pronóstico, acercándose más durante la hora solar normal. En cuanto a la generación térmica e hidroeléctrica, en las figuras 6.20 y 6.21 se observa una subprogramación durante la hora solar, contrarrestando la mayor programación durante el día de la energía solar. Esto se puede corroborar en su forma conjunta para la generación hidrotérmica, mostrada en la figura 6.22.

Los errores se pueden cuantificar en las tablas 6.19, 6.20, 6.21 y 6.22

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	16,75	10,04
Error RMS Hora Solar [MW]	30,77	18,43
Error RMS Amanecer [MW]	53,18	28,30
Error RMS Anochecer [MW]	48,53	24,95
Máxima sobregeneración [MW]	1.930,42	617,44
Máxima subgeneración [MW]	807,32	933,31

Tabla 6.19: Errores de programación solar, 31 de octubre de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	11,34	13,21
Error RMS Hora Solar [MW]	18,86	22,37
Error RMS Amanecer [MW]	30,09	35,31
Error RMS Anochecer [MW]	51,83	62,74
Máxima sobregeneración [MW]	1.236,61	1.347,76
Máxima subgeneración [MW]	552,45	576,01

Tabla 6.20: Errores de programación termoeléctrica, 31 de octubre de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	10,75	11,41
Error RMS Hora Solar [MW]	17,53	17,94
Error RMS Amanecer [MW]	26,06	37,62
Error RMS Anochecer [MW]	33,40	37,12
Máxima sobregeneración [MW]	247,62	605,37
Máxima subgeneración [MW]	1.104,09	992,44

Tabla 6.21: Errores de programación hidroeléctrica, 31 de octubre de 2023.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	14,31	17,28
Error RMS Hora Solar [MW]	22,96	27,17
Error RMS Amanecer [MW]	38,44	30,04
Error RMS Anochecer [MW]	57,20	79,95
Máxima sobregeneración [MW]	1.378,80	1.450,15
Máxima subgeneración [MW]	1.482,69	917,90

Tabla 6.22: Errores de programación hidrotérmica, 31 de octubre de 2023.

En la tabla 6.15 se observa la reducción de todos los errores destacando una reducción cercana al 50 % tanto en la rampa de amanecer como anochecer. En la tabla 6.22 en cambio, se observa una reducción del error RMS en el amanecer, pero no en el resto del día.

Para el 9 de enero de 2024, en la figura 6.23 se observa una clara sobreprogramación de energía solar. Esto último es discutido en el capítulo 4, donde existen errores importantes de pronóstico en la generación en el primer trimestre de 2024. De la misma forma, en la figura 6.24 se observa una subprogramación térmica durante el día, y una disminución de la energía térmica respecto al programa horario. Al contrario, en la figura 6.25 se observa un aumento de la energía térmica respecto al programa horario. En todos los programas se observa una rampa muy grande al anochecer, experimentando resultados no esperados, pero que se condicen con el programa horario.

Los errores se pueden cuantificar en las tablas 6.23, 6.24, 6.25 y 6.26

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	27,70	21,51
Error RMS Hora Solar [MW]	47,39	36,83
Error RMS Amanecer [MW]	106,61	88,24
Error RMS Anochecer [MW]	71,61	48,54
Máxima sobregeneración [MW]	1.363,45	1.363,45
Máxima subgeneración [MW]	2.118,02	1.564,47

Tabla 6.23: Errores de programación solar, 9 de enero de 2024.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	17,49	20,53
Error RMS Hora Solar [MW]	14,14	17,07
Error RMS Amanecer [MW]	34,89	31,42
Error RMS Anochecer [MW]	33,22	50,48
Máxima sobregeneración [MW]	1.156,98	865,15
Máxima subgeneración [MW]	1.065,74	1.189,29

Tabla 6.24: Errores de programación termoeléctrica, 9 de enero de 2024.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	12,99	11,17
Error RMS Hora Solar [MW]	19,46	16,19
Error RMS Amanecer [MW]	34,20	32,51
Error RMS Anochecer [MW]	50,29	43,85
Máxima sobregeneración [MW]	649,06	524,74
Máxima subgeneración [MW]	1.174,31	1.095,55

Tabla 6.25: Errores de programación hidroeléctrica, 9 de enero de 2024.

PROGRAMA	CADA 1 HORA	CADA 15 MINUTOS
Error RMS [MW]	18,85	21,62
Error RMS Hora Solar [MW]	23,72	26,38
Error RMS Amanecer [MW]	48,31	37,03
Error RMS Anochecer [MW]	63,91	82,77
Máxima sobregeneración [MW]	1.009,74	937,20
Máxima subgeneración [MW]	1.857,68	2.221,50

Tabla 6.26: Errores de programación hidrotérmica, 9 de enero de 2024.

En la tabla 6.23 se observa la reducción de todos los errores destacando una reducción cercana al 32 % en la rampa de anochecer. En la tabla 6.26 en cambio, se observa una reducción del error RMS en el amanecer, pero no en el resto del día.

## 6.2. Programa horario con restricción de tasas

### 6.2.1. Metodología

Con el objetivo de simular programas horarios con restricción de tasas, no es necesario modificar las bases de datos, pero sí se crea un escenario adicional con la propiedad de “Max Ramp

Up” y “Max Ramp Down”. Este escenario restringe la rampa máxima que puede usar una unidad generadora. Como ya se discutió en el capítulo 4, esta propiedad es crucial para las centrales termoeléctricas, en especial en termoeléctricas TV y CC. De todas formas, se detallaron las propiedades de rampas para todas las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas en el SEN. La información es extraída de la plataforma de Información Técnica [26], informes de determinación de parámetros de partida y detención, y pruebas de sintonización de AGC, todas disponibles en el sitio web del Coordinador. Las tablas incluidas en el Anexo C detallan cuáles son las unidades generadoras y sus configuraciones, con respectivos valores de rampas de subida y de bajada.

Para esta simulación se da menor tiempo y gaps más exigentes, respecto al programa cada 15 minutos, pero siguen siendo más exigentes que la configuración actual del Coordinador. Estos están especificados en la performance del modelo de simulación. Esta elección se hizo para obtener resultados más precisos, en contraste con la metodología actual. La configuración se puede ver en la tabla 6.27.

Relative Gap	Absolute Gap	Max Relative Gap	Max Time
0,001	\$50.000	0,01	12.000 s

Tabla 6.27: Configuración de performance de simulación.

Al igual que en la sección anterior, para que las simulaciones converjan más rápido, se crea un escenario que linealiza restricciones en algunas centrales, en específico la restricción de mínimo técnico. Las mismas centrales que fueron linealizadas en la modificación de 15 minutos, serán linealizadas en esta. La lista de las unidades generadoras linealizadas y sus configuraciones, se pueden ver en las tablas incluidas en el Anexo B.

## 6.2.2. Resultados

A continuación, se muestra la tabla 6.28 con los resultados de las simulaciones con restricción de rampas, en cuanto a los errores y los tiempos permitidos para estas.

DATE	31-01-23	07-03-23	09-05-23	04-07-23	31-10-23	09-01-24
ABSOLUTE GAP	\$44.179	\$45.067	\$43.238	\$28.474	\$47.996	\$39.479
RELATIVE GAP	0,008 %	0,011 %	0,019 %	0,022 %	0,024 %	0,015 %
TIME	02:53:36	05:12:17	02:19:53	00:08:35	00:15:28	00:28:24

Tabla 6.28: Resumen de resultados de simulación, programa con restricción de rampas.

Se hacen comparaciones de la generación real de señales SITR, generación real promedio del Coordinador, potencia programada actual horaria y la nueva potencia programada con restricción de rampas.

### 6.2.2.1. Resultados por tecnología

En las figuras 6.27, 6.28, 6.29 y 6.30, se muestran las comparaciones del 31 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.



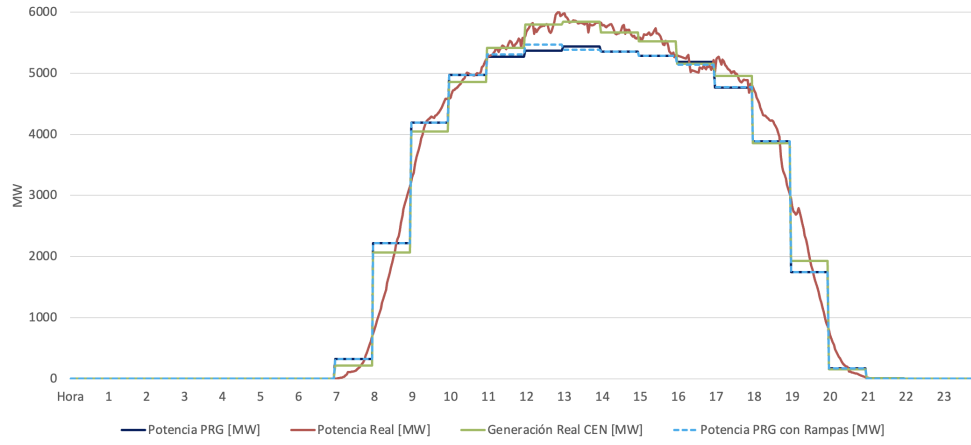


Fig. 6.27: Comparación de generación solar, 31 de enero.

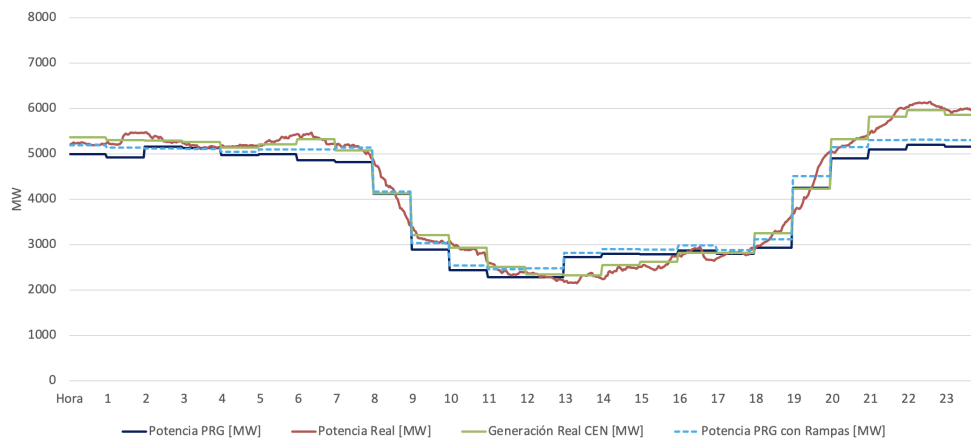


Fig. 6.28: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero.

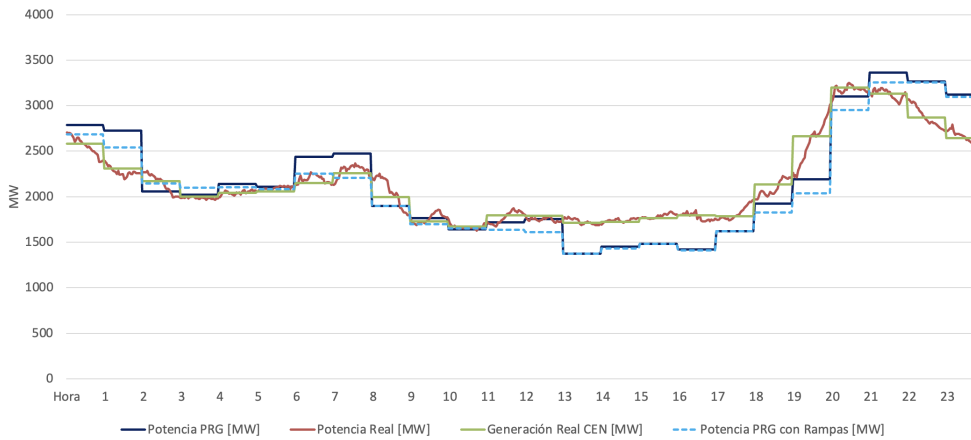


Fig. 6.29: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero.

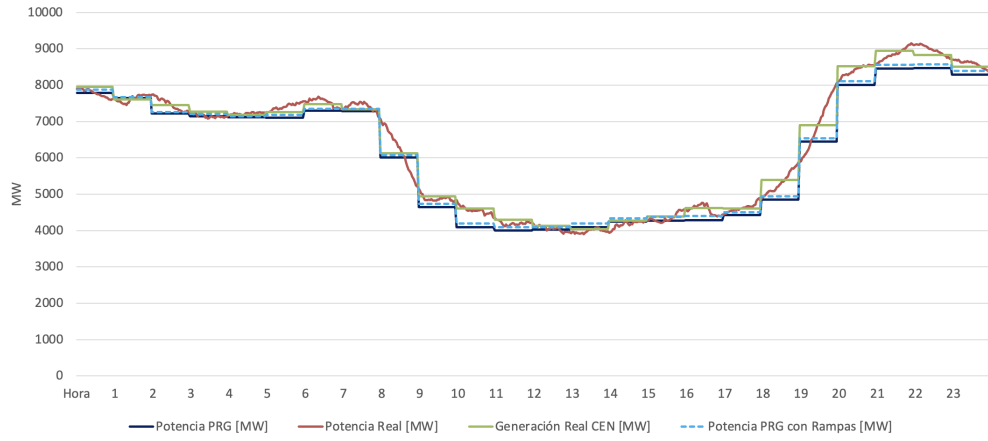


Fig. 6.30: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero.

En las figuras 6.31, 6.32, 6.33 y 6.34, se muestran las comparaciones del 7 de marzo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

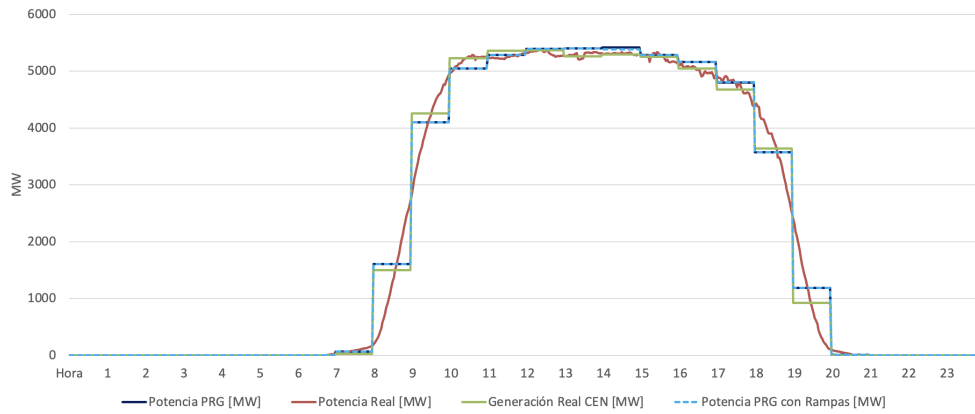


Fig. 6.31: Comparación de generación solar, 7 de marzo.

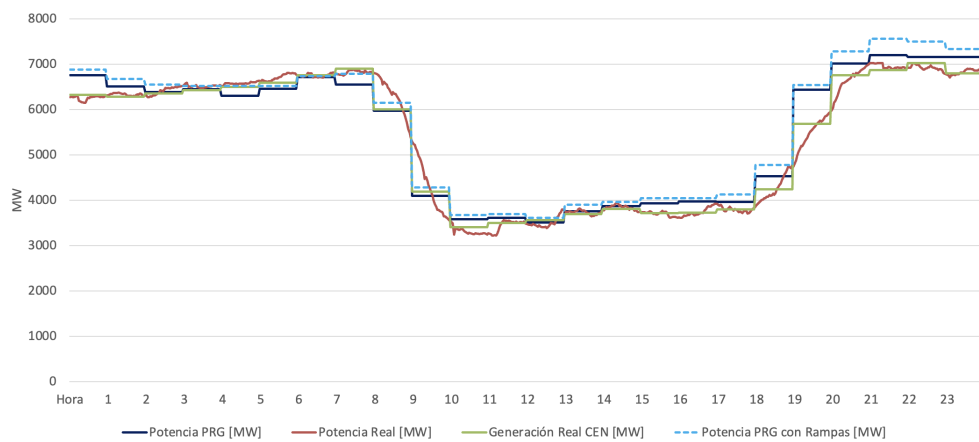


Fig. 6.32: Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo.

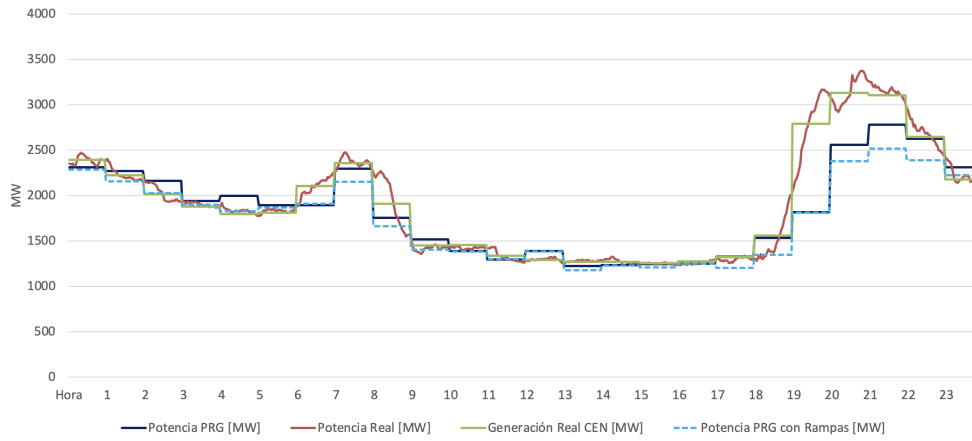


Fig. 6.33: Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo.

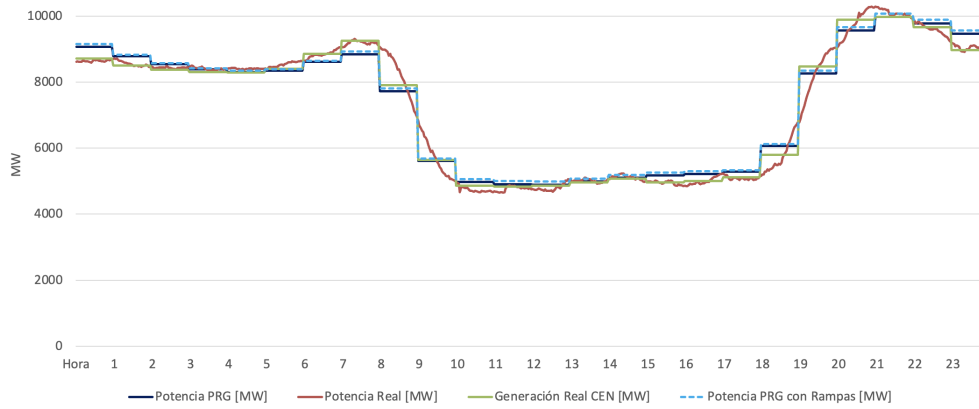


Fig. 6.34: Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo.

En las figuras 6.35, 6.36, 6.37 y 6.38, se muestran las comparaciones del 9 de mayo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

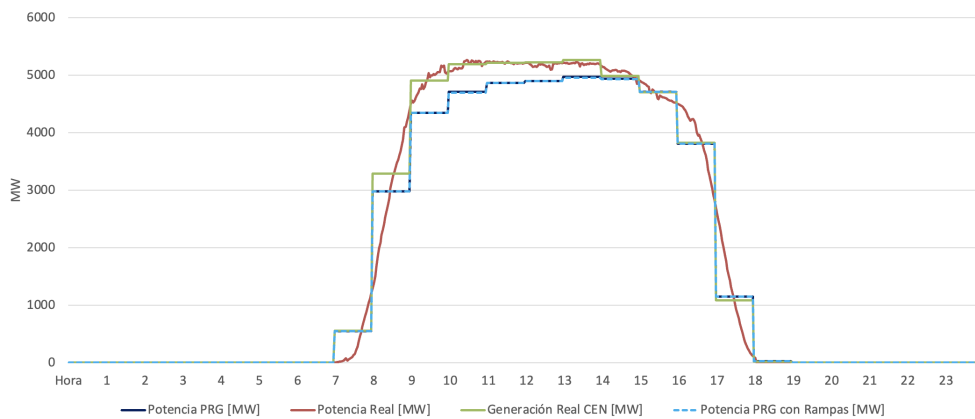


Fig. 6.35: Comparación de generación solar, 9 de mayo.

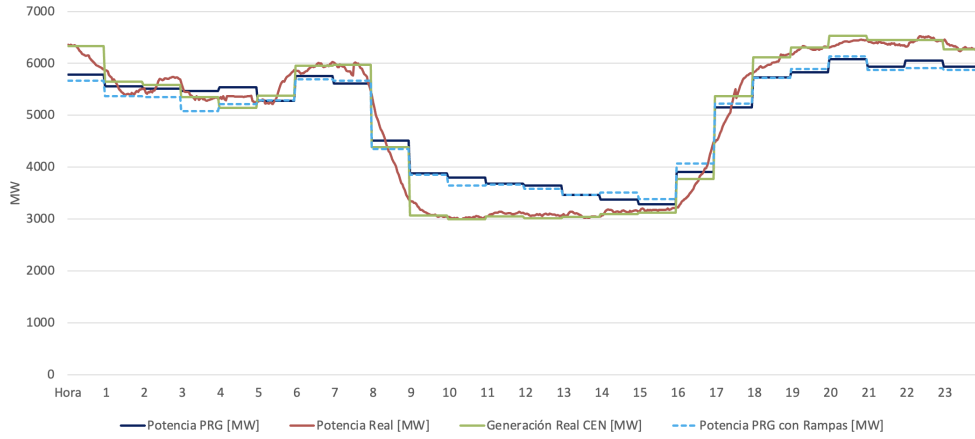


Fig. 6.36: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo.

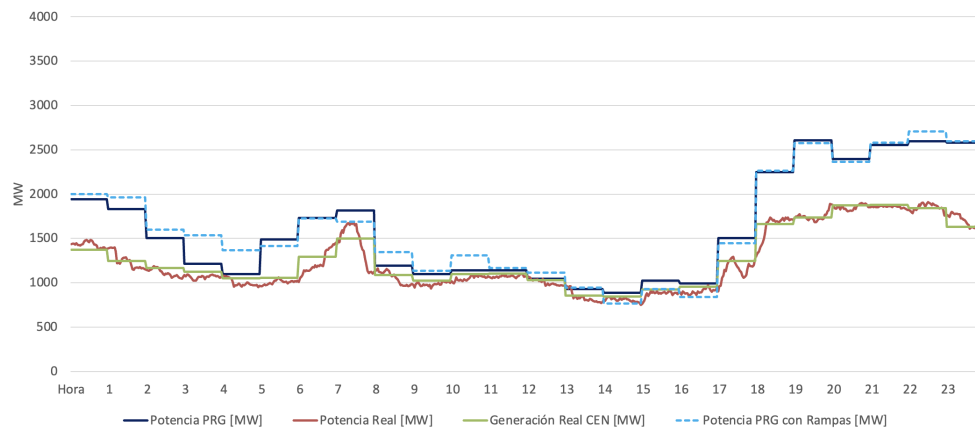


Fig. 6.37: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo.

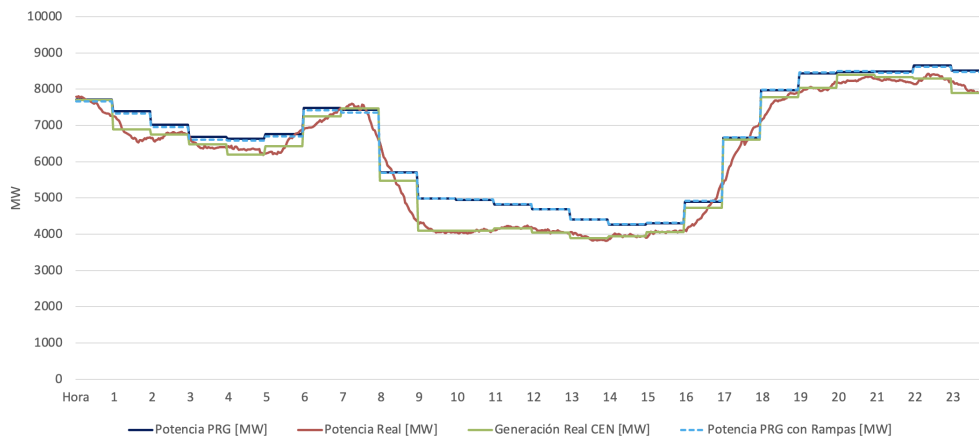


Fig. 6.38: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo.

En las figuras 6.39, 6.40, 6.41 y 6.42, se muestran las comparaciones del 4 de julio. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

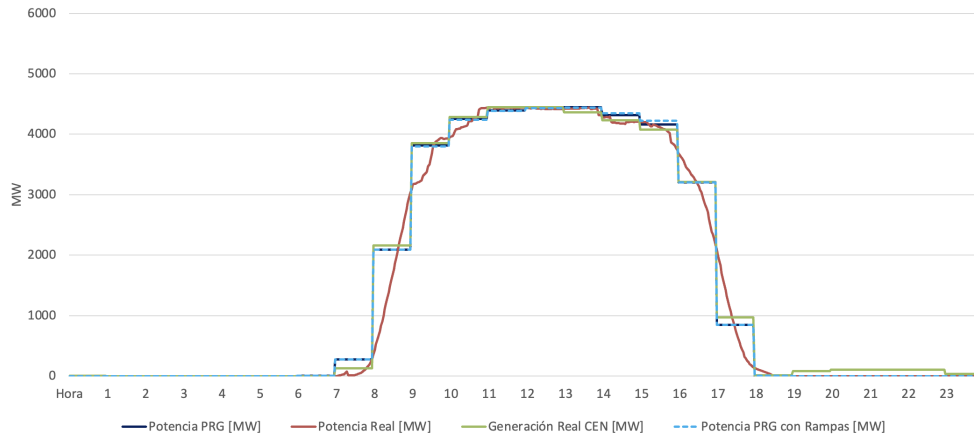


Fig. 6.39: Comparación de generación solar, 4 de julio.

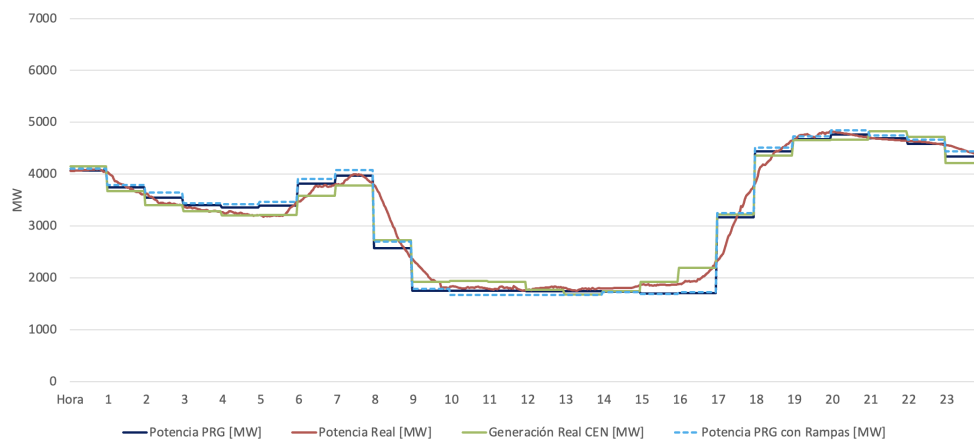


Fig. 6.40: Comparación de generación termoelectrica, 4 de julio.

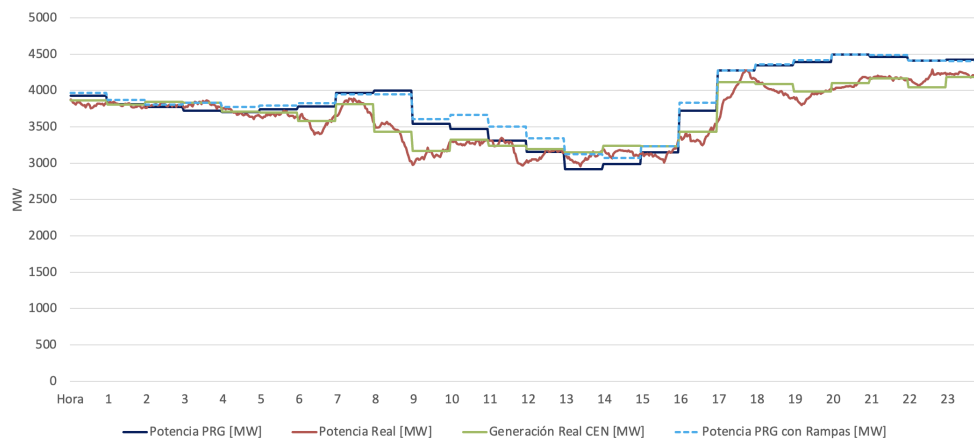


Fig. 6.41: Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio.

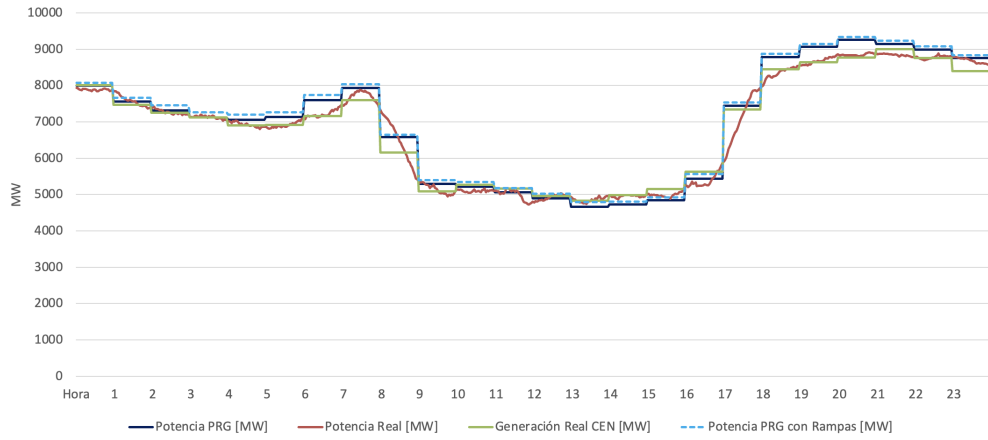


Fig. 6.42: Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio.

En las figuras 6.43, 6.44, 6.45 y 6.46, se muestran las comparaciones del 31 de octubre. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

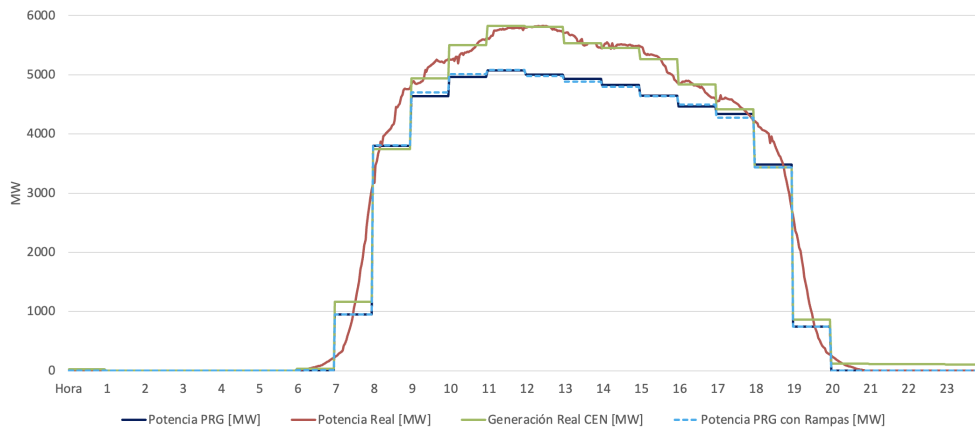


Fig. 6.43: Comparación de generación solar, 31 de octubre.

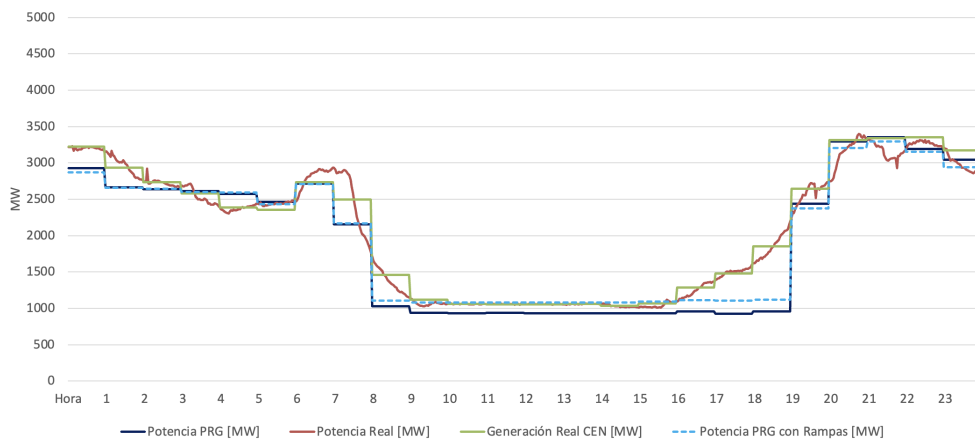


Fig. 6.44: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre.

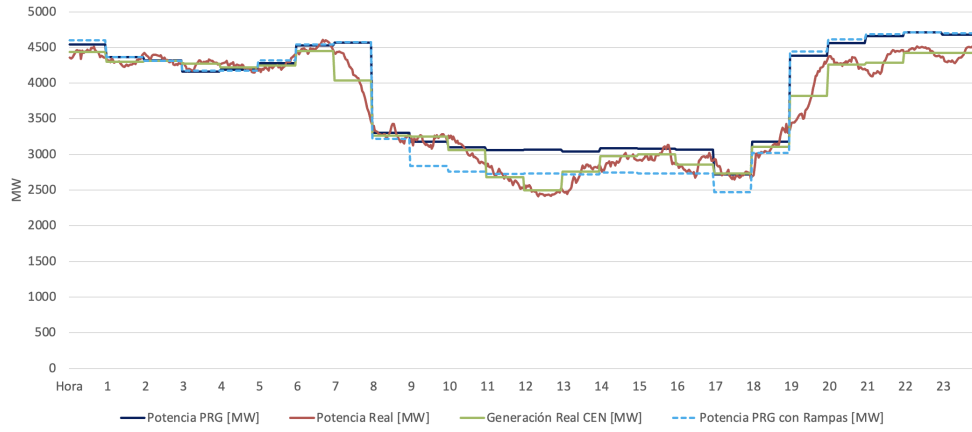


Fig. 6.45: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre.

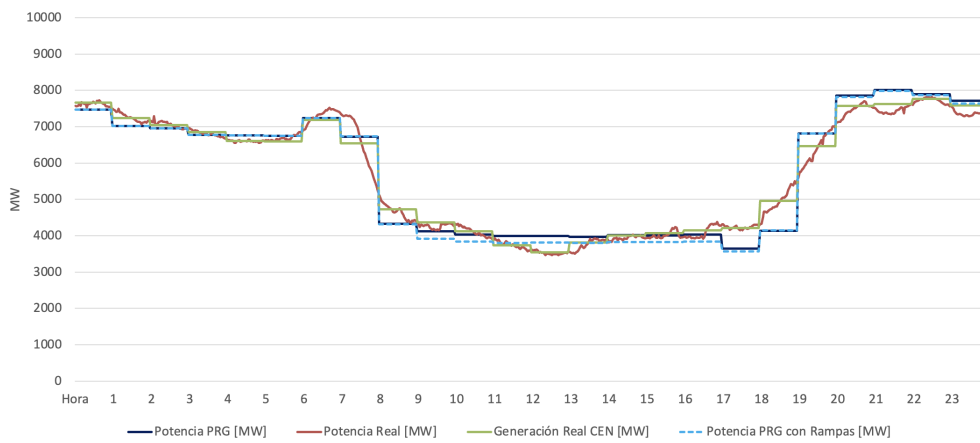


Fig. 6.46: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre.

En las figuras 6.47, 6.48, 6.49 y 6.50, se muestran las comparaciones del 9 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

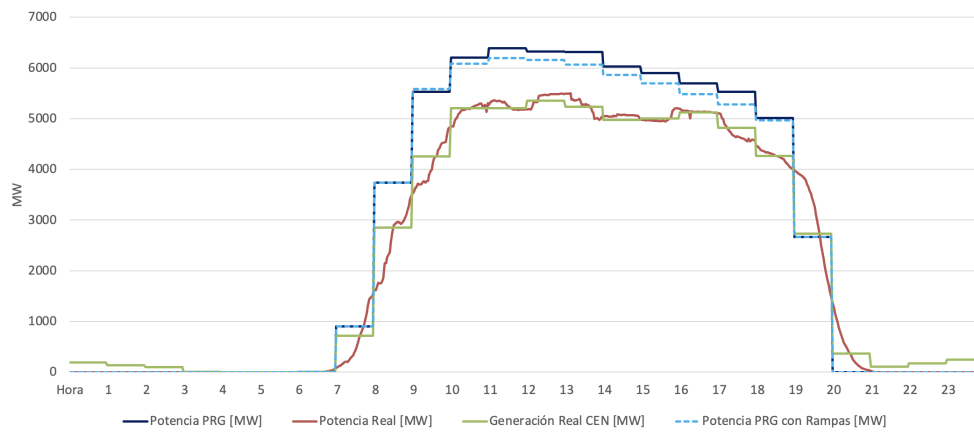


Fig. 6.47: Comparación de generación solar, 9 de enero.

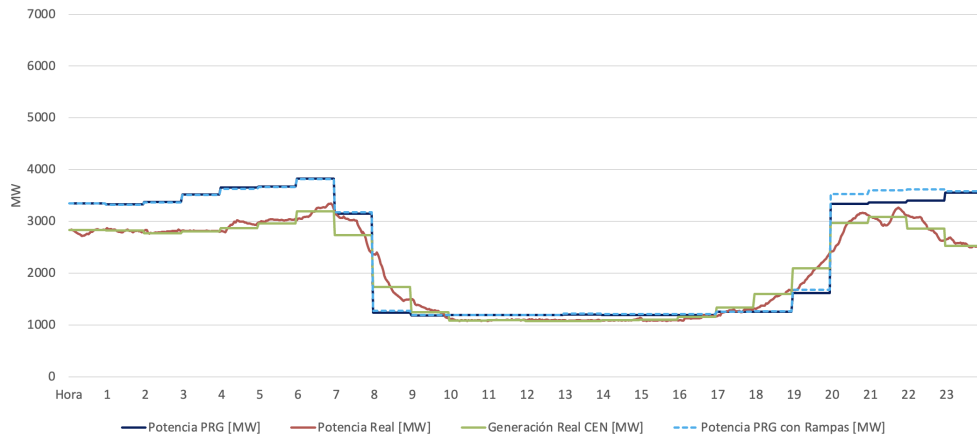


Fig. 6.48: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero.

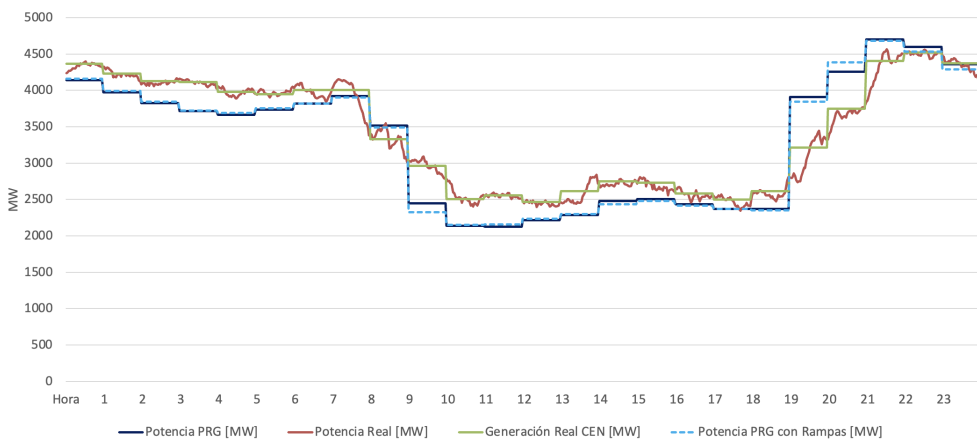


Fig. 6.49: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero.

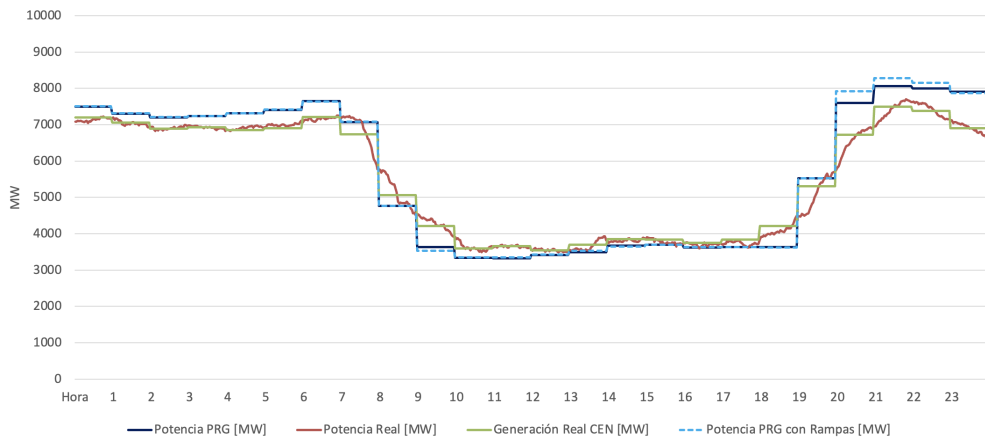


Fig. 6.50: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero.

### 6.2.2.2. Resultados por unidad generadora

A continuación, se presenta el detalle de algunas unidades generadoras carboneras.



En la figura 6.51 se puede observar una comparación del programa horario con restricción de rampas de Santa María, su programa actual, y su generación real, para el período de 31 de enero a 2 de febrero de 2023.

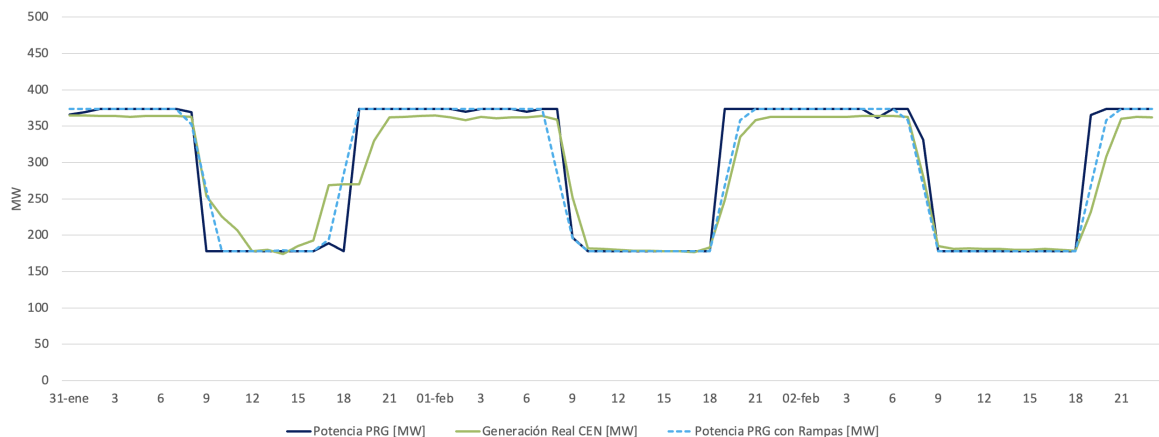


Fig. 6.51: Comparación de generación de Santa María, 31 de enero a 2 de febrero.

En la figura 6.52 se puede observar una comparación del programa horario con restricción de rampas de Guacolda 4, su programa actual, y su generación real, para el período de 7 a 9 de marzo de 2023.

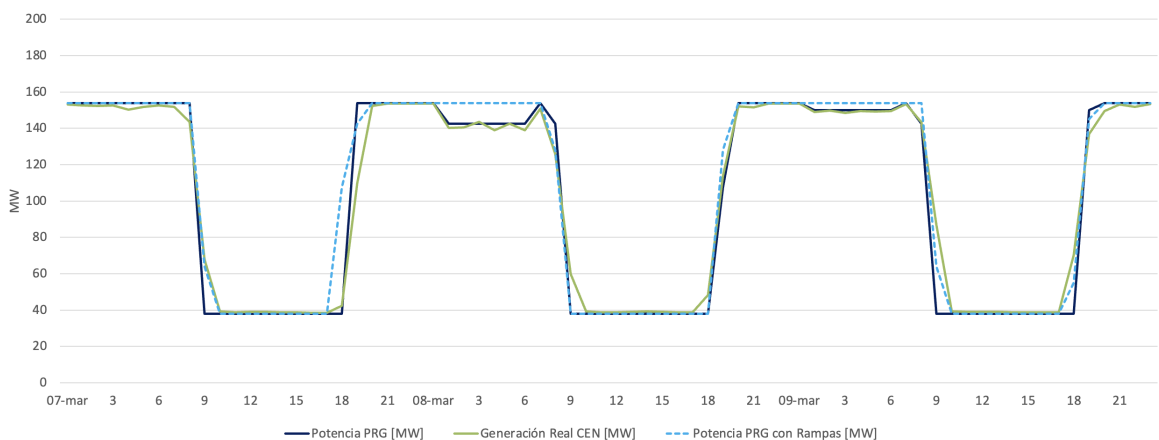


Fig. 6.52: Comparación de generación Guacolda 4, 7 a 9 de marzo.

En la figura 6.53 se puede observar una comparación del programa horario con restricción de rampas de Angamos 2, su programa actual, y su generación real, para el período de 9 a 11 de mayo de 2023.

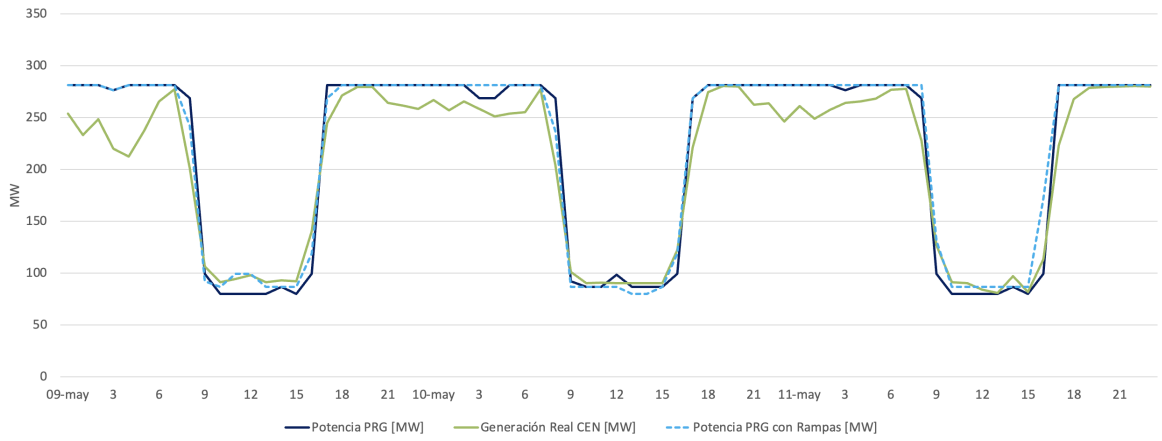


Fig. 6.53: Comparación de generación Angamos 2, 9 a 11 de mayo.

En la figura 6.54 se puede observar una comparación del programa horario con restricción de rampas de Cochrane 2, su programa actual, y su generación real, para el período de 4 a 6 de julio de 2023.

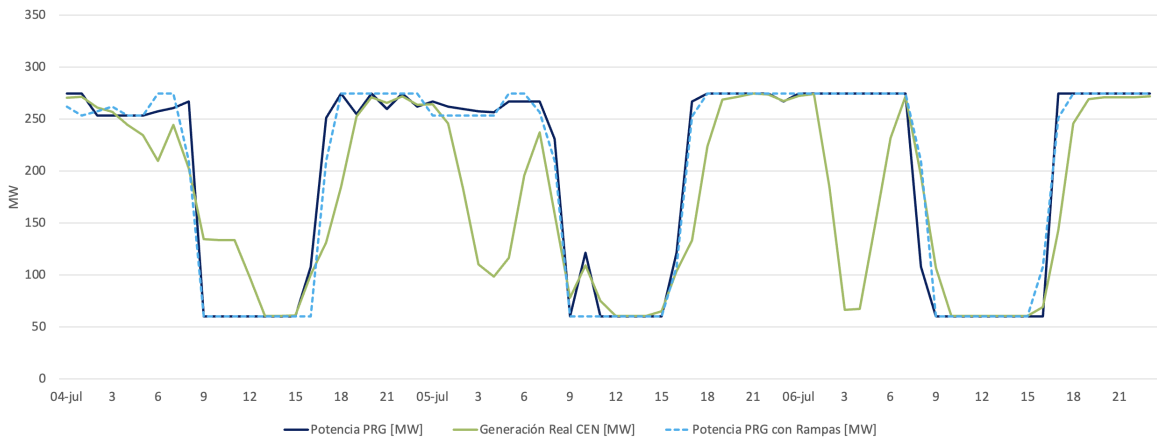


Fig. 6.54: Comparación de generación Cochrane 2, 4 a 6 de julio.

En la figura 6.55 se puede observar una comparación del programa horario con restricción de rampas de Guacolda 3, su programa actual, y su generación real, para el período de 31 de octubre a 2 de noviembre de 2023.

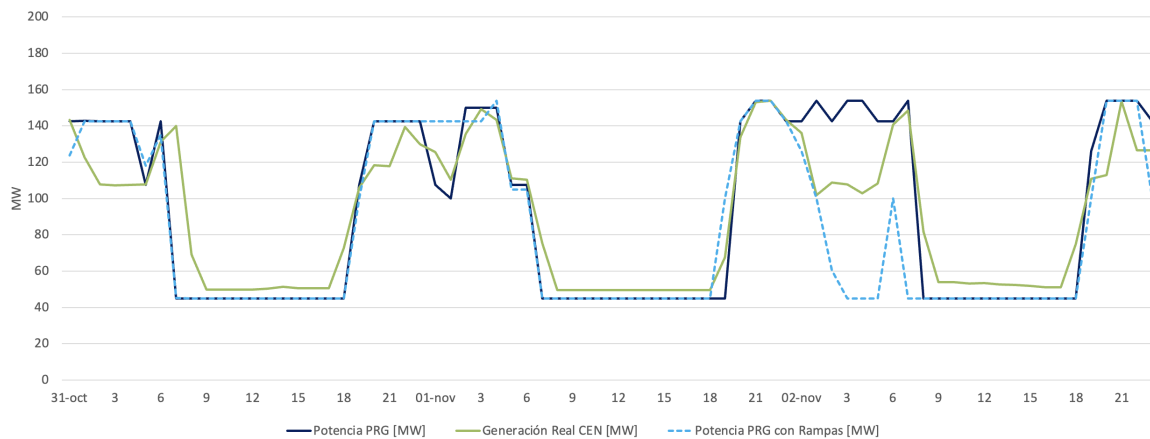


Fig. 6.55: Comparación de generación Guacolda 3, 31 de octubre a 2 de noviembre.

## 6.2.3. Análisis

### 6.2.3.1. Análisis por tecnología

Para el 31 de enero, la figura 6.27 muestra que la curva de potencia PRG con Rampas, sigue la potencia PRG del programa actual de forma muy cercana. A pesar de eso, se ve una leve variación durante la hora solar normal.

De la misma forma, la figura 6.28 muestra que la programación termoeléctrica con rampas es muy parecida a la actual, pero con unas leves variaciones. En la figura 6.29 se observa la diferencia al contrario. De esta forma, en la figura 6.30 se ve que la suma de ambas se mantiene muy cercana al programa sin rampas, con un leve aumento.

En estas figuras no se observa un claro cambio del seguimiento del amanecer y anochecer, lo cual se puede cuantificar por las tablas 6.29 y 6.30.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	11,82	11,73
Error RMS Hora Solar [MW]	20,22	20,06
Error RMS Amanecer [MW]	42,91	42,94
Error RMS Anochecer [MW]	43,48	43,45
Máxima sobregeneración [MW]	1.198,87	1.198,59
Máxima subgeneración [MW]	1.480,37	1.480,91

Tabla 6.29: Errores de programación solar, 31 de enero de 2023.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	13,09	11,35
Error RMS Hora Solar [MW]	18,91	16,82
Error RMS Amanecer [MW]	37,80	33,15
Error RMS Anochecer [MW]	50,41	44,89
Máxima sobregeneración [MW]	1.607,98	1.511,18
Máxima subgeneración [MW]	803,50	857,29

Tabla 6.30: Errores de programación hidrotérmica, 31 de enero de 2023.

En estas tablas se observa un pequeño cambio en todos los errores, destacando una mejora importante de los errores RMS del programa termoeléctrico, dadas por la tabla 6.30. Esta mejora se puede explicar debido a que ese día hubo sobregeneración, respecto a la programación. Como el cambio en el programa, muestra un pequeño aumento en la programación hidrotérmica, el error disminuirá, pues se acerca más a las curvas reales. A pesar de esto, no hay un ajuste claro en el amanecer y anochecer.

Para el 7 de marzo, las figuras 6.31 y 6.34 no muestran grandes cambios de la curva de potencia PRG con Rampas respecto de la actual. A pesar de eso, en las figuras 6.32 y 6.33 se observa un

aumento de la generación termoeléctrica, coincidente con una disminución de la hidroeléctrica. El bajo cambio se puede cuantificar por las tablas 6.31 y 6.32.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	11,00	10,99
Error RMS Hora Solar [MW]	21,60	21,57
Error RMS Amanecer [MW]	62,20	62,21
Error RMS Anochecer [MW]	57,44	57,48
Máxima sobregeneración [MW]	1.216,62	1.216,09
Máxima subgeneración [MW]	1.411,21	1.411,59

Tabla 6.31: Errores de programación solar, 7 de marzo de 2023.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	13,53	14,17
Error RMS Hora Solar [MW]	22,17	23,20
Error RMS Amanecer [MW]	62,13	61,17
Error RMS Anochecer [MW]	57,77	60,29
Máxima sobregeneración [MW]	1.338,21	1.256,16
Máxima subgeneración [MW]	1.473,66	1.564,10

Tabla 6.32: Errores de programación hidrotérmica, 7 de marzo de 2023.

En estas tablas se observa que solo hay cambios mínimos en todos los apartados de errores, para los programas con y sin restricción de rampas. Se concluye que no hay cambios importantes a nivel sistémico.

Para el 9 de mayo, nuevamente las figuras 6.35 y 6.38 no muestran grandes cambios de la curva de potencia PRG con Rampas respecto de la actual. Un detalle observado en la figura 6.36, es que cercano al anochecer, el mínimo de generación sube. Esto puede deberse a que la generación térmica tiene restricción de rampas más exigentes que las hidroeléctricas, y son estas últimas las que se ocuparían de hacer la rampa de anochecer.

El bajo cambio neto, se puede cuantificar por las tablas 6.33 y 6.34.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	12,73	12,80
Error RMS Hora Solar [MW]	27,68	27,83
Error RMS Amanecer [MW]	70,50	70,53
Error RMS Anochecer [MW]	58,84	58,83
Máxima sobregeneración [MW]	1.544,09	1.544,09
Máxima subgeneración [MW]	1.695,33	1.695,33

Tabla 6.33: Errores de programación solar, 9 de mayo de 2023.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	18,25	17,89
Error RMS Hora Solar [MW]	32,78	33,05
Error RMS Amanecer [MW]	72,46	72,19
Error RMS Anochecer [MW]	48,87	49,54
Máxima sobregeneración [MW]	814,81	827,32
Máxima subgeneración [MW]	1.339,99	1.327,49

Tabla 6.34: Errores de programación hidrotérmica, 9 de mayo de 2023.

En estas tablas se observa que solo hay cambios imperceptibles en todos los apartados de errores, para los programas con y sin restricción de rampas.

Para el 4 de julio, la figura 6.39 muestra que la generación solar no tiene grandes cambios, en su programación con rampas respecto de la actual. La figura 6.42, sí muestra un leve aumento en la programación para la generación hidrotérmica en general. Esto debido tanto a un aumento en la programación hidroeléctrica durante el día, como a un aumento de la programación termoeléctrica en la noche, observado en las figuras 6.41 y 6.40 respectivamente.

La baja diferencia de programación solar e hidrotérmica se puede cuantificar por las tablas 6.35 y 6.36, respectivamente.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	9,99	10,05
Error RMS Hora Solar [MW]	22,87	23,00
Error RMS Amanecer [MW]	62,64	62,50
Error RMS Anocheceer [MW]	46,13	46,13
Máxima sobregeneración [MW]	1.247,91	1.247,82
Máxima subgeneración [MW]	1.727,93	1.729,45

Tabla 6.35: Errores de programación solar, 4 de julio de 2023.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	8,10	8,46
Error RMS Hora Solar [MW]	17,26	16,93
Error RMS Amanecer [MW]	44,92	40,87
Error RMS Anocheceer [MW]	37,91	39,52
Máxima sobregeneración [MW]	1.212,70	1.090,41
Máxima subgeneración [MW]	837,36	923,09

Tabla 6.36: Errores de programación hidrotérmica, 4 de julio de 2023.

En estas tablas se observa que solo hay cambios imperceptibles en todos los apartados de errores, para los programas con y sin restricción de rampas.

Para el 31 de octubre, la figura 6.43 muestra que la generación solar no tiene grandes cambios, en su programación con rampas respecto de la actual. La figura 6.46, sí muestra una leve subprogramación para la hora solar. Esto se explica por un mínimo más alto en el caso de las termoeléctricas, mientras que la hidroeléctrica es subprogramada en la hora solar. Lo último puede deberse a que la generación térmica tiene restricción de rampas más exigentes que las hidroeléctricas, y son estas últimas las que se ocuparían de hacer las rampas de anocheceer.

La diferencia de programación solar e hidrotérmica se puede cuantificar por las tablas 6.37 y 6.38, respectivamente.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	16,75	16,91
Error RMS Hora Solar [MW]	30,77	31,07
Error RMS Amanecer [MW]	53,18	51,52
Error RMS Anocheceer [MW]	48,53	49,24
Máxima sobregeneración [MW]	1.930,42	1.928,81
Máxima subgeneración [MW]	807,32	814,67

Tabla 6.37: Errores de programación solar, 31 de octubre de 2023.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	14,31	14,30
Error RMS Hora Solar [MW]	22,96	23,45
Error RMS Amanecer [MW]	38,44	43,17
Error RMS Anocheceer [MW]	57,20	59,46
Máxima sobregeneración [MW]	1.378,80	1.370,96
Máxima subgeneración [MW]	1.482,69	1.501,95

Tabla 6.38: Errores de programación hidrotérmica, 31 de octubre de 2023.

En estas tablas se observa que solo hay cambios imperceptibles en todos los apartados de errores, para los programas con y sin restricción de rampas.

Para el 9 de enero de 2024, la figura 6.47 muestra que la generación solar tuvo una sobreprogramación no pronosticada. El programa horario con restricción de rampas reduce esa sobreprogramación, pero no de manera suficiente. La figura 6.50, muestra que la generación hidrotérmica no tiene un cambio importante. Esto último tanto en su componente termoeléctrica como hidroeléctrica, que se observa en las figuras 6.48 y 6.49.

La diferencia de programación solar e hidrotérmica se puede cuantificar por las tablas 6.39 y 6.40, respectivamente.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	27,70	25,05
Error RMS Hora Solar [MW]	47,39	42,85
Error RMS Amanecer [MW]	106,61	105,83
Error RMS Anocheceer [MW]	71,61	65,45
Máxima sobregeneración [MW]	1.363,45	1.363,45
Máxima subgeneración [MW]	2.118,02	2.118,04

Tabla 6.39: Errores de programación solar, 9 de enero de 2024.

PROGRAMA	SIN RAMPAS	CON RAMPAS
Error RMS [MW]	18,85	20,79
Error RMS Hora Solar [MW]	23,72	26,82
Error RMS Amanecer [MW]	48,31	51,27
Error RMS Anocheceer [MW]	63,91	75,87
Máxima sobregeneración [MW]	1.009,74	1.013,14
Máxima subgeneración [MW]	1.857,68	2.175,40

Tabla 6.40: Errores de programación hidrotérmica, 9 de enero de 2024.

En estas tablas se observa una leve reducción del error de programación solar, pero que no es significativo por el contexto de un mal pronóstico en la fecha en particular.

### **6.2.3.2. Análisis por unidad generadora**

En la figura 6.51, se observa un claro cambio en la programación de la central Santa María, en los momentos de amanecer y anochecer. La potencia PRG actual se mueve sin restricción, y provoca que la central se mueva entre su potencia máxima (378 MW) y mínima (178 MW), en el período de 1 hora. Se sabe que esto no es posible, puesto que al haber 200 MW de diferencia, y una tasa de subida y de bajada de 1,5 MW/min, se necesitarían alrededor de 133 minutos. Con la restricción actual, se puede observar que en los amaneceres y anohecidos del 1 y 2 de febrero, la tasa de subida de la nueva potencia programada, está restringida. De esta forma, la curva celeste y verde son paralelas, mostrando una mejor precisión para la operación real de Santa María.

En la figura 6.52, se observa un cambio en la programación de Guacolda 4, en los momentos de amanecer y anochecer. La potencia PRG actual se mueve sin restricción, y provoca que la unidad generadora se mueva entre su potencia máxima (154 MW) y mínima (38 MW), en el período de 1 hora. Se sabe que esto no es posible, puesto que al haber 116 MW de diferencia, y una tasa de subida y de bajada de 1,5 MW/min, se necesitaría alrededor de 77 minutos. Con la restricción actual, se puede observar que en todos los amanecidos y anohecidos, la restricción provoca que se detenga en potencias intermedias, no permitiendo pasar de potencia máxima a mínima, o al revés, en 1 hora. Esto, a diferencia de lo observado en el programa actual, por ejemplo al anochecer del 7 de marzo. Se mejora la precisión de la programación para la operación real de Guacolda 4.

En la figura 6.53, se observa un cambio en la programación de Angamos 2, en los momentos de amanecer y anochecer. La potencia PRG actual se mueve sin restricción, y provoca que la unidad generadora se mueva entre su potencia máxima (281 MW) y mínima (80 MW), en el período de 1 hora. Se sabe que esto no es posible, puesto que al haber 201 MW de diferencia, y una tasa de subida y de bajada de 2,5 MW/min, se necesitarían alrededor de 80 minutos. En todos los amanecidos y anohecidos, la nueva restricción de rampas provoca que la generación se detenga en potencias intermedias, no permitiendo pasar de potencia máxima a mínima, o al revés, en 1 hora. En el anochecer del 11 de mayo en específico, se observa claramente esta situación, donde la curva de potencia PRG con rampas es paralela a la generación real, no así la potencia programada sin rampas, que tiene una pendiente mayor. Esto mejora la precisión de la programación para la operación real de Angamos 2.

En la figura 6.54, se observa que la generación real de la unidad Cochrane 2 es bastante distinta a lo programado, ya que esta se mueve entre su potencia máxima (275 MW) y mínima (60 MW) en varias ocasiones. En las horas de amanecer y anochecer, la potencia PRG actual se mueve sin restricción, y provoca que la unidad generadora Cochrane 2 suba de potencia mínima a máxima en 1 hora, en específico al anochecer del 6 de julio. Se sabe que esto no es posible, puesto que al haber 215 MW de diferencia, y una tasa de subida y de bajada de 2,5 MW/min, se necesitarían alrededor de 90 minutos. Con la restricción de rampas, se puede observar que en el anochecer del 6 de julio, pasa por potencias intermedias, moviéndose de manera paralela a la curva de generación real. Esto mejora la precisión de la programación para la operación real de Cochrane 2.

En la figura 6.55, se observa un cambio en la programación de Guacolda 3, en los momentos de amanecer y anochecer. La potencia PRG actual se mueve sin restricción, y provoca que la unidad

generadora se mueva entre su potencia máxima (153 MW) y mínima (45 MW), en el período de 1 hora. Se sabe que esto no es posible, puesto que al haber 108 MW de diferencia, y una tasa de subida y de bajada de 1,5 MW/min, se necesitarían alrededor de 72 minutos. En todos los amaneceres y anocheceres, la nueva restricción de rampas provoca que la generación se detenga en potencias intermedias, no permitiendo pasar de potencia máxima a mínima, o al revés, en 1 hora. En el anochecer del 1 de noviembre en específico, se observa claramente esta situación, donde la curva de potencia PRG con rampas tarda 1 hora más. De todas formas, se observa que la generación real cambia su potencia con pendientes menores, concluyendo así que la tasa de Guacolda 3 de 1,5 MW/min, podría ser reevaluada.

## 6.3. Programa cada 15 minutos con restricción de tasas

### 6.3.1. Metodología

De la misma forma que el programa anterior, para poder simular programas cada 15 minutos con restricción de tasas, se debe crear el mismo escenario adicional con la propiedad de “Max Ramp Up” y “Max Ramp Down”. Las tablas incluidas en el Anexo C detallan cuáles son las unidades generadoras y sus configuraciones, con sus respectivos valores de rampas de subida y de bajada.

Para esta simulación se da mayor tiempo y los mismos gaps, respecto al programa cada 15 minutos, y siguen siendo más exigentes que la configuración actual del Coordinador. Estos están especificados en la performance del modelo de simulación. Esta elección se hizo para obtener resultados más precisos, en contraste con la metodología actual. La configuración se puede ver en la tabla 6.41.

Relative Gap	Absolute Gap	Max Relative Gap	Max Time
0,01	\$50.000	0,05	18.000 s

Tabla 6.41: Configuración de performance de simulación.

Al igual que en las secciones anteriores, para que las simulaciones converjan más rápido, se crea un escenario que linealiza restricciones en algunas centrales. La lista de las unidades generadoras linealizadas y sus configuraciones, se pueden ver en las tablas incluidas en el Anexo B.

### 6.3.2. Resultados

A continuación, se muestra la tabla 6.42 con los resultados de las simulaciones de programas cada 15 minutos con restricción de rampas, en cuanto a los errores y los tiempos permitidos para estas.

DATE	31-01-23	07-03-23	09-05-23	04-07-23	31-10-23	09-01-24
ABSOLUTE GAP	\$69.048	\$156.862	\$40.987	\$47.386	\$38.217	\$69.602
RELATIVE GAP	0,013 %	0,039 %	0,017 %	0,037 %	0,019 %	0,026 %
TIME	49:10:00	40:36:59	35:40:06	4:55:50	5:21:47	10:23:09

Tabla 6.42: Resumen de resultados de simulación, programa cada 15 minutos con restricción de rampas.

#### 6.3.2.1. Resultados por tecnología

Se hacen comparaciones de la programación actual, programa cada 15 minutos, programa horario con restricción de rampas, y programa cada 15 minutos con restricción de rampas.

En las figuras 6.56, 6.57, 6.58 y 6.59, se muestran las comparaciones del 31 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

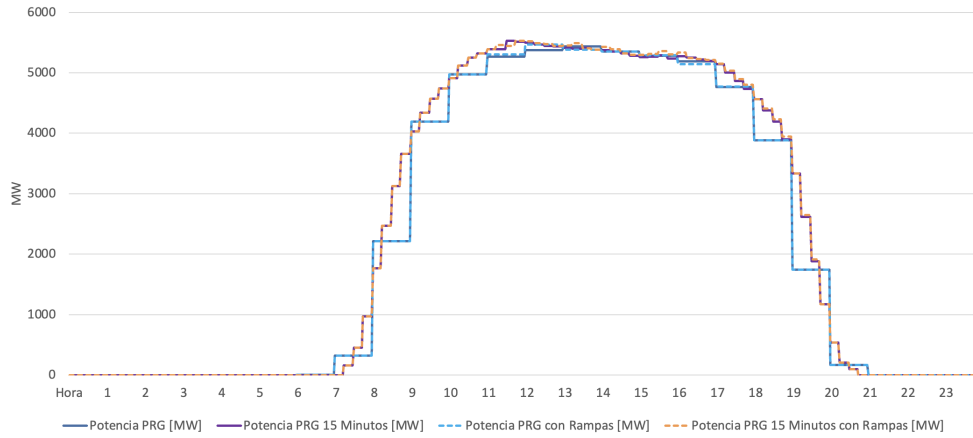


Fig. 6.56: Comparación de generación solar, 31 de enero.

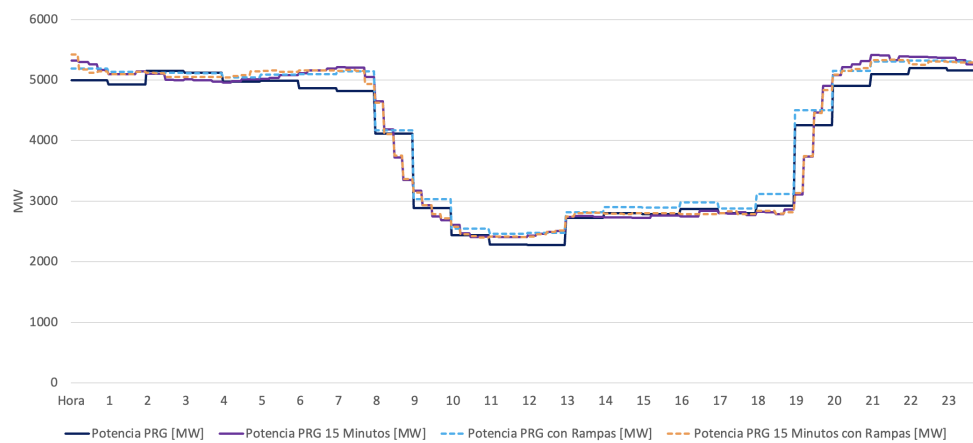


Fig. 6.57: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de enero.

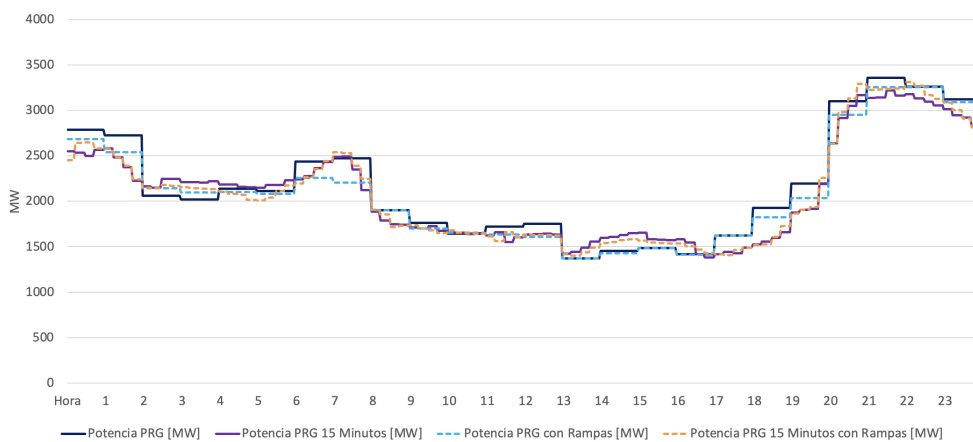


Fig. 6.58: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de enero.



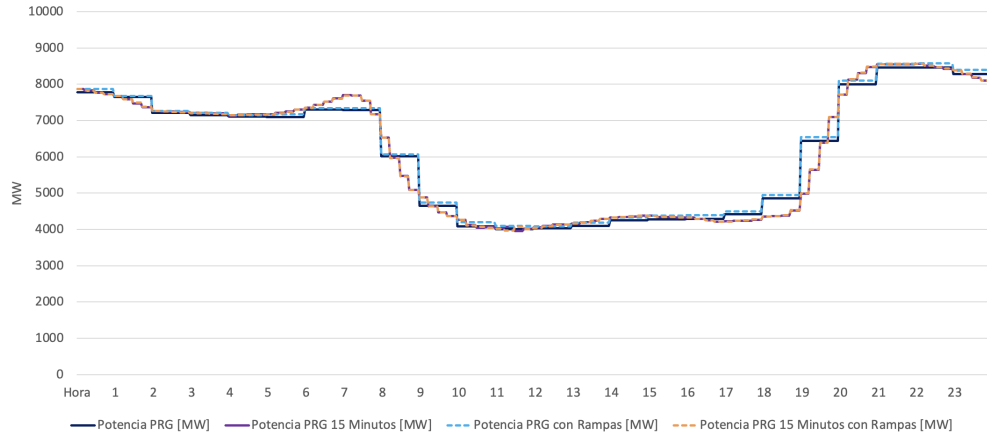


Fig. 6.59: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de enero.

En las figuras 6.60, 6.61, 6.62 y 6.63, se muestran las comparaciones del 7 de marzo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

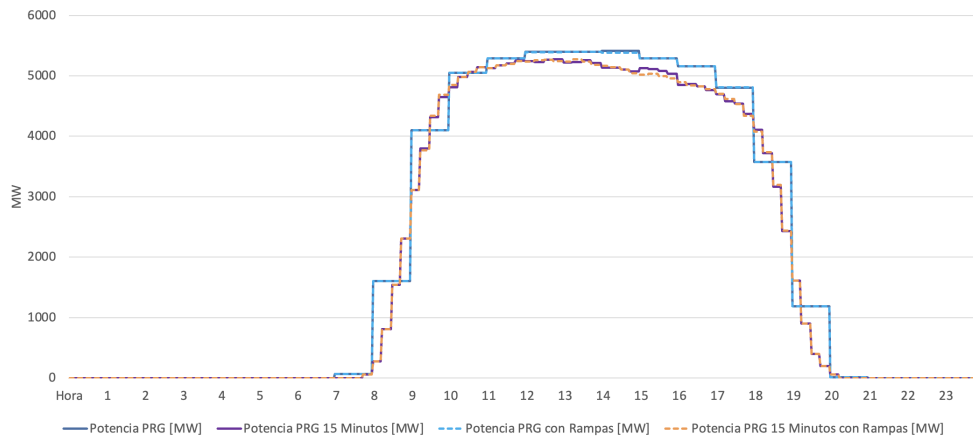


Fig. 6.60: Comparación de generación solar, 7 de marzo.

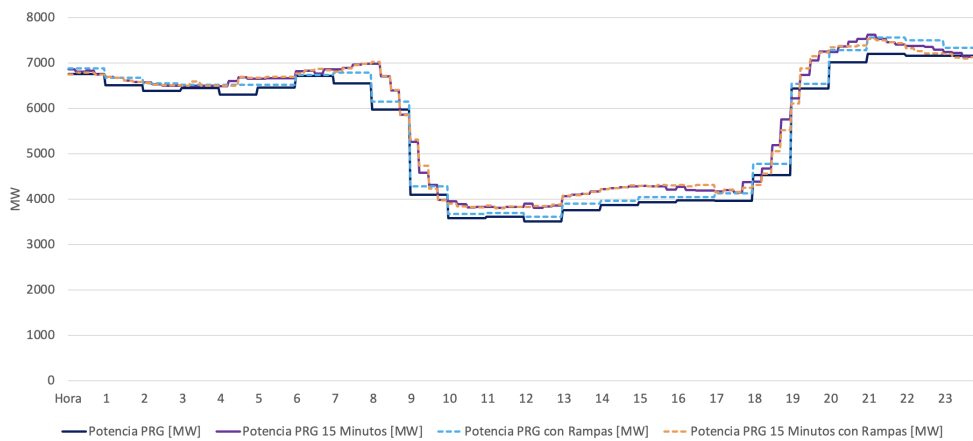


Fig. 6.61: Comparación de generación termoeléctrica, 7 de marzo.

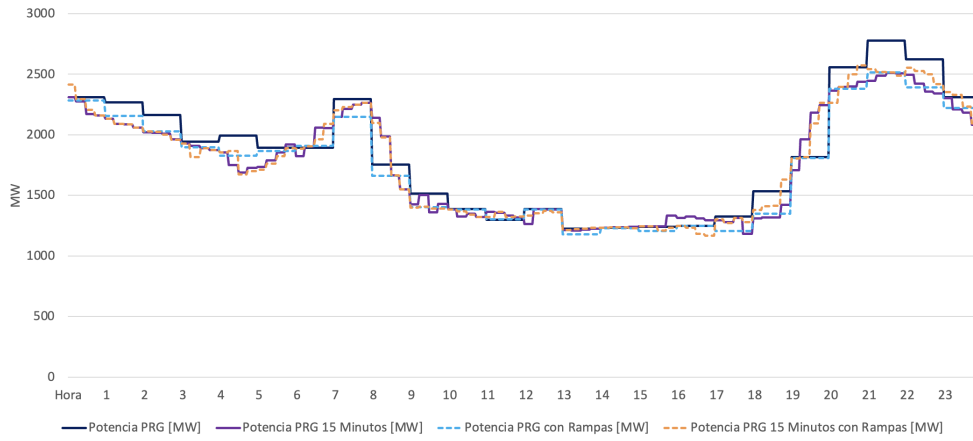


Fig. 6.62: Comparación de generación hidroeléctrica, 7 de marzo.

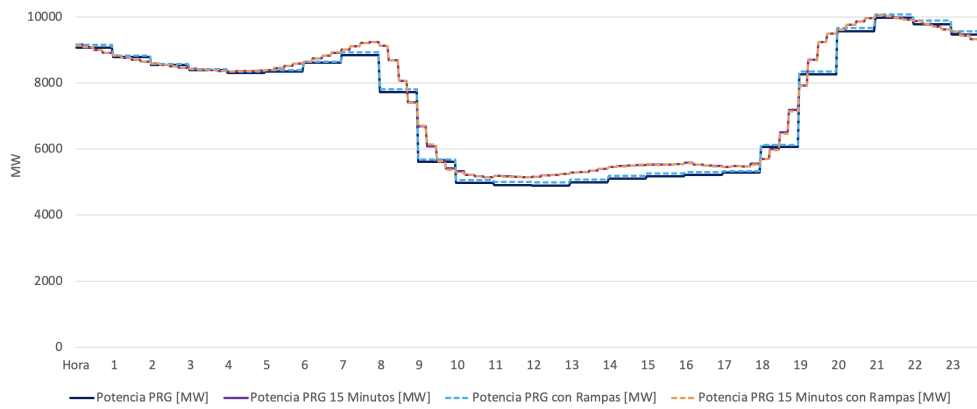


Fig. 6.63: Comparación de generación hidrotérmica, 7 de marzo.

En las figuras 6.64, 6.65, 6.66 y 6.67, se muestran las comparaciones del 9 de mayo. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

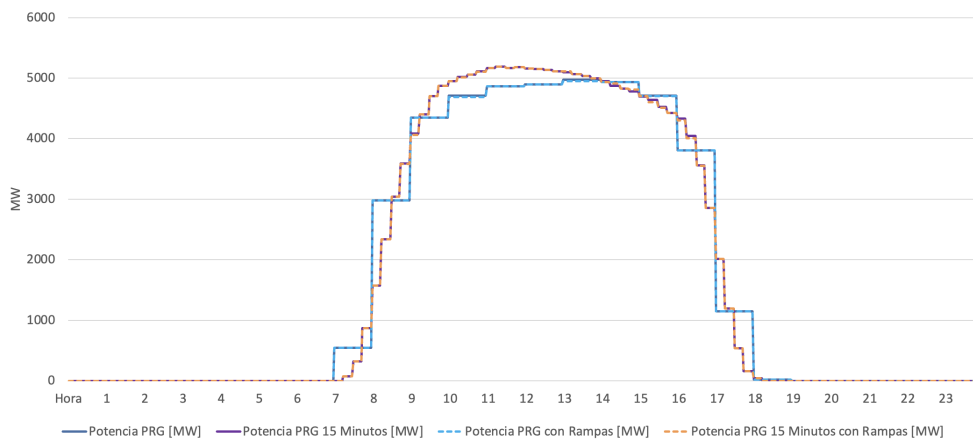


Fig. 6.64: Comparación de generación solar, 9 de mayo.

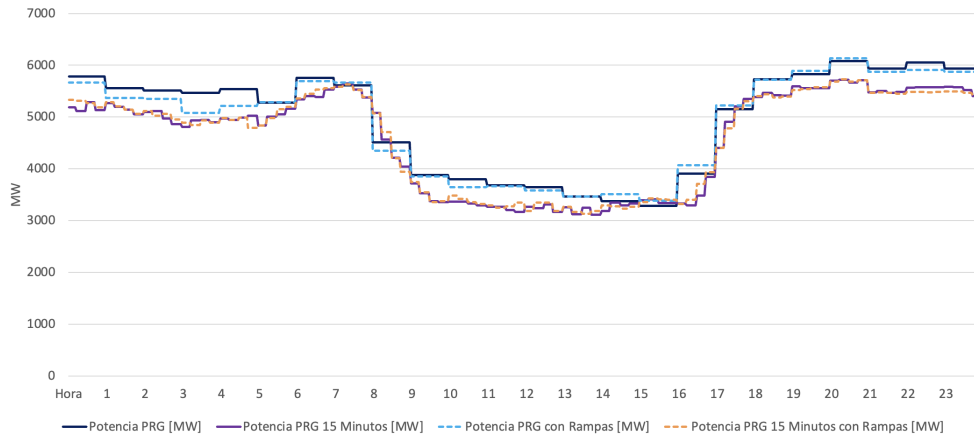


Fig. 6.65: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de mayo.

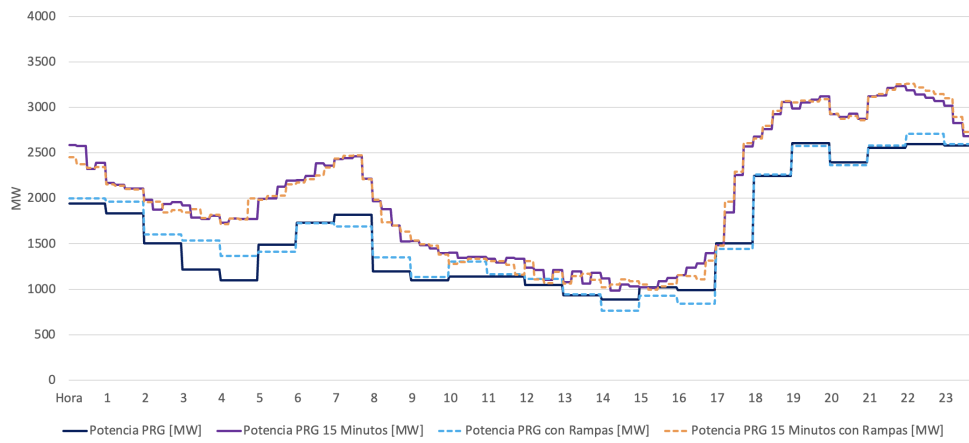


Fig. 6.66: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de mayo.

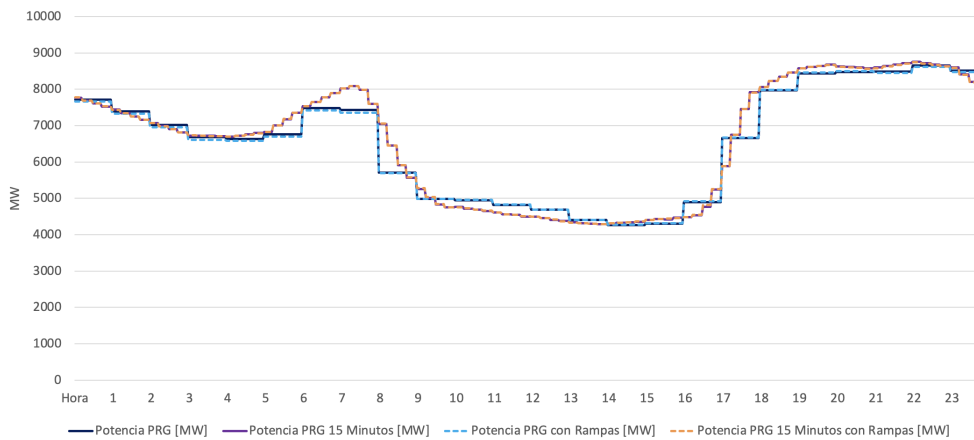


Fig. 6.67: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de mayo.

En las figuras 6.68, 6.69, 6.70 y 6.71, se muestran las comparaciones del 4 de julio. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

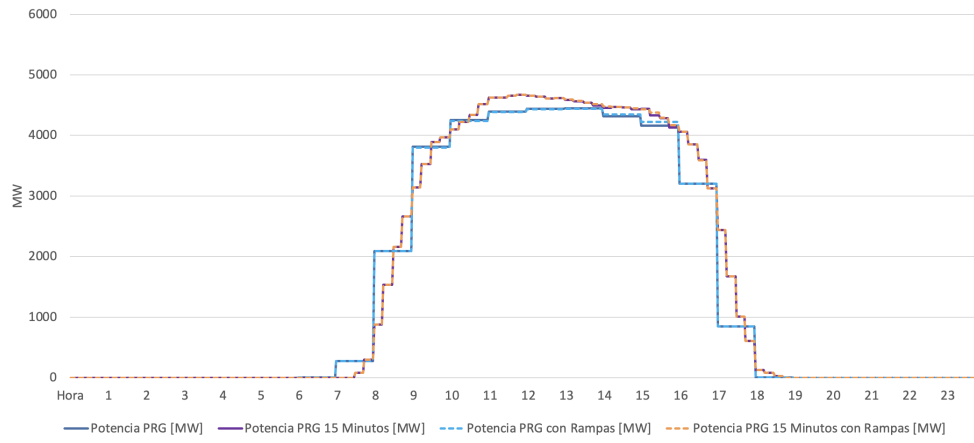


Fig. 6.68: Comparación de generación solar, 4 de julio.

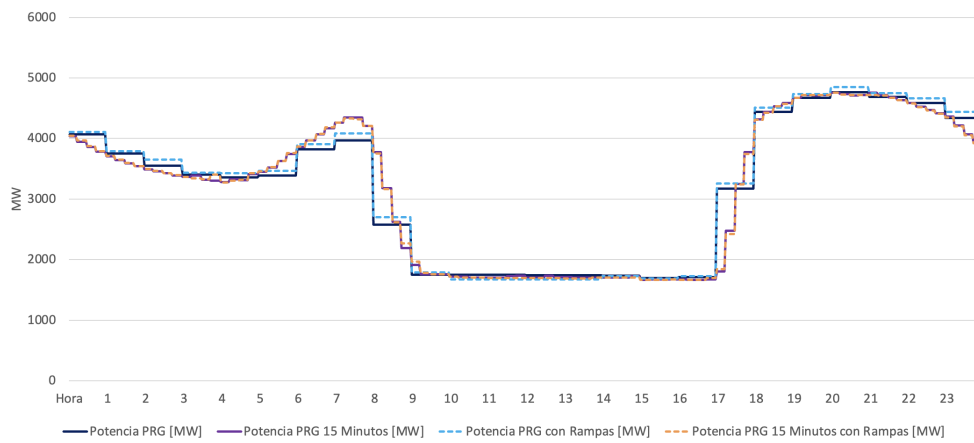


Fig. 6.69: Comparación de generación termoeléctrica, 4 de julio.

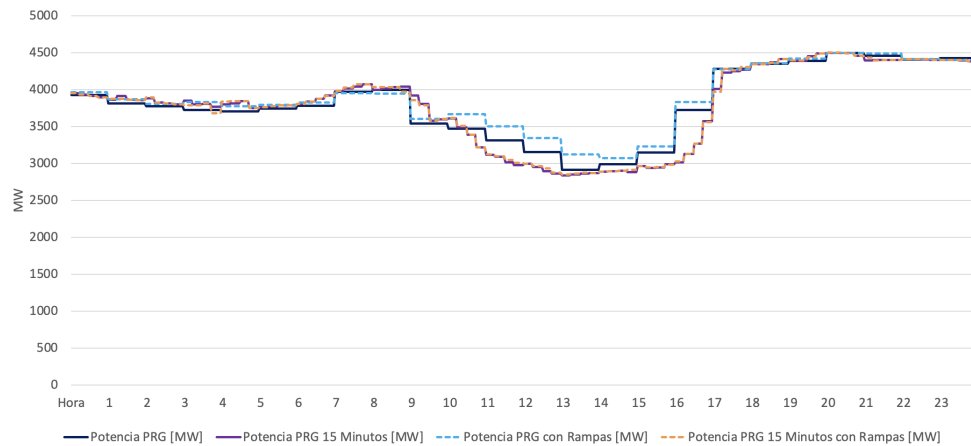


Fig. 6.70: Comparación de generación hidroeléctrica, 4 de julio.

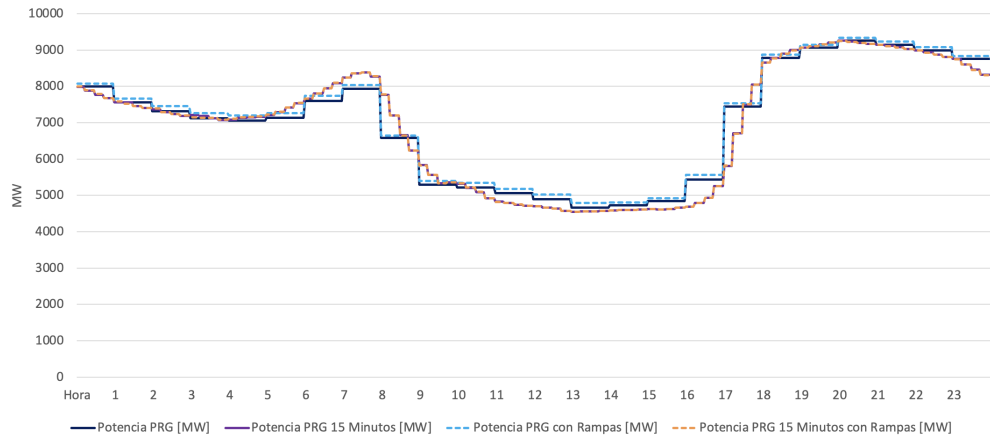


Fig. 6.71: Comparación de generación hidrotérmica, 4 de julio.

En las figuras 6.72, 6.73, 6.74 y 6.75, se muestran las comparaciones del 31 de octubre. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

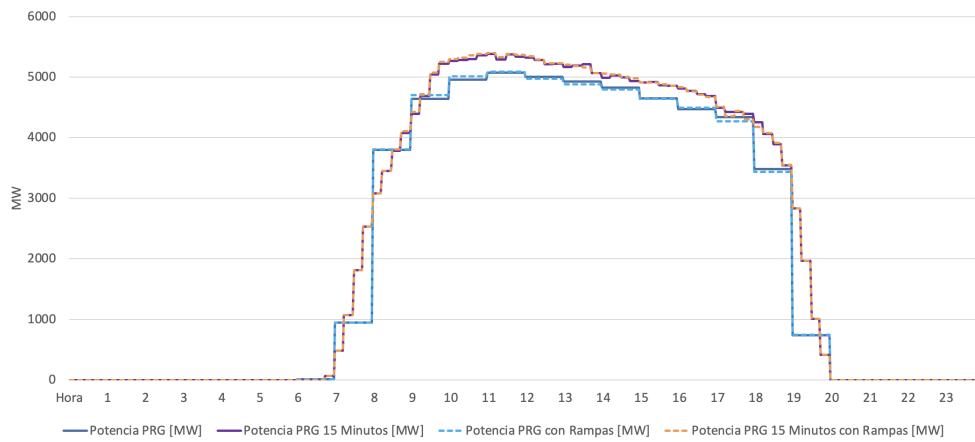


Fig. 6.72: Comparación de generación solar, 31 de octubre.

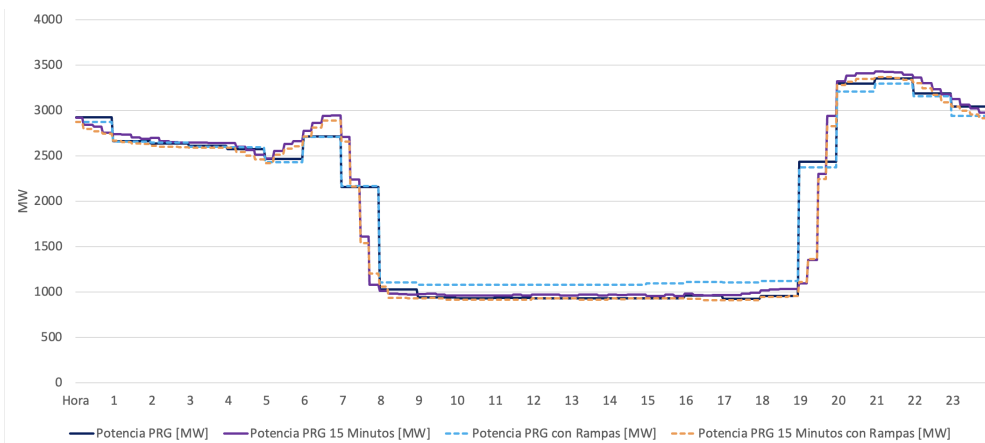


Fig. 6.73: Comparación de generación termoeléctrica, 31 de octubre.

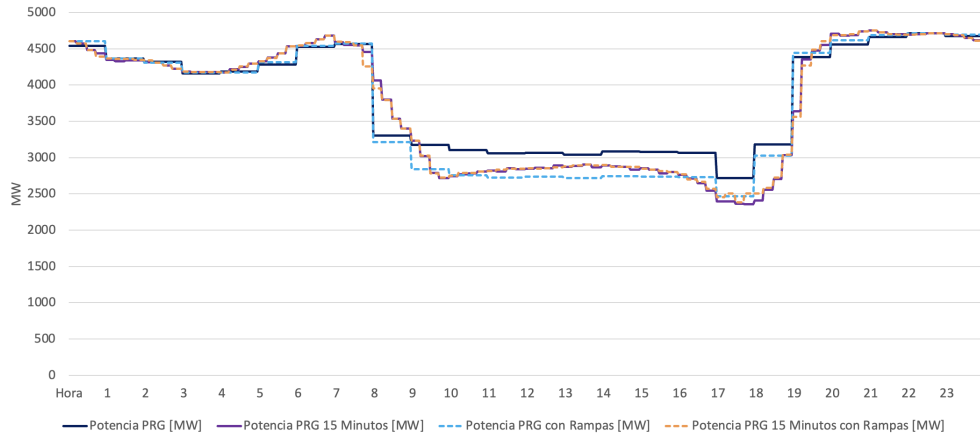


Fig. 6.74: Comparación de generación hidroeléctrica, 31 de octubre.

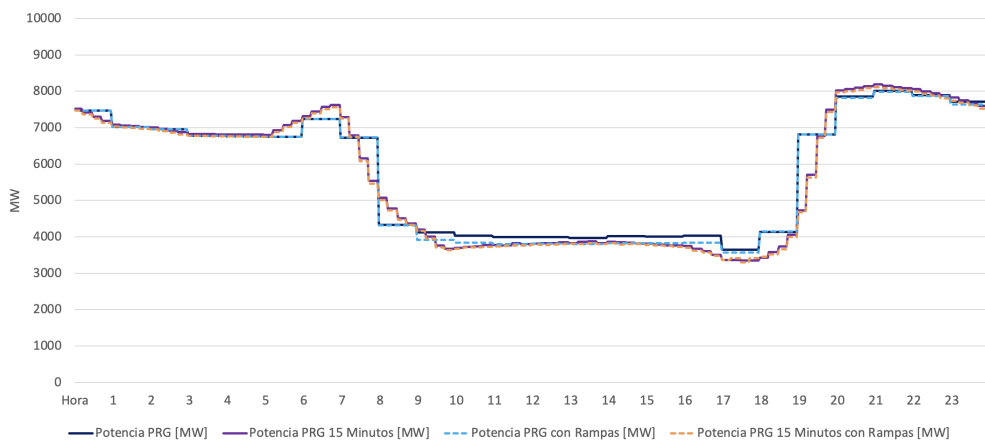


Fig. 6.75: Comparación de generación hidrotérmica, 31 de octubre.

En las figuras 6.76, 6.77, 6.78 y 6.79, se muestran las comparaciones del 9 de enero. Esto para la generación solar, termoeléctrica, hidroeléctrica e hidrotérmica, respectivamente.

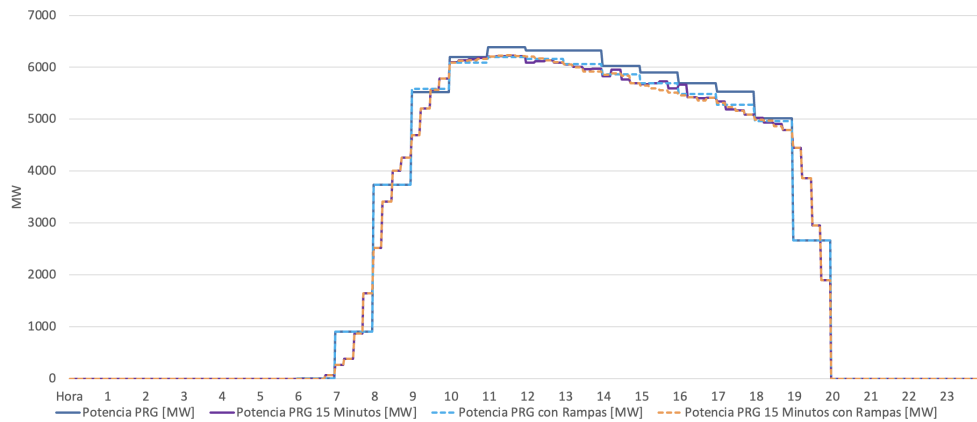


Fig. 6.76: Comparación de generación solar, 9 de enero.

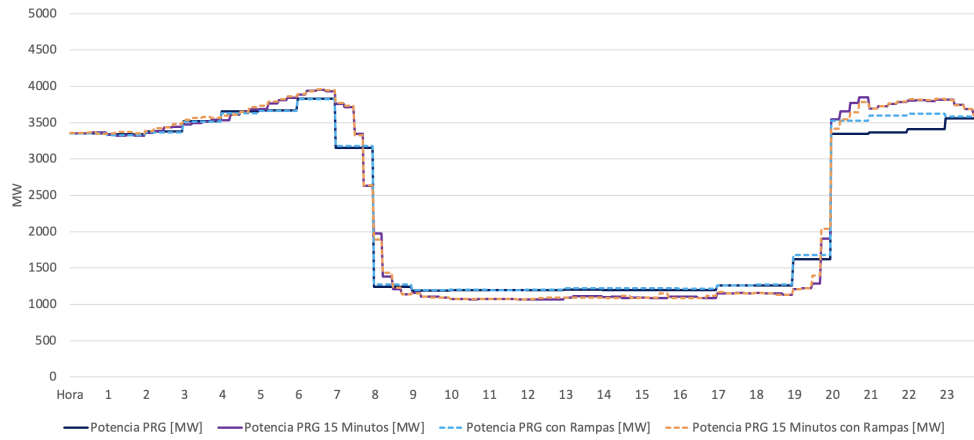


Fig. 6.77: Comparación de generación termoeléctrica, 9 de enero.

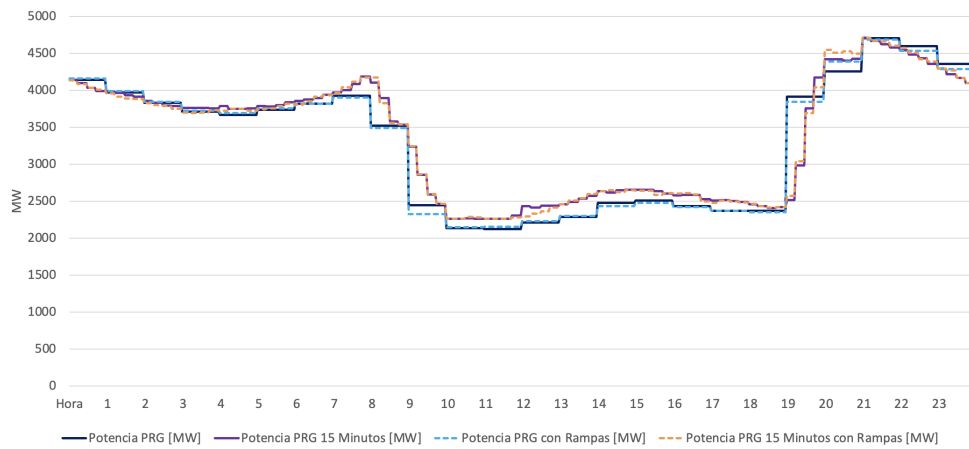


Fig. 6.78: Comparación de generación hidroeléctrica, 9 de enero.

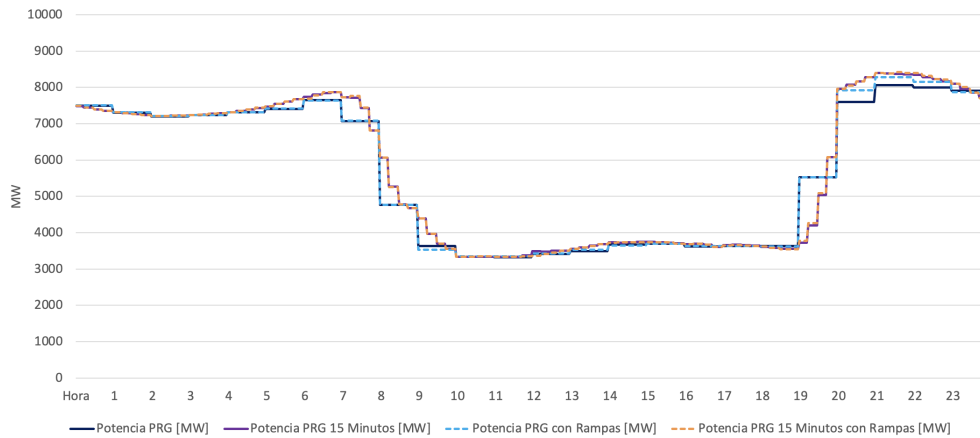


Fig. 6.79: Comparación de generación hidrotérmica, 9 de enero.

### 6.3.2.2. Resultados por unidad generadora

A continuación, se presenta el detalle de algunas unidades generadoras carboneras, ciclos combinados e hidroeléctrica, en los distintos días simulados.

En la figura 6.80 se puede observar una comparación del programa actual de Santa María, y todas las variantes de programas simulados para el 31 de enero.

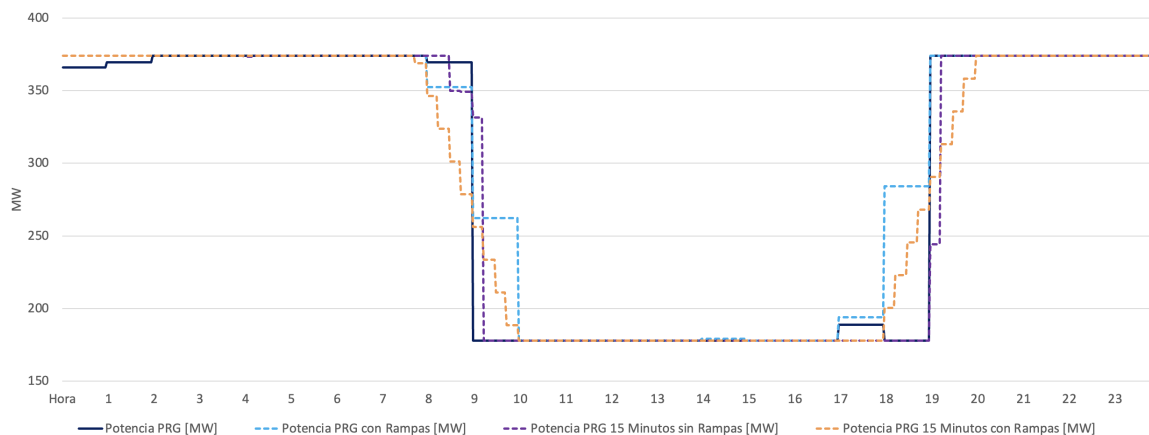


Fig. 6.80: Comparación de programas de Santa María, 31 de enero de 2023

En la figura 6.81 se puede observar una comparación del programa actual de Kelar, y todas las variantes de programas simulados para el 7 de marzo.

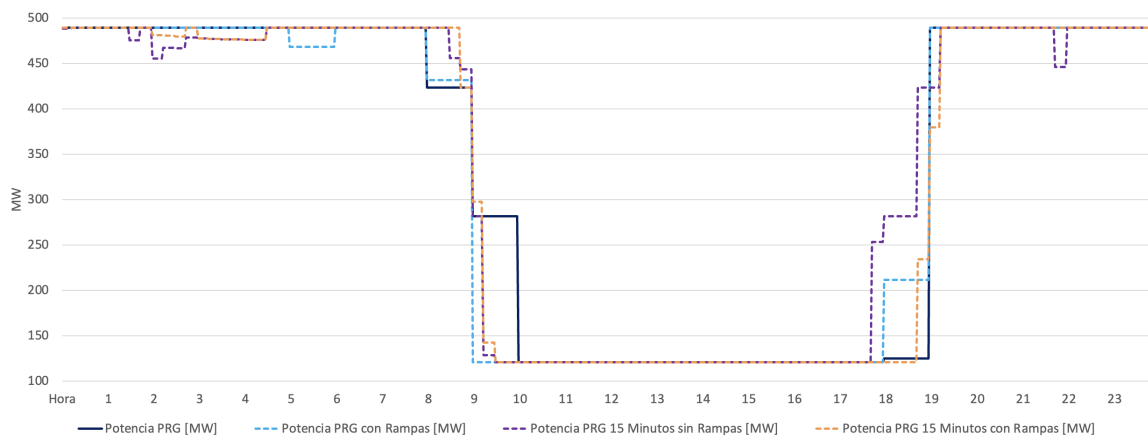


Fig. 6.81: Comparación de programas de Kelar, 7 de marzo de 2023.

En la figura 6.82 se puede observar el detalle de la configuración de la central.



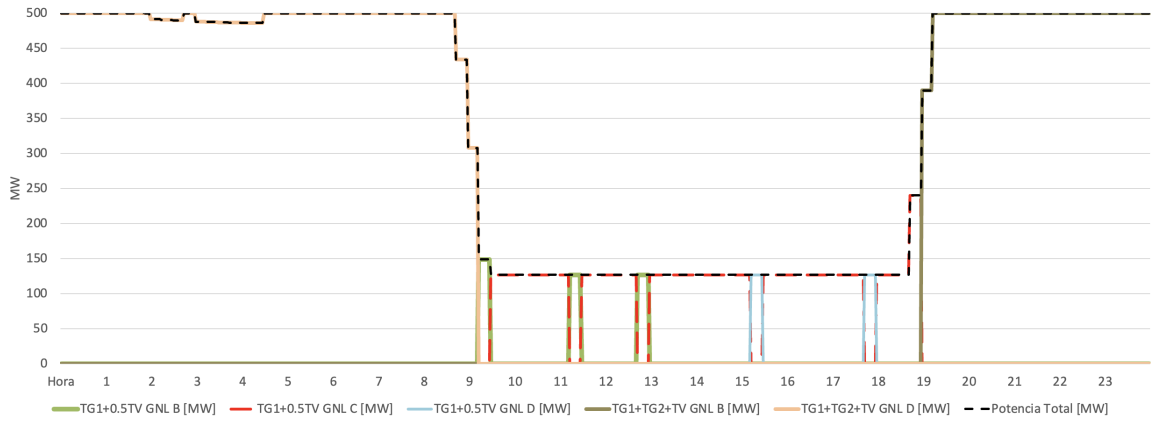


Fig. 6.82: Configuración utilizada en Kelar, 7 de marzo de 2023.

En la figura 6.83 se puede observar una comparación del programa actual de Nehuenco 2, y todas las variantes de programas simulados para el 5 de julio.

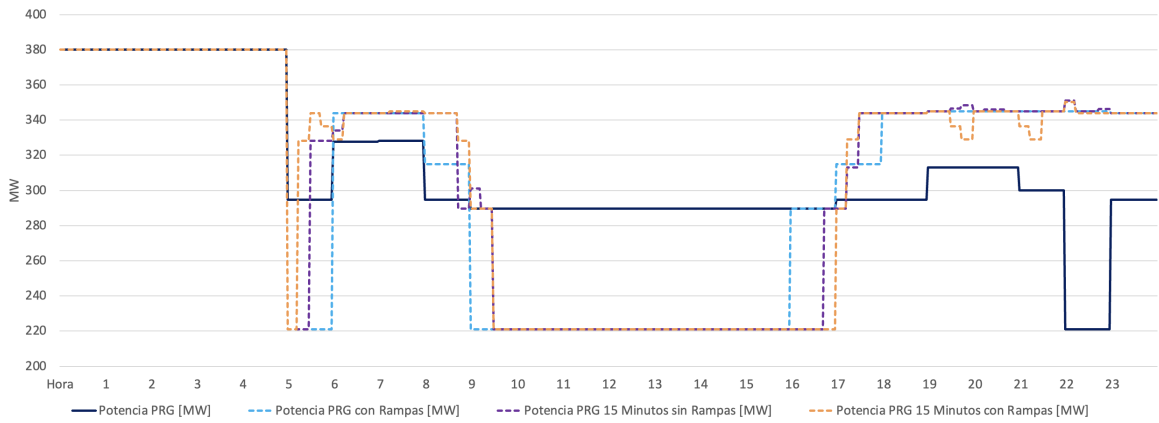


Fig. 6.83: Comparación de programas de Nehuenco 2, 5 de julio de 2023.

En la figura 6.84 se puede observar el detalle de la configuración de la central.

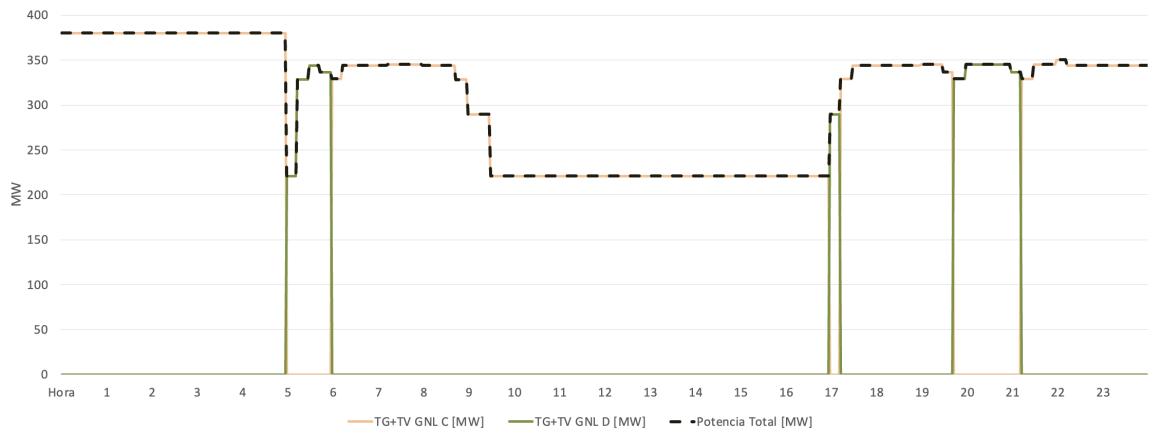


Fig. 6.84: Configuración utilizada en Nehuenco 2, 5 de julio de 2023.

### **6.3.3. Análisis**

#### **6.3.3.1. Análisis por tecnología**

En la sección 6.3.2.1 se hicieron comparaciones de la programación actual, el programa cada 15 minutos, el programa horario con restricción de rampas, y el programa cada 15 minutos con restricción de rampas.

Para el 31 de enero no se observan cambios relevantes del programa cada 15 minutos con restricción de rampas respecto al de 15 minutos sin restricción de rampas, tanto en la generación solar como en la hidrotérmica. En el detalle de la generación termoeléctrica e hidroeléctrica, en las figuras 6.57 y 6.58 se ven pequeños cambios a lo largo de la hora solar. Se ve que el programa con restricción de rampas es más suave que el programa sin restricción, además de que la generación termoeléctrica tiene menores rampas al llegar a menores valores de potencia previo al amanecer y posterior al anochecer. De esta forma, las exigencias de rampas estarían más asociadas a las hidroeléctricas, sin embargo, la variación es muy pequeña, menores a 50 MW.

Para el 7 de marzo se obtienen los mismos análisis. Además, en la figura 6.60 se observa que con la restricción se obtiene una curva más suave en el programa solar. Para los días 9 de mayo y 4 de julio se obtienen las mismas conclusiones que los días anteriores, mostrando una independencia de tecnología al modelo con restricción de tasas y sin restricción de tasas.

Para el 31 de octubre, en la figura 6.57 se ve una leve subprogramación del programa con restricción de rampas, respecto al sin restricción de rampas. Esta diferencia de potencia está puesta en los programas hidroeléctrico y solar. Esta leve diferencia está en el orden de los 50 MW. Para el 9 de enero de 2024 no se observan grandes diferencias de potencia entre programas totales por tecnologías. Sin embargo, en las figuras 6.76, 6.77, 6.78, 6.79 sí se observan curvas más suaves para todas las tecnologías.

A pesar de que no se notan cambios en términos generales por tecnología, se sabe que la restricción de tasas sí estaría afectando a algunas unidades, que no son lo suficientemente rápidas para satisfacer las exigencias de rampas. En el programa horario, las unidades afectadas eran solo carbóneas, pero con la modificación del intervalo de despacho, las termoeléctricas de ciclo combinado también estarían en el alcance de la restricción.

#### **6.3.3.2. Análisis por unidad generadora**

En la figura 6.80 se pueden observar todas las variantes del programa de Santa María, del 31 de enero de 2023. En la sección 6.2.3 ya se analizó que el programa horario con restricción de rampas mejora al actual, pues este proyecta mejor el tiempo que tarda la central en disminuir su potencia al amanecer, y aumentarla al anochecer. El programa cada 15 minutos muestra cambios bruscos en potencia. Al amanecer, este disminuye 150 MW en 15 minutos, algo que es incluso menos realista que la programación actual. En el anochecer en cambio, el programa le pide a Santa María ir de potencia mínima a máxima en 30 minutos. Se puede deducir, que la situación del programa de Santa María empeora con el programa cada 15 minutos.

El resultado cada 15 minutos con restricción de rampas es sin dudas el más preciso, pues estima correctamente el tiempo de bajada y subida, al amanecer y anochecer. Al amanecer, el programa pide disminuir la potencia a las 7:45 am, para después llegar a potencia mínima a las 10 am, que

se contrasta con la simple instrucción del programa actual de estar en potencia máxima a las 8 am y mínima a las 9 am. Al anochecer, el programa con restricción de rampas le pide empezar a aumentar la potencia a las 6 pm, para llegar 2 horas después a potencia máxima, a diferencia de la simple instrucción del programa actual, de estar en potencia mínima a las 6 pm y máxima a las 7 pm.

La granularidad y la gradualidad con la que se mueve la potencia de Santa María, se presentan como antecedentes clave para poder contrarrestar las rampas solares actuales.

En la figura 6.81 se pueden observar todas las variantes de programa de Kelar, del 7 de marzo de 2023. Como Kelar es una central de ciclo combinado CC, se tienen distintas tasas dependiendo de la configuración en la que esté. Cuando está en ciclo cerrado, la tasa de subida y bajada de Kelar es de 8,4 MW/min, por lo que en un intervalo de 15 minutos puede hacer un intercambio máximo de 126 MW. Al ser la potencia máxima de 500 MW en la madrugada, esta tardará al menos 3 intervalos de tiempo, en llegar a su potencia mínima de 130 MW. Eso es coincidente con la cantidad de pasos que se toma la potencia programada cada 15 minutos con restricción de rampas, a diferencia del anochecer en el programa actual. Sin embargo, en el detalle, a las 10 am, disminuye su potencia de 292 MW a 131 MW en 15 minutos, incumpliendo la restricción de rampas. Esto ocurre nuevamente a las 7 pm, pues aumenta su potencia de 240 MW a 390 MW en 15 minutos.

Para entender en profundidad este error se necesita analizar la figura 6.82, donde se presentan las configuraciones utilizadas en Kelar a lo largo del día. A las 8:30 am, la central empieza a disminuir su potencia, mientras está en ciclo cerrado con sus dos turbinas a gas. La bajada a las 8:30 am y a las 8:45 am cumple la restricción de rampas, pero a las 9 am la configuración se apaga y se prende la configuración de la turbina a gas 1 con GNL B. Como el programa no incluye tiempos de detención, la rampa de bajada no aplica, pues sería un apagado instantáneo. De esta forma, Plexos logra eludir la restricción de rampas, pues puede cambiar de configuración de forma libre. A lo largo de la hora solar, hay intercambio de combustible, para luego subir potencia con la restricción de rampas a las 6:45 pm. A las 7 pm es apagada la configuración, y se vuelve a encender la central con ambas turbinas a gas y a vapor para llevarla a potencia máxima. En ese instante vuelve a incumplirse la restricción de rampas.

En la figura 6.83 se pueden observar todas las variantes de programa de Nehuenco 2, del 5 de julio de 2023. Como Nehuenco 2 también es una central de ciclo combinado CC, se tienen distintas tasas dependiendo de la configuración en la que esté. Cuando está en ciclo cerrado, su tasa de subida es de 7,2 MW/min y su tasa de bajada es de 7,7 MW/min, por lo que en un intervalo de 15 minutos puede hacer un aumento máximo de 108 MW, y una disminución máxima de 116 MW. Al ser la potencia máxima de 380 MW en la madrugada, esta tardará al menos 2 intervalos de tiempo, en llegar a su potencia mínima de 220 MW. Al amanecer, disminuye su potencia de 344 MW a 328 MW a las 8:45 am, luego disminuye su potencia de 328 MW a 290 MW a las 9 am, para finalmente llegar a 220 MW a las 9:30 am. Al amanecer se cumple la restricción de rampas. Al anochecer, empieza a aumentar su potencia a 290 MW a las 5 pm, luego aumenta su potencia de 290 MW a 329 MW a las 5:15 pm, para finalmente estabilizarse en 344 MW a las 5:30 pm. Al anochecer, nuevamente se cumple la restricción de rampas.

A las 5 am existe una disminución importante, donde se reduce su potencia de potencia máxima a mínima en 15 minutos. Esto es algo que incumple la restricción de rampas totalmente.

Para entender en profundidad este error se necesita analizar la figura 6.84, donde se presentan las configuraciones utilizadas en Nehuenco 2 a lo largo del día. Antes de las 5 am, la central está en ciclo cerrado usando GNL C, y es en esa hora cuando se apaga esa configuración, y cambia a ciclo cerrado con combustible GNL D. Como el programa no incluye tiempos de detención, la rampa de bajada no aplica para la primera configuración, pues sería un apagado instantáneo. De la misma forma, al no incluir tiempos de partida, la segunda configuración parte inmediatamente y se ubica en 220 MW sin problemas. Plexos logra eludir la restricción de rampas, pues nuevamente cambia de configuración por el cambio de combustible. A las 6 am vuelve a usar el combustible original.

Cabe decir, que el hecho de que los programas sean cada 15 minutos, provoca que las simulaciones de PLEXOS tenga este comportamiento de cambios de configuración. El detalle de los dos programas horarios para Nehuenco 2 indican que no hay un cambio de configuración durante el día. De esto se puede deducir, que al reducir el intervalo de despacho a 15 minutos, la exigencia de tasas aumenta, y por esto la simulación acude a estos cambios de configuraciones para poder satisfacer esta exigencia.

# Capítulo 7

## Síntesis y Análisis General

En los capítulos introductorios, se ha presentado que la generación solar ha mostrado un crecimiento considerable en los últimos años, pero su variabilidad presenta desafíos para la estabilidad de frecuencia, especialmente durante las rampas de amanecer y anochecer. En estas horas el sistema ha mostrado un desempeño insatisfactorio del cumplimiento normativo de frecuencia, y el Control de Frecuencia ha sido activado más de lo normal. Debido a los constantes agotamientos de CPF y CSF, el sistema quede desprotegido ante situaciones de contingencias o fluctuaciones instantáneas, las cuales sí son consideradas objetivo en el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”.

En el capítulo 3 se analizan la generación por estación y por tecnología, destacando las grandes rampas solares que se alcanzan durante el amanecer y anochecer. Por sentido económico y objetivo de mínimo costo, las tecnologías encargadas de intercambiar su potencia con los parques solares, son las hidroeléctricas de embalse y termoeléctricas. El balance de tasas indica que estas tecnologías, no logran alcanzar las mismas tasas solares en las horas de amanecer y anochecer. Esto indica que hay errores sistemáticos involucrados.

En el capítulo 4 se presenta que el desbalance puede estar debido a errores programáticos, donde la granularidad y la propiedad de rampas de subida y de bajada, toman un rol importante. Los errores de programación, debido a la discretización horaria y la simplificación de rampas, son factores que impactan negativamente en la estabilidad del sistema. La implementación de programas con una mayor resolución temporal y la inclusión de restricciones de tasas son estrategias propuestas para reducir estos errores y mejorar la precisión de la programación de la operación.

Es por esto que en el capítulo 5, las propuestas de solución incluyen una nueva estrategia de programación diaria, que por un lado contempla programas cada 15 minutos, y por otro lado restricciones de tasas. De manera complementaria se presentan propuestas de mejora, basadas en una revisión de los SSSC de CF. La importancia de presentar una propuesta programática no basada en SSCC, recae en tratar de resolver el problema de inestabilidad desde la raíz. Las situaciones de amanecer y anochecer son cotidianas y sistemáticas, y proponer soluciones basadas exclusivamente en SSCC puede ser insuficiente, poniendo en cuestión la confiabilidad del sistema. Estas propuestas deben ser complementarias, pues tienen el beneficio de lograr mantener la estabilidad del sistema si suceden eventos fortuitos y no esperados.

Previo al análisis de los resultados, se tiene que considerar que los nuevos errores de programa-

ción, derivados de las modificaciones simuladas, se calculan a partir de la generación real, influenciada actualmente por la programación horaria vigente. Esto sugiere que los errores de programación podrían reducirse aún más en la práctica, ya que la generación real futura se ajustará según las nuevas estrategias de programación, haciendo que las curvas de generación se alineen de mejor manera. Por lo tanto, los resultados obtenidos deben verse como una cota superior de los errores que se esperan posterior a la implementación de las mejoras.

En los resultados de los programas cada 15 minutos, se puede observar que la nueva programación logra seguir las rampas solares con mucha mayor precisión, reduciendo para esta tecnología los errores RMS, máxima sobregeneración y subgeneración. A pesar de que para todos los días simulados, la programación solar sigue de mejor manera la generación real, la programación hidrotérmica no tiene el mismo resultado. La generación hidrotérmica es analizada, pues es el complemento de la generación solar. Si bien sus errores de máxima sobregeneración y subgeneración son disminuidos en general, existen simulaciones donde el error RMS de anochecer o amanecer es mayor que el actual.

Que los errores hidrotérmicos no hayan disminuido no implica que sean resultados deficientes, sino que podría indicar otra forma en la que el sistema debiese ser operado. La simulación asegura las restricciones de generación-demanda en cada período de tiempo, por lo que cualquier diferencia a la realidad puede deberse a cambios en la operación óptima, o a una baja precisión en los datos de entrada. Esto último puede darse por una simplificación en la interpolación de la demanda, o de la generación forzada propia de algunas unidades generadoras.

La obtención de programas cada 15 minutos, entrega un antecedente clave para su implementación en la operación del SEN. Como trabajo futuro, es necesario buscar métodos para hacer que las simulaciones sean más eficientes. En este trabajo en particular este no era el objetivo, pero sí se reconoce que para su incorporación en el sistema, se deben reducir los tiempos de convergencia.

En los resultados de los programas horarios con restricción de rampas, se puede observar que la nueva programación no se logra diferenciar de la programación actual, al menos en el total de la programación solar e hidrotérmica. Se podría esperar el menor uso de generación termoeléctrica, o al menos, menores cambios de potencia a lo largo del día. Por ejemplo, esto es algo que ocurre para el día 31 de octubre, pero no es algo que se repita en general. Por lo tanto, se puede deducir que el programa horario con restricción de tasas no sería la solución que aseguraría el balance intrahorario.

No obstante, los análisis en detalle sobre unidades generadoras TV mostraron cambios notorios en su programación. Las simulaciones muestran programas más acordes a la realidad, en términos de tasas al amanecer y al anochecer. El beneficio de ocupar restricción de tasas, es entonces convertir al programa actual en uno más realista, demostrando también que se puede elegir el despacho por tecnología en su misma proporción, pero de una manera más adecuada. Para obtener un programa complejo que pueda ser vinculante, se necesitan considerar todas las propiedades. Varias de estas están en las bases de datos utilizadas como los tiempos de estabilización, mientras que otras no, como las tasas de subida y de bajada, y los tiempos de partida y detención. Además, es fundamental que los valores estén bien informados, pues la plataforma de Información Técnica del Coordinador, no es actualizada regularmente.

Es relevante mencionar que las únicas unidades que serían afectadas en esta modificación con

rampas son las carboneras. Esto es porque en una hora, centrales que son más rápidas como ciclos combinados con tasas de 6 MW/min, el máximo intercambio de potencia posible sería de 360 MW, algo que nunca ocurre por el tamaño de las unidades generadoras del SEN. Esto sin tener en cuenta centrales más rápidas como termoeléctricas TG, hidroeléctricas o ERV. En este mismo sentido, modificar el intervalo de tiempo a 15 minutos, permitirá que otras centrales puedan ser restringidas. Por ejemplo, las centrales de ciclo combinado con tasas de 6-8 MW/min, no podrán modificar su potencia entre período por más de 90-120 MW, situación que sí podría ocurrir dadas las dimensiones de estas.

En los programas cada 15 minutos con restricción de tasas, se puede observar que no existen grandes cambios en comparación con el programa cada 15 minutos sin la restricción, al menos en el total de la programación solar e hidrotérmica. Sí se observa una tendencia a curvas más suaves de generación, pero no diferencias importantes en magnitud.

Sin embargo, los análisis en detalle para unidades generadora TV, como Santa María, muestran cambios notorios y un programa que representa correctamente la manera de operar de la central, en términos de los tiempos de bajada y subida posibles. El hecho de hacer un programa cada 15 minutos abre la ventana de pedir más exigencias, en términos de rampa, por lo que el problema original se acrecienta. De esta forma, la granularidad y la gradualidad con la que se mueve una central como Santa María, se presentan como antecedentes clave para poder contrarrestar las rampas solares actuales, y la inclusión de las restricciones de rampa se hace necesaria para la consistencia de su programa.

En el caso de los ciclos combinados, en programas cada 15 minutos la restricción de tasas se hace presente, y esto se puede ver en los programas de Kelar y Nehuenco 2. A pesar de esto, se presentan situaciones donde los programas no están cumpliendo la restricción de rampas, y esto se debe a un error de modelamiento de las centrales de ciclo combinado.

El error de modelamiento está, en que a pesar de que las distintas configuraciones tengan sus respectivas rampas, no existe ninguna restricción que impida que una unidad generadora y su configuración se “apague”, y otra se “encienda”. Como estos procesos son de partida y detención, cuyos tiempos no están incluidas en las bases de datos, las rampas no aplican, y los movimientos de potencia entre configuración son instantáneos. De esto se observa el fenómeno de que los programas piden un cambio de combustible, simplemente para poder aumentar y disminuir su potencia más rápido, eludiendo la restricción de rampas.

Si se incluyeran tiempos de partida o detención, no se podría cambiar nunca entre configuración, algo que tampoco es lo ideal. Por la forma en que el coordinador modela las centrales de ciclo combinado, no se le puede dar una restricción de rampas directamente. Por esto, se propone como trabajo futuro un remodelamiento de las centrales a ciclo combinado para que consideren sus distintas propiedades de manera completa.

Para finalizar, no se observan cambios en los detalles de centrales hidroeléctricas. La central Pangué es la única que tiene unidades generadoras con tasas que pueden ser afectadas por la restricción. Las tasas de sus unidades 1 y 2 son 18 MW/min de bajada y de 3 MW/min de subida. En los programas de 15 minutos está claramente restringida su tasa, pues el máximo aumento de potencia en un intervalo es de 45 MW, considerando además que su potencia mínima y máxima es

de 50 MW y 225 MW, respectivamente. A pesar de esto, en todos los días simulados no se observan cambios bruscos en la generación de Pangué, es decir, el programa sin la restricción no estaría causando problemas. De todas formas, se sugiere mantener la restricción de tasas ante cualquier eventualidad que exija un aumento de más de 45 MW por intervalo en cualquiera de sus unidades.



# Capítulo 8

## Conclusiones

En la perspectiva de una transición hacia un sistema eléctrico basado en energías renovables, es fundamental diseñar estratégicamente cada paso para asegurar un funcionamiento seguro y económico en todo momento. Este desafío se intensifica al enfrentarnos a problemas de estabilidad asociados a la alta participación de Energías Renovables Variables (ERV) en sistemas eléctricos de baja inercia. En el capítulo 1 y 2 se muestra cómo en el contexto chileno actual y futuro, la generación solar presenta un problema de estabilidad sistemático en las horas de amanecer y anochecer, que debe ser atendido con urgencia. Un indicio de esto es el insatisfactorio desempeño del cumplimiento normativo de frecuencia y el aumento constante de las activaciones de CTF.

En el análisis de generación por tecnología, se destaca la creciente incorporación de la energía solar en el SEN, identificándose como una fuente crucial pero desafiante debido a su variabilidad intrínseca, y de forma más importante a su curva característica, que presenta grandes rampas de generación al amanecer y anochecer. Se observa que las tecnologías hidroeléctricas y termoeléctricas aún juegan un papel vital en el equilibrio del sistema, especialmente durante las rampas críticas de generación solar, ya que son las responsables de mantener el balance de generación, y así la estabilidad de frecuencia. El trabajo enfatiza la necesidad de optimizar la coordinación entre estas fuentes para mejorar la estabilidad global del sistema.

El análisis programático aborda este problema, donde una insuficiente programación está sistemáticamente produciendo errores de desbalance, principalmente debido a la discretización horaria y a la simplificación de rampas. Se concluye que la implementación de una programación con intervalos más cortos de 15 minutos reduce significativamente estos errores. También una implementación de las restricciones de rampas de las unidades generadoras, permiten una programación más ajustada a las situaciones reales que puede abordar una central, y de esa forma avanzar en la viabilidad de un programa vinculante.

Las proyecciones y simulaciones demostraron que las estrategias de programación en intervalos de 15 minutos, mejoran la precisión de la previsión de generación solar de una manera más que satisfactoria. Esto considerando además, que los nuevos errores calculados no son influenciados por la nueva programación aun, y así estos errores se esperan que sean mayores a los que surgirán posterior a la implementación de las modificaciones del programa. El valor de esta propuesta está en la capacidad que tiene el programa para modelar la curva solar con mayor precisión. De esto surgirán otros análisis sobre cómo pueden reaccionar otras tecnologías en el tiempo real. Se concluye que la implementación de un programa con un intervalo de tiempo menor es urgente, ya que

puede mejorar la estabilidad del sistema con una solución de raíz.

Los programas con restricción de rampas no lograron diferenciarse significativamente de los programas actuales, en términos globales para la estabilidad de frecuencia. No obstante, los resultados muestran cambios importantes en los detalles de algunas unidades generadoras. Esta es la situación de centrales carboneras, que debido a su baja tasa de toma y reducción de carga, el nuevo programa con restricción de tasas logra definir su programa de manera más realista, y de esa forma obtener un programa más consistente.

Los programas cada 15 minutos con restricción de rampas, tampoco lograron diferenciarse de manera total por tecnología a los programas cada 15 minutos sin la restricción. No obstante, exhibieron falencias importantes del primer programa modificado, ya que el problema de las centrales carboneras en términos de tasas se agrava. Los resultados de las simulaciones mostraron programas precisos y realistas para centrales como Santa María, y de esta forma el programa es más consistente para contrarrestar las rampas solares en el amanecer y anochecer.

A pesar de que en el capítulo 3 se muestra que existe un problema de desbalance de tasas, los resultados de los programas con restricción de rampas muestran que sí es posible encontrar ese balance en el SEN actual. Al mostrar que el sistema es capaz de mantener la estabilidad todavía, su operación y despacho debe considerar las propiedades de tasas y tiempos de partida y detención, y así no tener una programación que pueda fallar en mantener la estabilidad en el amanecer y anochecer. Es importante recalcar que este problema es creciente en el tiempo, debido al aumento de parques fotovoltaicos que se prevén para los próximos años, y considerando la coincidencia con la buena hidrología de los últimos dos años.

Para trabajos futuros es interesante sensibilizar las condiciones hidrológicas, y estudiar si el SEN es capaz de mantener la estabilidad en el amanecer y anochecer con menos agua. Esto debido a que una de las razones de que aún no haya habido un suceso de desconexión importante, es debido a las buenas condiciones que otorgan las centrales hidroeléctricas, en términos de estabilidad de frecuencia.

Los resultados de la última modificación del programa mostraron comportamientos anómalos de las centrales termoeléctricas de ciclo combinado, mostrando falencias en la implementación de la restricción de rampas en este tipo de centrales. Se propone como trabajo futuro un remodelamiento de estas centrales en las bases de PLEXOS, con el fin de considerar sus distintas propiedades de manera completa, y por consiguiente obtener programas consistentes.

También se reconoce la importancia de las metodologías de las simulaciones en la validación de las estrategias propuestas. Estas se pueden mejorar y complejizar ajustando la demanda, la capacidad disponible de centrales y su generación forzada, de manera mucho más precisa. Además, se debe hacer que la simulación sea eficiente computacionalmente, con el fin de reducir los tiempos de convergencia, pero que no era el objetivo primordial de este trabajo.

En cuanto a las consecuencias económicas no se obtuvieron resultados que permitan concluir una reducción o un aumento en los costos de operación. Esto debido a que los costos marginales son muy sensibles ante variaciones de los datos de entrada, como el horizonte de simulación y la simplificación de restricciones, no permitiendo hacer una comparación con los programas actua-

les. A pesar de aquello, se prevé que un aumento de la granularidad reducirá el costo de operación, debido a que al ser un problema de optimización discreto, aumentar el espacio de soluciones asegura una mejor solución. En cuanto a la restricción de rampas, el aumento de restricciones aumenta el costo del sistema, pues se restringe el espacio de soluciones. A pesar de esto, en la operación real esas restricciones sí existen, y por lo tanto incluir esas restricciones en el problema de optimización implicará una operación más óptima, reduciendo los costos del sistema en términos de la operación de energía, y del mejor uso de recursos de SSCC.

Se concluye que la transición hacia un sistema más integrado con energías renovables es viable. Se puede mejorar la estabilidad de frecuencia durante las rampas solares de amanecer y anochecer, siempre que se realicen ajustes adecuados en la programación y la operación del sistema, además del correcto uso de SSCC. Es crucial que todos estos cambios se efectúen con una consideración cuidadosa de las implicancias técnicas y económicas, garantizando así que la transición hacia un sistema descarbonizado no comprometa la seguridad ni la eficiencia del SEN. Este trabajo establece un primer acercamiento para futuras investigaciones y desarrollos en el campo, sugiriendo que la adaptación continua y el enfoque de trabajo cooperativo son esenciales para el éxito de la transición energética en Chile.

Finalmente, se concluye que mediante las distintas propuestas de modificación de los programas, se logra el objetivo general de este trabajo, que es: “elaborar una estrategia de programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, que reduzca la problemática de estabilidad de frecuencia durante las rampas solares de amanecer y anochecer”. La reducción de esta problemática recae en el mejor modelamiento del programa de la generación solar en el amanecer y anochecer, y cómo las diversas centrales con sus distintas tecnologías, se adecuan a las exigencias de tasas en estas horas. Dados los análisis a lo largo del trabajo, se deduce que una mejor programación y referencia, reducirá los errores en la operación real en el Sistema Eléctrico Nacional.

# Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, “Transición Energética de Chile Política Energética Nacional”. [En línea]. Disponible: [https://www.chileagenda2030.gob.cl/iniciativas/1985/documento/pen\\_2050\\_-\\_actualizado\\_marzo\\_2022\\_0.pdf](https://www.chileagenda2030.gob.cl/iniciativas/1985/documento/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf)
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, “Primera Jornada Técnica 2024 del Coordinador Eléctrico Nacional”. [Video en línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/videos/primera-jornada-tecnica-2024-del-coordinador-electrico-nacional/>
- [3] Vinken Dictuc, “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”. [En línea]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Disenio-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, “Jornada Técnica - Cierre Año 2023”. [Video en línea]. Disponible: <https://www.youtube.com/watch?v=Ws4WV5YTy7A>
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional. “Plataforma de Gestión de Proyectos”. [En línea]. Disponible: <https://pgp.coordinador.cl/irequests>.
- [6] Tecnológico Nacional de México en Celaya, “Generación fotovoltaica con adición de seguimiento cenital”. [En línea]. Disponible: <https://core.ac.uk/reader/229036510%20#seguimiento%20solar>
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Evaluación de los Estándares de Desempeño de los SSCC, Año 2022”. [En línea]. Disponible: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/02/2023.02.02-Informe\\_Factores\\_Desempeno\\_2022\\_CNE.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/02/2023.02.02-Informe_Factores_Desempeno_2022_CNE.pdf)
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Evaluación de los Estándares de Desempeño de los SSCC, Año 2023”. [En línea]. Disponible: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/2024.01.31-Informe\\_Factores\\_Desempeno\\_2023\\_CNE.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/2024.01.31-Informe_Factores_Desempeno_2023_CNE.pdf)
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, “Registro de Instrucciones de Operación (RIO)”. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, Parte 2 Informe Final, Noviembre 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/11/Estudio-CFyDR-2023-Parte-2-Informe-Final..pdf>
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, “Servimos a Chile con Energía”. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/coordinador/>
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Mensual, Febrero 2024”. [En línea]. Disponible: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/02/CEN\\_Informe\\_Mensual\\_SEN\\_feb24.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/02/CEN_Informe_Mensual_SEN_feb24.pdf)

- [13] Christie, Walter & Palma-Behnke, Rodrigo & Blanco-Contreras, Bárbara & Espín-Sarzosa, Danny. (2018). “Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia”. [En línea]. Disponible: [https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro\\_download.pdf](https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf)
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Servicios Complementarios, Año 2024, Versión Definitiva Marzo 2024”. [En línea]. Disponible: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/03/2024.03.07-Informe\\_SSCC\\_2024.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/03/2024.03.07-Informe_SSCC_2024.pdf)
- [15] Palma Rodrigo, “Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos, Clase 24 – Control de frecuencia”, 2022.
- [16] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Servicios Complementarios, 2019”. [En línea]. Disponible: <https://cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Costos de los Servicios Complementarios Sistema Eléctrico Nacional 2020-2023”, septiembre de 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/estudio-de-costos-de-sscc/estudio-de-costos-sscc-2020/>
- [18] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta No 443” noviembre de 2020. [En línea]. Disponible: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/11/Res.-Exta.-N°443\\_Valores-Máximos-SSCC\\_23-11-2020.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/11/Res.-Exta.-N°443_Valores-Máximos-SSCC_23-11-2020.pdf)
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN”, agosto de 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>
- [20] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2023”. [En línea]. Disponible: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [21] ECCO, “Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile, Junio 2024”. [En línea]. Disponible: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/ECCO\\_CEN\\_ENERGY\\_MARKET\\_DESIGN\\_SPA\\_2024.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/ECCO_CEN_ENERGY_MARKET_DESIGN_SPA_2024.pdf)
- [22] PJM ©. 2022, “Energy and Ancillary Service Co-Optimization Formulation”. [En línea]. Disponible: <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/real-time/real-time-energy-and-ancillary-service-co-optimization-formulation.ashx>
- [23] Eirgrid, “Business Process: BP\_SO\_3.2 Issue Dispatch Instructions.” [En línea]. Disponible: [https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP\\_SO\\_03.2\\_Issue\\_Dispatch\\_Instructions.pdf](https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_03.2_Issue_Dispatch_Instructions.pdf)
- [24] Eirgrid, Soni, “New System Services Ramping Product, Industry Workshop, March 2022.” [En línea]. Disponible: [https://www.soni.ltd.uk/media/documents/New-Ramping-Product-Workshop\\_310322.pdf](https://www.soni.ltd.uk/media/documents/New-Ramping-Product-Workshop_310322.pdf)
- [25] Eirgrid, “New record for wind energy on all-island grid.” [En línea]. [En línea]. Disponible: <https://www.eirgrid.ie/news/new-record-wind-energy-all-island-grid>
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional, Información Técnica. [En línea]. Disponible: <https://infotecnica.coordinador.cl>
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional, “Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia”. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/2020.06.01-Gu%C3%ADa-de-Verificaci%C3%B3n-Control-de-Frecuencia-1.pdf>

- [28] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, Parte 2 Informe Final, Octubre 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/11/Estudio-CFyDR-2022-Parte-2-Informe-Final-.pdf>
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Desempeño Servicios Complementarios, Enero 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/Informe-Desempeno-Servicios-Complementarios-enero-2023.pdf>

# Anexos

## Anexo A. Archivos de bases de datos

ARCHIVO	Modificado	Descripción
Carpeta CFdata	No	Carpeta con reservas de CPF, CSF, CTF para cada central [MW].
Gen_VOMCharge	No	Costo variable de generación [\$/MWh].
Fuel_Price.csv	No	Precio del combustible [\$/GJ].
Gen_HeatRate.csv	No	Consumo específico de centrales térmicas [GJ/MWh].
Gen_ShutDownCost.csv	No	Costo de detención de centrales [\$].
Gen_StartCost.csv	No	Costo de partida de centrales [\$].
Fuel_MaxOfftakeWeek.csv	No	Máxima toma disponible de combustible [TJ].
Gen_FuelTransportCharge.csv	No	Costo de transporte de combustible [\$/GJ]
Nod_Load.csv	Sí	Demanda nodal [MW].
Hydro_AntucoBounds.csv	No	Máxima y mínima generación de Antuco [MW]
Hydro_Efficiencylncr.csv	No	Eficiencia de conversión de caudal a potencia [MW/cumec].
Hydro_initialValue.csv	No	Volumen de embalse inicial [CMD].
Hydro_MaxRampDay.csv	No	Máximo cambio de caudal entre un día y otro [CMD]
Hydro_MaxVolume.csv	Sí	Máximo volumen de embalse [CMD].
Hydro_MinVolume.csv	Sí	Mínimo volumen de embalse [CMD].
Hydro_WaterFlows.csv	Sí	Caudal natural de embalse [CMD].
Hydro_StoWaterValues.csv	No	Costo del agua en embalses [\$/CMD]
Lin_MaxRating.csv	Sí	Máxima capacidad disponible en las líneas [MW].
Lin_MinRating.csv	Sí	Mínima capacidad disponible en las líneas [MW].
Lin_Units.csv	No	Líneas disponibles.
Res_Requirements.csv	No	Información de reserva total de CF [MW].
Res_Timeslice.csv	No	Reservas de CF para los días correspondientes.
Gen_IniGeneration.csv	No	Condición inicial de generación [MW].
Gen_IniHoursDown.csv	No	Cantidad de horas acumuladas apagadas inicialmente [h].
Gen_IniHoursUp.csv	No	Cantidad de horas acumuladas encendidas inicialmente [h].
Gen_IniUnits.csv	No	Unidades generando inicialmente.
Gen_FixedLoad.csv	Sí	Restricción de perfil de generación [MW].
Gen_MinStableLevel	No	Mínimo estable de generación [MW].
Gen_Rating.csv	Sí	Máxima capacidad de generación disponible [MW].
Gen_UnitsOut.csv	Sí	Unidades fuera de servicio.
Gen_AuxUse.csv	No	Uso de generación en servicios auxiliares [MW].
Gen_Commit.csv	No	Predeterminación de elección de central.

## Anexo B. Unidades generadoras linealizadas

Unidad Generadora	Categoría
ALFALFAL	Hydro Gen Group B
ALFALFAL_2	Hydro Gen Group B
ANCOA	Hydro Gen Group B
BLANCO	Hydro Gen Group B
CAPULLO	Hydro Gen Group B
CARENA	Hydro Gen Group B
CARILAFQUEN	Hydro Gen Group B
CHACABUQUITO	Hydro Gen Group B
CHACAYES	Hydro Gen Group B
CHAPIQUINA	Hydro Gen Group B
CHIBURGO	Hydro Gen Group B
CIPRESILLOS	Hydro Gen Group B
CONVENTO_VIEJO	Hydro Gen Group B
COYA	Hydro Gen Group B
CUMBRES	Hydro Gen Group B
DIGUA	Hydro Gen Group B
EL_PASO	Hydro Gen Group B
FLORIDA_1	Hydro Gen Group B
FLORIDA_2	Hydro Gen Group B
FLORIDA_3	Hydro Gen Group B
HORNITOS_CH	Hydro Gen Group B
ITATA	Hydro Gen Group B
JUNCAL	Hydro Gen Group B
JUNCALITO	Hydro Gen Group B
LA_CONFIANZA	Hydro Gen Group B
LA_CONFLUENCIA	Hydro Gen Group B
LA_HIGUERA	Hydro Gen Group B
LAS_LAJAS	Hydro Gen Group B
LICAN	Hydro Gen Group B
LIRCAY	Hydro Gen Group B
LOS_HIERROS	Hydro Gen Group B
LOS_HIERROS_2	Hydro Gen Group B
LOS_QUILOS	Hydro Gen Group B
MAITENES	Hydro Gen Group B
MALALCAHUELLO	Hydro Gen Group B
MAMPIL	Hydro Gen Group B

Unidad Generadora	Categoría
MARIPOSAS	Hydro Gen Group B
PEUCHEN	Hydro Gen Group B
PIEDRAS_NEGRAS	Hydro Gen Group B
PILMAIQUEN	Hydro Gen Group B
PROVIDENCIA	Hydro Gen Group B
PULELFU	Hydro Gen Group B
PULLINQUE	Hydro Gen Group B
PUNTILLA	Hydro Gen Group B
QUELTEHUES	Hydro Gen Group B
RIO_COLORADO	Hydro Gen Group B
RIO_PICOIQUEN	Hydro Gen Group B
RUCATAYO	Hydro Gen Group B
SAN_ANDRES	Hydro Gen Group B
SAN_CLEMENTE	Hydro Gen Group B
VOLCAN	Hydro Gen Group B
ABANICO	Hydro Gen Group C
AILLIN	Hydro Gen Group C
ALLIPEN	Hydro Gen Group C
ALTO_HOSPICIO	Hydro Gen Group C
ALTO_RENAICO	Hydro Gen Group C
AUX_DEL_MAIPO	Hydro Gen Group C
BIFURCADA	Hydro Gen Group C
BOQUIAMARGO	Hydro Gen Group C
BUREO	Hydro Gen Group C
CALIBORO	Hydro Gen Group C
CALLAO	Hydro Gen Group C
CAVANCHA	Hydro Gen Group C
CHANLEUFU	Hydro Gen Group C
COLLIL	Hydro Gen Group C
COMPANIA_2	Hydro Gen Group C
CORRALES	Hydro Gen Group C
CORRENTOSO	Hydro Gen Group C
COSAPILLA	Hydro Gen Group C
CUMPEO	Hydro Gen Group C
DON_WALTERIO	Hydro Gen Group C
DONA_HILDA	Hydro Gen Group C

Unidad Generadora	Categoría
DONGO	Hydro Gen Group C
DONGUIL	Hydro Gen Group C
DOS_VALLES	Hydro Gen Group C
EL_AGRIO	Hydro Gen Group C
EL_ATAJO	Hydro Gen Group C
EL_BRINCO	Hydro Gen Group C
EL_CANELO	Hydro Gen Group C
EL_COLORADO	Hydro Gen Group C
EL_DIUTO	Hydro Gen Group C
EL_GALPON	Hydro Gen Group C
EL_LLANO	Hydro Gen Group C
EL_MANZANO	Hydro Gen Group C
EL_MIRADOR	Hydro Gen Group C
EL_PINAR	Hydro Gen Group C
EL_RINCON	Hydro Gen Group C
EL_TARTARO	Hydro Gen Group C
EL_TORO_N2	Hydro Gen Group C
ENSENADA	Hydro Gen Group C
EYZAGUIRRE	Hydro Gen Group C
GUAYACAN	Hydro Gen Group C
HIDRO_BONITO_MC1	Hydro Gen Group C
HIDRO_BONITO_MC2	Hydro Gen Group C
HIDRO_BONITO_MC3	Hydro Gen Group C
HIDROMOCHO	Hydro Gen Group C
LA_arena	Hydro Gen Group C
LA_MONTANA_1	Hydro Gen Group C
LA_MONTANA_2	Hydro Gen Group C
LA_PALOMA	Hydro Gen Group C
LA_VINA	Hydro Gen Group C
LAS_FLORES	Hydro Gen Group C
LAS_VERTIENTES	Hydro Gen Group C
LLAUQUEREO	Hydro Gen Group C
LOS_BAJOS	Hydro Gen Group C
LOS_CORRALES_1	Hydro Gen Group C
LOS_CORRALES_2	Hydro Gen Group C
LOS_MOLLES	Hydro Gen Group C



Unidad Generadora	Categoría
LOS_MORROS	Hydro Gen Group C
LOS_PADRES	Hydro Gen Group C
LOS_PORTONES	Hydro Gen Group C
MAISAN	Hydro Gen Group C
MALLARAUCO	Hydro Gen Group C
MARIA_ELENA	Hydro Gen Group C
MELO	Hydro Gen Group C
MOLINERA_VILLARRICA	Hydro Gen Group C
MSA_1	Hydro Gen Group C
MUCHI	Hydro Gen Group C
MULCHEN	Hydro Gen Group C
MUNILQUE_1	Hydro Gen Group C
MUNILQUE_2	Hydro Gen Group C
NALCAS	Hydro Gen Group C
OJOS_DE_AGUA	Hydro Gen Group C
PALACIOS	Hydro Gen Group C
PALMAR	Hydro Gen Group C
PALMUCHO	Hydro Gen Group C
PEHUI	Hydro Gen Group C
PICHILONCO	Hydro Gen Group C
PUCLARO	Hydro Gen Group C
PUNTA_DEL_VIENTO	Hydro Gen Group C
PURISIMA	Hydro Gen Group C
QUILLAILEO	Hydro Gen Group C
RECA	Hydro Gen Group C
RENAICO	Hydro Gen Group C
RIO_HUASCO	Hydro Gen Group C
RIO_TRUENO	Hydro Gen Group C
ROBLERIA	Hydro Gen Group C
SANTA_ELENA	Hydro Gen Group C
SANTA_ISABEL	Hydro Gen Group C
SANTA_ROSA	Hydro Gen Group C
SAUCEANDES	Hydro Gen Group C
SAUZAL	Hydro Gen Group C
SAUZALITO	Hydro Gen Group C
TRAILLEFU	Hydro Gen Group C
TRANQUIL	Hydro Gen Group C
TRUFUL-TRUFUL	Hydro Gen Group C

Unidad Generadora	Categoría
ABASTIBLE_CONCON_FV	Solar Farms
AEROPUERTO_FV	Solar Farms
ALBOR_FV	Solar Farms
ALCALDESA_FV	Solar Farms
ALCON_FV	Solar Farms
ALHUE_FV	Solar Farms
ALICAHUE_FV	Solar Farms
ALMEYDA_FV	Solar Farms
ALTO_SOLAR_FV	Solar Farms
ALTOS_DEL_PAICO_FV	Solar Farms
ALTOS_TILTIL_FV	Solar Farms
ALTURAS_DE_OVALLE_FV	Solar Farms
AMPARO_DEL_SOL_FV	Solar Farms
ANAKENA_FV	Solar Farms
ANDES_2A_FV	Solar Farms
ANDES_2B_FV	Solar Farms
ANDES_FV	Solar Farms
ANTAY_FV	Solar Farms
ANTONIA_FV	Solar Farms
ANUNUCA_DEL_VERANO_FV	Solar Farms
ARGOMEDO_FV	Solar Farms
ARIZTIA_FV	Solar Farms
ARMAZONES_FV	Solar Farms
AROMO_VERANO_FV	Solar Farms
ASTILLAS_FV	Solar Farms
ATACAMA_SOLAR_2_FV	Solar Farms
AVEL_FV	Solar Farms
AVILES_FV	Solar Farms
AYLA_FV	Solar Farms
AZABACHE_FV	Solar Farms
BELLAVISTA_1_FV	Solar Farms
BELLAVISTA_FV	Solar Farms
BERGAMO_FV	Solar Farms
BERRUECO_FV	Solar Farms
BICENTENARIO_FV	Solar Farms
BOLERO_1_FV	Solar Farms
BULNES_LOS_BARONES_FV	Solar Farms
CABILDO_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
CABISOL_FV	Solar Farms
CABRERO_FV	Solar Farms
CACHANAS_FV	Solar Farms
CACHIYUYO_FV	Solar Farms
CAIMI_FV	Solar Farms
CALAMA_1_FV	Solar Farms
CALLE_LARGA_FV	Solar Farms
CAMPOS_DEL_SOL_FV	Solar Farms
CANDELARIA_FV	Solar Farms
CANELILLO_FV	Solar Farms
CANESA_1_FV	Solar Farms
CANTERA_FV	Solar Farms
CANTILLANA_FV	Solar Farms
CAPRICORNIO_FV	Solar Farms
CARA_DE_GALLO_FV	Solar Farms
CARACAS_2_FV	Solar Farms
CARACOLES_FV	Solar Farms
CARRERA_PINTO_FV	Solar Farms
CASABERMEJA_FV	Solar Farms
CASTANO_FV	Solar Farms
CASTILLA_FV	Solar Farms
CASUTO_FV	Solar Farms
CATAN_SOLAR_FV	Solar Farms
CATEMU_FV	Solar Farms
CAUQUENES_FV	Solar Farms
CERRO_DOMINADOR_FV	Solar Farms
CHACABUCO_FV	Solar Farms
CHALINGA_FV	Solar Farms
CHAMPA_FV	Solar Farms
CHANARES_FV	Solar Farms
CHANCON_FV	Solar Farms
CHERCAN_FV	Solar Farms
CHIMBARONGO_FV	Solar Farms
CHIMBARONGO_NIEBLA_FV	Solar Farms
CHINCOL_FV	Solar Farms
CHUCAO_FV	Solar Farms
CHUCHINI_FV	Solar Farms
CIPRES_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
CITRINO_FV	Solar Farms
CKILIR_FV	Solar Farms
CLEMENTINA_FV	Solar Farms
COCHARCAS_FV	Solar Farms
COCINILLAS_FV	Solar Farms
COLCHAGUA_FV	Solar Farms
COLINA_FV	Solar Farms
COLTAUCO_ ALMENDRO_FV	Solar Farms
CONDOR_ CHEPICA_FV	Solar Farms
CONDOR_ PELVIN_FV	Solar Farms
CONDOR_ PETORCA_FV	Solar Farms
CONEJO_FV	Solar Farms
CORDILLERILLA_FV	Solar Farms
CORTIJO_FV	Solar Farms
COVADONGA_FV	Solar Farms
COYA_FV	Solar Farms
COYUNCHE_FV	Solar Farms
CRUCERO_FV	Solar Farms
CRUZ_SOLAR_1_FV	Solar Farms
CURACAVI_FV	Solar Farms
CURICURA_FV	Solar Farms
CUZCUZ_FV	Solar Farms
DADINCO_FV	Solar Farms
DARLIN_FV	Solar Farms
DAS_FV	Solar Farms
DEL_DESIERTO_FV	Solar Farms
DIEGO_ ALMAGRO_ SUR_FV	Solar Farms
DIEGO_DE_ ALMAGRO_FV	Solar Farms
DOMEYKO_FV	Solar Farms
DON_ ANDRONICO_ FV	Solar Farms
DON_ ENRIQUE_FV	Solar Farms
DON_ EUGENIO_FV	Solar Farms
DON_ JORGE_FV	Solar Farms
DON_ MARIANO_FV	Solar Farms
DON_ MARTIN_FV	Solar Farms
DON_ MATIAS_FV	Solar Farms
DON_ OSCAR_FV	Solar Farms
DON_ RODRIGO_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
DONA_ CARMEN_FV	Solar Farms
DONA_ IGNA_FV	Solar Farms
DONIHUE_FV	Solar Farms
DUQUECO_FV	Solar Farms
ECLIPSE_FV	Solar Farms
EL_ AGUILA_FV	Solar Farms
EL_ BOCO_FV	Solar Farms
EL_ CERNICALO_1_ FV	Solar Farms
EL_ CERNICALO_2_ FV	Solar Farms
EL_ CHERCAN_FV	Solar Farms
EL_ CONDOR_FV	Solar Farms
EL_ CUERVO_FV	Solar Farms
EL_ DIVISADERO_FV	Solar Farms
EL_ FLAMENCO_FV	Solar Farms
EL_ HUASO_FV	Solar Farms
EL_ LITRE_ II_FV	Solar Farms
EL_ MONTE_FV	Solar Farms
EL_ OLIVAR_FV	Solar Farms
EL_ PELICANO_FV	Solar Farms
EL_ PERAL_FV	Solar Farms
EL_ PILPEN_FV	Solar Farms
EL_ PIQUERO_FV	Solar Farms
EL_ PITIO_FV	Solar Farms
EL_ PIUQUEN_FV	Solar Farms
EL_ QUELTEHUE_FV	Solar Farms
EL_ QUEMADO_FV	Solar Farms
EL_ RAYADOR_FV	Solar Farms
EL_ RECONQUISTADOR_ FV	Solar Farms
EL_ RESPLANDOR_FV	Solar Farms
EL_ ROBLE_FV	Solar Farms
EL_ ROMERAL_FV	Solar Farms
EL_ ROMERO_FV	Solar Farms
EL_ SALITRAL_FV	Solar Farms
EL_ SAUCE_FV	Solar Farms
EL_ SHARON_FV	Solar Farms
EL_ TIUQUE_FV	Solar Farms
EL_ ZORZAL_FV	Solar Farms
ELENA_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
ENCINO_FV	Solar Farms
ENCON_SOLAR_FV	Solar Farms
ERINOME_FV	Solar Farms
ESCORIAL_ VERANO_FV	Solar Farms
ESFENA_FV	Solar Farms
ESPERANZA_2_FV	Solar Farms
ESPERANZA_FV	Solar Farms
ESTERO_FV	Solar Farms
FARAMALLA_FV	Solar Farms
FARDELA_ NEGRA_ FV	Solar Farms
FILOMENA_FV	Solar Farms
FINIS_ TERRAE_FV	Solar Farms
FLORENCIA_FV	Solar Farms
FOSTER_FV	Solar Farms
FOTOVOLT_ LIN_FV	Solar Farms
FRANCISCO_FV	Solar Farms
FULGOR_FV	Solar Farms
GABARDO_ VERANO_FV	Solar Farms
GABRIELA_FV	Solar Farms
GAVIOTIN_FV	Solar Farms
GR_ PEUMO_FV	Solar Farms
GR_ PITAO_FV	Solar Farms
GRANADA_FV	Solar Farms
GRANATE_FV	Solar Farms
GRANJA_FV	Solar Farms
GUADALAO_FV	Solar Farms
GUADALUPE_FV	Solar Farms
GUANACO_1_ FV	Solar Farms
GUANCHOI_FV	Solar Farms
GUARANA_FV	Solar Farms
HELIOS_FV	Solar Farms
HOMERO_FV	Solar Farms
HORMIGA_FV	Solar Farms
HORNITOS_FV	Solar Farms
HUAPE_FV	Solar Farms
HUAQUELON_FV	Solar Farms
HUATACONDO_FV	Solar Farms
ICB_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
IDAHUE_DEL_VERANO_FV	Solar Farms
ILLAPEL_5_FV	Solar Farms
INDEPENDENCIA_FV	Solar Farms
INGENIO_FV	Solar Farms
ITAHUE_FV	Solar Farms
ITIHUE_FV	Solar Farms
J_SOLER_M_FV	Solar Farms
JAHUEL_FV	Solar Farms
JAMA_1_FV	Solar Farms
JAMA_2_FV	Solar Farms
JARDIN_SOLAR_PETORCA_FV	Solar Farms
JAURURO_FV	Solar Farms
JAVIERA_CARRERA_FV	Solar Farms
JAVIERA_FV	Solar Farms
JOTABECHE_FV	Solar Farms
KAUFMANN_FV	Solar Farms
KONDA_FV	Solar Farms
LA_ACACIA_FV	Solar Farms
LA_BLANQUINA_1_FV	Solar Farms
LA_CHAPEANA_FV	Solar Farms
LA_CHIMBA_BIS_FV	Solar Farms
LA_COLONIA_FV	Solar Farms
LA_CRUZ_SOLAR_FV	Solar Farms
LA_ESTANCIA_FV	Solar Farms
LA_FORESTA_FV	Solar Farms
LA_FRONTERA_FV	Solar Farms
LA_GAMBOINA_FV	Solar Farms
LA_HUAYCA_2_FV	Solar Farms
LA_HUELLA_FV	Solar Farms
LA_LAJUELA_FV	Solar Farms
LA_LIGUA_FV	Solar Farms
LA_MANGA_1_FV	Solar Farms
LA_MURALLA_FV	Solar Farms
LA_PALMA_FV	Solar Farms
LA_PAZ_FV	Solar Farms
LA_QUINTA_FV	Solar Farms
LA_SILLA_FV	Solar Farms
LA_VICTORIA_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
LAGUNILLA_FV	Solar Farms
LAJA_ANDINO_FV	Solar Farms
LALACKAMA_2_FV	Solar Farms
LALACKAMA_FV	Solar Farms
LAS_ARBOLEDAS_FV	Solar Farms
LAS_BANDURRIAS_FV	Solar Farms
LAS_CABRAS_FV	Solar Farms
LAS_CATTITAS_FV	Solar Farms
LAS_CHACRAS_FV	Solar Farms
LAS_CODORNICES_FV	Solar Farms
LAS_LECHUZAS_FV	Solar Farms
LAS_MAJADAS_FV	Solar Farms
LAS_MERCEDES_I_FV	Solar Farms
LAS_MOLLACAS_FV	Solar Farms
LAS_PALMAS_DEL_VERANO_FV	Solar Farms
LAS_PALOMAS_FV	Solar Farms
LAS_PERDICES_FV	Solar Farms
LAS_ROJAS_FV	Solar Farms
LAS_SALINAS_FV	Solar Farms
LAS_TAGUAS_FV	Solar Farms
LAS_TENCAS_FV	Solar Farms
LAS_TERRAZAS_FV	Solar Farms
LAS_TORCAZAS_FV	Solar Farms
LAS_TORTOLAS_DEL_VERANO_FV	Solar Farms
LAS_TORTOLAS_FV	Solar Farms
LAS_TURCAS_FV	Solar Farms
LAUREL_FV	Solar Farms
LEMU_FV	Solar Farms
LIMA_FV	Solar Farms
LINARES_SOLAR_FV	Solar Farms
LINGUE_FV	Solar Farms
LIPANGUE_FV	Solar Farms
LIQUIDAMBAR_FV	Solar Farms
LIRIO_DE_CAMPO_FV	Solar Farms
LIRIOS_FV	Solar Farms
LITORAL_FV	Solar Farms
LLANO_DE_LLAMOS_FV	Solar Farms
LLANOS_DE_POTROSO_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
LLAY_LLAY_FV	Solar Farms
LO_BOZA_FV	Solar Farms
LO_CHACON_FV	Solar Farms
LO_MIRANDA_FV	Solar Farms
LOCKMA_FV	Solar Farms
LOICA_FV	Solar Farms
LOMA_LOS_COLORADOS_FV	Solar Farms
LOMAS_COLORADAS_FV	Solar Farms
LORETO_FV	Solar Farms
LOS_ANDES_FV	Solar Farms
LOS_CANONES_SUNLIGHT_FV	Solar Farms
LOS_CISNES_FV	Solar Farms
LOS_GIRASOLES_FV	Solar Farms
LOS_GORRIONES_FV	Solar Farms
LOS_JOTES_FV	Solar Farms
LOS_LAGOS_FV	Solar Farms
LOS_LIBERTADORES_FV	Solar Farms
LOS_LOROS_FV	Solar Farms
LOS_MAGNOLIOS_FV	Solar Farms
LOS_MOLINOS_FV	Solar Farms
LOS_NOGALES_FV	Solar Farms
LOS_PALTOS_FV	Solar Farms
LOS_PATOS_FV	Solar Farms
LOS_PERALES_FV	Solar Farms
LOS_PUQUIOS_FV	Solar Farms
LOS_TAURETES_FV	Solar Farms
LOS_TILOS_FV	Solar Farms
LOS_TORDOS_FV	Solar Farms
LUCAS_FV	Solar Farms
LUCE_SOLAR_FV	Solar Farms
LUDERS_FV	Solar Farms
LUMBRERAS_FV	Solar Farms
LUNA_DEL_NORTE_FV	Solar Farms
LUNA_FV	Solar Farms
LUZ_DEL_NORTE_FV	Solar Farms
MACHICURA_FV	Solar Farms
MAIKONO_FV	Solar Farms
MAIMALICAN_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
MAITENLAHUE_FV	Solar Farms
MALAQUITA_SOLAR_FV	Solar Farms
MALGARIDA_FV	Solar Farms
MALINKE_FV	Solar Farms
MALLOCO_FV	Solar Farms
MALVILLA_FV	Solar Farms
MANAO_FV	Solar Farms
MANDINGA_FV	Solar Farms
MANZANO_FV	Solar Farms
MARAMBIO_FV	Solar Farms
MARANON_FV	Solar Farms
MARCHIGUE_2_FV	Solar Farms
MARCHIGUE_7_FV	Solar Farms
MARIA_ELENA_FV	Solar Farms
MARIA_PINTO_FV	Solar Farms
MARIN_FV	Solar Farms
MECO_CHILLAN_FV	Solar Farms
MELI_FV	Solar Farms
MEMBRILLO_FV	Solar Farms
MERCURIO_SUR_FV	Solar Farms
MESETA_DE_LOS_ANDES_FV	Solar Farms
MILAN_A_FV	Solar Farms
MITCHI_FV	Solar Farms
MONTT_SOLAR_FV	Solar Farms
MOSTAZAL_FV	Solar Farms
MOYA_FV	Solar Farms
MUTUPIN_FV	Solar Farms
NAHUEN_FV	Solar Farms
NAN_FV	Solar Farms
NANCAGUA_FV	Solar Farms
NAZARINO_VERANO_FV	Solar Farms
NEWENTUN_FV	Solar Farms
NIHUE_FV	Solar Farms
NILHUE_FV	Solar Farms
NIQUEN_FV	Solar Farms
NORTE_CHICO_1_FV	Solar Farms
NORTH_WEST_FV	Solar Farms
NUEVO_QUILLAGUA_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
OCOA_FV	Solar Farms
OLIVIA_FV	Solar Farms
OLIVIER_FV	Solar Farms
OLIVILLO_FV	Solar Farms
ORION_FV	Solar Farms
ORQUIDEA_FV	Solar Farms
OVALLE_NORTE_FV	Solar Farms
OVEJERIA_FV	Solar Farms
PACHIRA_FV	Solar Farms
PAILLIHUE_FV	Solar Farms
PAINÉ_FV	Solar Farms
PALTO_SUNLIGHT_FV	Solar Farms
PAMA_FV	Solar Farms
PAMPA_CAMARONES_FV	Solar Farms
PAMPA_SOLAR_NORTE_FV	Solar Farms
PAMPA_TIGRE_FV	Solar Farms
PANQUEHUE_2_FV	Solar Farms
PARAGUAY_FV	Solar Farms
PARANAL_FV	Solar Farms
PARQUE_VALPARAISO_FV	Solar Farms
PASTRAN_FV	Solar Farms
PATRICIA_VERANO_FV	Solar Farms
PEDREROS_FV	Solar Farms
PEGASUS_FV	Solar Farms
PELUMPEN_FV	Solar Farms
PENAFLOR_FV	Solar Farms
PENCAHUE_ESTE_FV	Solar Farms
PEPA_SOLAR_1_FV	Solar Farms
PEQUEN_FV	Solar Farms
PERALILLO_FV	Solar Farms
PICA_FV	Solar Farms
PICHON_FV	Solar Farms
PICUNCHE_FV	Solar Farms
PICURIO_FV	Solar Farms
PIDUCO_FV	Solar Farms
PILAR_LOS_AMARILLOS_FV	Solar Farms
PILOTO_CARDONES_FV	Solar Farms
PILPILEN_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
PIRQUE_FV	Solar Farms
PITOTOY_FV	Solar Farms
PITRA_FV	Solar Farms
PLACILLA_FV	Solar Farms
PLAYERITO_FV	Solar Farms
PLAYERO_FV	Solar Farms
PLAYERON_FV	Solar Farms
PLOMO_DEL_VERANO_FV	Solar Farms
POBLACION_FV	Solar Farms
PORTEZUELO_FV	Solar Farms
POZO_ALMONTE_1_FV	Solar Farms
POZO_ALMONTE_2_FV	Solar Farms
POZO_ALMONTE_3_FV	Solar Farms
PRETTY_FIELD_FV	Solar Farms
PSF_HORIZONTE_FV	Solar Farms
PSF_LO_SIERRA_FV	Solar Farms
PUANGUE_FV	Solar Farms
PUEBLO_SECO_FV	Solar Farms
PUELICHE_FV	Solar Farms
PUENTE_FV	Solar Farms
PUERTO_SECO_FV	Solar Farms
PULLALLI_FV	Solar Farms
PUNTA_BAJA_SOLAR_1_FV	Solar Farms
QUELTEHUE_FV	Solar Farms
QUEMADOS_FV	Solar Farms
QUETENA_FV	Solar Farms
QUEULE_FV	Solar Farms
QUILAPILUN_FV	Solar Farms
QUILLAY_FV	Solar Farms
QUINANTU_FV	Solar Farms
RANGUIL_FV	Solar Farms
RATULEMUS_FV	Solar Farms
RAULI_FV	Solar Farms
RAUQUEN_FV	Solar Farms
RDCL_SAN_FV	Solar Farms
RECOLETA_FV	Solar Farms
REN_FV	Solar Farms
REXNER_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
RIMINI_FV	Solar Farms
RINCONADA_ALCONES_FV	Solar Farms
RINCONADA_FV	Solar Farms
RIO_ESCONDIDO_FV	Solar Farms
RIO_PEUCO_FV	Solar Farms
RLA_FV	Solar Farms
RODEO_FV	Solar Farms
ROMERIA_FV	Solar Farms
ROSARIO_FV	Solar Farms
ROVIAN_FV	Solar Farms
SALERNO_FV	Solar Farms
SALVADOR_FV	Solar Farms
SAMO_BAJO_FV	Solar Farms
SAN_ANDRES_FV	Solar Farms
SAN_ANTONIO_FV	Solar Farms
SAN_CAMILO_FV	Solar Farms
SAN_CARLOS_FV	Solar Farms
SAN_EMILIO_1_FV	Solar Farms
SAN_FRANCISCO_FV	Solar Farms
SAN_ISIDRO_FV	Solar Farms
SAN_JAVIER_FV	Solar Farms
SAN_JOSE_FV	Solar Farms
SAN_PEDRO_FV	Solar Farms
SAN_PEDRO_GPG_FV	Solar Farms
SAN_RAMIRO_FV	Solar Farms
SANTA_ADRIANA_FV	Solar Farms
SANTA_AMELIA_FV	Solar Farms
SANTA_CAROLINA_FV	Solar Farms
SANTA_CECILIA_FV	Solar Farms
SANTA_CLARA_FV	Solar Farms
SANTA_CRUZ_FV	Solar Farms
SANTA_ELIZABETH_FV	Solar Farms
SANTA_EMILIA_FV	Solar Farms
SANTA_ESTER_FV	Solar Farms
SANTA_FE_FV	Solar Farms
SANTA_FRANCISCA_FV	Solar Farms
SANTA_INES_FV	Solar Farms
SANTA_ISABEL_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
SANTA_JULIA_FV	Solar Farms
SANTA_LAURA_FV	Solar Farms
SANTA_LUCIA_FV	Solar Farms
SANTA_LUISA_FV	Solar Farms
SANTA_MARGARITA_FV	Solar Farms
SANTA_RITA_FV	Solar Farms
SANTA_ROSA_FV	Solar Farms
SANTIAGO_SOLAR_FV	Solar Farms
SANTUARIO_FV	Solar Farms
SATURNO_NORTE_FV	Solar Farms
SDGx01_FV	Solar Farms
SIETE_COLORES_FV	Solar Farms
SLK_808_FV	Solar Farms
SLK_CB_NUEVE_FV	Solar Farms
SOL_DE_DESIERTO_FV	Solar Farms
SOL_DE_LILA_FV	Solar Farms
SOL_DE_LOS_ANDES_FV	Solar Farms
SOL_DE_SEPTIEMBRE_FV	Solar Farms
SOL_DEL_NORTE_ANDES_FV	Solar Farms
SOL_DEL_NORTE_FV	Solar Farms
SOL_SANTA_INES_FV	Solar Farms
SOY_SOLAR_FV	Solar Farms
SUNHUNTER_FV	Solar Farms
TALCA_FV	Solar Farms
TALHUEN_FV	Solar Farms
TALLADO_FV	Solar Farms
TAMARUGO_FV	Solar Farms
TAMAYA_FV	Solar Farms
TAMBO_REAL_FV	Solar Farms
TARANTO_FV	Solar Farms
TECHOS_DE_ALTAMIRA_FV	Solar Farms
TENO_FV	Solar Farms
TIERRA_FV	Solar Farms
TIL_TIL_FV	Solar Farms
TORINO_FV	Solar Farms
TRANQUE_DEL_SOL_FV	Solar Farms
TRAVESIA_FV	Solar Farms
TREBAL_SOLAR_FV	Solar Farms

Unidad Generadora	Categoría
TREBO_FV	Solar Farms
TRICA_DOS_FV	Solar Farms
TRICAHUE_2_FV	Solar Farms
TRIGAL_FV	Solar Farms
TRINIDAD_FV	Solar Farms
TUCUQUERE_FV	Solar Farms
URIBE_SOLAR_FV	Solar Farms
USYA_FV	Solar Farms
UTFSM_VALPARAISO_VALDES_FV	Solar Farms
UTFSM_VINA_DEL_MAR_FV	Solar Farms
UTFSM_VITACURA_FV	Solar Farms
VALLE_DE_LA_LUNA_2_FV	Solar Farms
VALLE_DEL_SOL_FV	Solar Farms
VALLE_ESCONDIDO_FV	Solar Farms
VALLE_SOLAR_ESTE_FV	Solar Farms
VALLE_SOLAR_OESTE_FV	Solar Farms
VENTURADA_FV	Solar Farms
VICENTE_FV	Solar Farms
VICTORIA_FV	Solar Farms
VILLA_ALEGRE_FV	Solar Farms
VILLA_ALEMANA_FV	Solar Farms
VILLA_CRUZ_FV	Solar Farms
VILLA_FV	Solar Farms
VILLA_MOSCOFO_FV	Solar Farms
VILLA_PRAT_FV	Solar Farms
VILLA_SECA_FV	Solar Farms
VIOLETA_FV	Solar Farms
VITUCO_2B_FV	Solar Farms
WILLKA_FV	Solar Farms
YAHUTELA_FV	Solar Farms
BAT_ARICA	Termicas Ficticias
CANDELARIA_1_CA_GNL	Termicas Ficticias
CANDELARIA_2_CA_GNL	Termicas Ficticias
ENELQUINTERO_NOGNL_INF	Termicas Ficticias
ENELQUINTERO_NOGNL_X	Termicas Ficticias
LOS_VIENTOS_CA	Termicas Ficticias
NEHUENCO_9B_CA_GNL	Termicas Ficticias
QUINTERO_1A_CA_GNL	Termicas Ficticias

Unidad Generadora	Categoría
QUINTERO_1B_CA_GNL	Termicas Ficticias
TALTAL_1_CA_GNL	Termicas Ficticias
TALTAL_2_CA_GNL	Termicas Ficticias
TAMAKAYA_NOGNL_INF	Termicas Ficticias
AGUAS Blancas	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U1_DIE	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U1_FO6	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U2_DIE	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U2_FO6	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U3_DIE	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U3_FO6	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U4_DIE	Thermal Gen N. Zone
ANDES_U4_FO6	Thermal Gen N. Zone
ARICA_GM	Thermal Gen N. Zone
ARICA_M1	Thermal Gen N. Zone
ARICA_M2	Thermal Gen N. Zone
CARDONES	Thermal Gen N. Zone
CENIZAS	Thermal Gen N. Zone
CHAGUAL	Thermal Gen N. Zone
COMBARBALA	Thermal Gen N. Zone
DIEGO_DE_ALMAGRO	Thermal Gen N. Zone
EL_PENON	Thermal Gen N. Zone
EL_SALVADOR	Thermal Gen N. Zone
EMELDA_U1	Thermal Gen N. Zone
EMELDA_U2	Thermal Gen N. Zone
ESPINOS_BL1	Thermal Gen N. Zone
ESPINOS_BL2	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_DIE	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_IFO	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_DIE	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_IFO	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_DIE	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_IFO	Thermal Gen N. Zone
LA_PORTADA	Thermal Gen N. Zone
LLANOS_BLANCOS	Thermal Gen N. Zone
MAITENCILLO	Thermal Gen N. Zone
MANTOS_BLANCOS	Thermal Gen N. Zone
NUEVA_TOCOPILLA_1	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Categoría
NUEVA_TOCOPILLA_2	Thermal Gen N. Zone
OLIVOS_BL1	Thermal Gen N. Zone
OLIVOS_BL2	Thermal Gen N. Zone
PAJONALES	Thermal Gen N. Zone
PUNTA_COLORADA_DIE	Thermal Gen N. Zone
PUNTA_COLORADA_IFO	Thermal Gen N. Zone
SAN_LORENZO_U1	Thermal Gen N. Zone
SAN_LORENZO_U2	Thermal Gen N. Zone
SAN_LORENZO_U3	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_DIE	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GN_A	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_A	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_B	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_C	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_D	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_E	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_INF	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_DIE	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GN_A	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_A	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_B	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_C	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_D	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_E	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_INF	Thermal Gen N. Zone
TARAPACA-TG_DIE	Thermal Gen N. Zone
TERMOPACIFICO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U1_DIE	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U1_HFO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U2_DIE	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U2_HFO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U3_DIE	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U3_HFO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U4_DIE	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U4_HFO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U5_HFO	Thermal Gen N. Zone
UJINA_U6_HFO	Thermal Gen S. Zone
ARAUCO	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Categoría
CALLECALLE	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_DIE	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GN_A	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_B	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_C	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_D	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_E	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_F	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_G	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_INF	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_DIE	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GN_A	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_B	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_C	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_D	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_E	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_F	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_G	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_INF	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL1	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL2	Thermal Gen S. Zone
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	Thermal Gen S. Zone
CEMENTOS_BIOBIO_FO6	Thermal Gen S. Zone
CHILOE	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL1	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL2	Thermal Gen S. Zone
CHUYACA	Thermal Gen S. Zone
COLIHUES_U1_DIE	Thermal Gen S. Zone
COLIHUES_U1_HFO	Thermal Gen S. Zone
COLIHUES_U2_DIE	Thermal Gen S. Zone
COLIHUES_U2_HFO	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_DIE	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GN_A	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_INF	Thermal Gen S. Zone
CONCON	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Categoría
CONSTITUCION-EGEN	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_DIE	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GN_A	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_B	Thermal Gen S. Zone
DEGAN_2	Thermal Gen S. Zone
DEGAN_NAVE12	Thermal Gen S. Zone
DEGAN_NAVE5	Thermal Gen S. Zone
EL_TOTORAL	Thermal Gen S. Zone
ESPERANZA_DS1	Thermal Gen S. Zone
ESPERANZA_DS2	Thermal Gen S. Zone
ESPERANZA_TG1	Thermal Gen S. Zone
HORCONES_DIE	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_1	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_2	Thermal Gen S. Zone
LAS_VEGAS	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL1	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL2	Thermal Gen S. Zone
LINARES	Thermal Gen S. Zone
LOMA_LOS_COLORADOS_1	Thermal Gen S. Zone
LOMA_LOS_COLORADOS_2	Thermal Gen S. Zone
LOS_GUINDOS	Thermal Gen S. Zone
LOS_GUINDOS_2	Thermal Gen S. Zone
LOS_PINOS	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_C	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_C	Thermal Gen S. Zone
MAPA	Thermal Gen S. Zone
MASISA	Thermal Gen S. Zone
MAULE	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_DIE	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GN_A	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_B	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_C	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Categoría
NEHUENCO_9B_GNL_D	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_E	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_F	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_G	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_INF	Thermal Gen S. Zone
NEWEN_DIE	Thermal Gen S. Zone
NEWEN_GN_A	Thermal Gen S. Zone
NEWEN_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
NEWEN_GNL_B	Thermal Gen S. Zone
NEWEN_PRO	Thermal Gen S. Zone
PLACILLA	Thermal Gen S. Zone
QUINTAY	Thermal Gen S. Zone
SAN_GREGORIO	Thermal Gen S. Zone
SAN_JAVIER_1	Thermal Gen S. Zone
SAN_JAVIER_2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_LIDIA	Thermal Gen S. Zone
TENO	Thermal Gen S. Zone
TENO_GAS_GLP	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_EUCA	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_PINO	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_EUCA	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_PINO	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_EUCA	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_PINO	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_EUCA	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_PINO	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_DIE	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GN_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_DIE	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GN_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_DIE	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GN_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GNL_A	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U4_DIE	Thermal Gen S. Zone
ALENA_EO	Wind Farms
ATACAMA_EO	Wind Farms

Unidad Generadora	Categoría
AURORA_EO	Wind Farms
CABO_LEONES_1_EO	Wind Farms
CABO_LEONES_2_EO	Wind Farms
CABO_LEONES_3_EO	Wind Farms
CALAMA_EO	Wind Farms
CAMPO_LINDO_EO	Wind Farms
CANELA_2_EO	Wind Farms
CANELA_EO	Wind Farms
CERRO_TIGRE_EO	Wind Farms
CUEL_EO	Wind Farms
EL_ARRAYAN_EO	Wind Farms
EL_ARREBOL_EO	Wind Farms
EL_MAITEN_EO	Wind Farms
EL_NOGAL_EO	Wind Farms
HUAJACHE_EO	Wind Farms
LA_CABANA_EO	Wind Farms
LA_ESPERANZA_EO	Wind Farms
LA_ESTRELLA_EO	Wind Farms
LA_FLOR_EO	Wind Farms
LAS_PENAS_EO	Wind Farms
LEBU_EO	Wind Farms
LEBU_3_EO	Wind Farms
LLANOS_DEL_VIENTO_EO	Wind Farms
LOMAS_DE_DUQUECO_EO	Wind Farms
LOS_BUENOS_AIRES_EO	Wind Farms
LOS_CURUROS_EO	Wind Farms
LOS_OLMOS_EO	Wind Farms
MALLECO_NORTE_EO	Wind Farms
MALLECO_SUR_EO	Wind Farms
MESAMAVIDA_EO	Wind Farms
MONTE_REDONDO_EO	Wind Farms
NEGRETE_EO	Wind Farms
PUELCHE_SUR_EO	Wind Farms
PUNTA_COLORADA_EO	Wind Farms
PUNTA_PALMERAS_EO	Wind Farms
PUNTA_SIERRA_EO	Wind Farms
RAKI_EO	Wind Farms
RENAICO_EO	Wind Farms

Unidad Generadora	Categoría
RENAICO_2_EO	Wind Farms
SAN_GABRIEL_EO	Wind Farms
SAN_JUAN_EO	Wind Farms
SAN_MATIAS_EO	Wind Farms
SAN_PEDRO_EO	Wind Farms
SAN_PEDRO_2_EO	Wind Farms

Unidad Generadora	Categoría
SARCO_EO	Wind Farms
SIERRA_GORDA_EO	Wind Farms
TALINAY_ORIENTE_EO	Wind Farms
TALINAY_PONIENTE_EO	Wind Farms
TALTAL_EO	Wind Farms
TCHAMMA_EO	Wind Farms

Unidad Generadora	Categoría
TOLPAN_SUR_EO	Wind Farms
TOTAL_EO	Wind Farms
UCUQUER_EO	Wind Farms
UCUQUER_2_EO	Wind Farms
VALLE_DE_LOS_VIENTOS_EO	Wind Farms
TCHAMMA_EO	Wind Farms



## Anexo C. Valores de rampas de subida y bajada

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
ANGOSTURA_U1	Max Ramp Up	13	Hydro Gen Group A
ANGOSTURA_U1	Max Ramp Down	13	Hydro Gen Group A
ANGOSTURA_U2	Max Ramp Up	13	Hydro Gen Group A
ANGOSTURA_U2	Max Ramp Down	13	Hydro Gen Group A
ANGOSTURA_U3	Max Ramp Up	13	Hydro Gen Group A
ANGOSTURA_U3	Max Ramp Down	13	Hydro Gen Group A
ANTUCO_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
ANTUCO_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
ANTUCO_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
ANTUCO_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
CANUTILLAR_U1	Max Ramp Up	15	Hydro Gen Group A
CANUTILLAR_U1	Max Ramp Down	15	Hydro Gen Group A
CANUTILLAR_U2	Max Ramp Up	15	Hydro Gen Group A
CANUTILLAR_U2	Max Ramp Down	15	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U1	Max Ramp Up	9	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U1	Max Ramp Down	9	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U2	Max Ramp Up	9	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U2	Max Ramp Down	9	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U3	Max Ramp Up	9	Hydro Gen Group A
CIPRESES_U3	Max Ramp Down	9	Hydro Gen Group A
COLBUN_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
COLBUN_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
COLBUN_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
COLBUN_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
CURILLINQUE	Max Ramp Up	55	Hydro Gen Group A
CURILLINQUE	Max Ramp Down	55	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U3	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U3	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U4	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
EL_TORO_U4	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
LA_MINA	Max Ramp Up	38	Hydro Gen Group A
LA_MINA	Max Ramp Down	38	Hydro Gen Group A

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
LAJA_I	Max Ramp Up	22	Hydro Gen Group A
LAJA_I	Max Ramp Down	22	Hydro Gen Group A
MACHICURA_U1	Max Ramp Up	40	Hydro Gen Group A
MACHICURA_U1	Max Ramp Down	40	Hydro Gen Group A
MACHICURA_U2	Max Ramp Up	40	Hydro Gen Group A
MACHICURA_U2	Max Ramp Down	40	Hydro Gen Group A
PANGUE_U1	Max Ramp Up	3	Hydro Gen Group A
PANGUE_U1	Max Ramp Down	18	Hydro Gen Group A
PANGUE_U2	Max Ramp Up	3	Hydro Gen Group A
PANGUE_U2	Max Ramp Down	18	Hydro Gen Group A
PEHUENCHE_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
PEHUENCHE_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
PEHUENCHE_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
PEHUENCHE_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
QUILLECO	Max Ramp Up	40	Hydro Gen Group A
QUILLECO	Max Ramp Down	40	Hydro Gen Group A
RALCO_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RALCO_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RALCO_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RALCO_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U1	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U1	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U2	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U2	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U3	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U3	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U4	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U4	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U5	Max Ramp Up	20	Hydro Gen Group A
RAPEL_U5	Max Ramp Down	20	Hydro Gen Group A
RUCUE	Max Ramp Up	60	Hydro Gen Group A
RUCUE	Max Ramp Down	60	Hydro Gen Group A
SAN_IGNACIO	Max Ramp Up	16	Hydro Gen Group A
SAN_IGNACIO	Max Ramp Down	16	Hydro Gen Group A
ALFALFAL	Max Ramp Up	36,2	Hydro Gen Group B
ALFALFAL	Max Ramp Down	36,2	Hydro Gen Group B

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
ALFALFAL_2	Max Ramp Up	56	Hydro Gen Group B
ALFALFAL_2	Max Ramp Down	56	Hydro Gen Group B
ANCOA	Max Ramp Down	21,8	Hydro Gen Group B
ANCOA	Max Ramp Up	26,9	Hydro Gen Group B
BLANCO	Max Ramp Up	10	Hydro Gen Group B
BLANCO	Max Ramp Down	10	Hydro Gen Group B
CHACABUQUITO	Max Ramp Up	16	Hydro Gen Group B
CHACABUQUITO	Max Ramp Down	16	Hydro Gen Group B
CHACAYES	Max Ramp Up	22,8	Hydro Gen Group B
CHACAYES	Max Ramp Down	22,8	Hydro Gen Group B
CHAPIQUINA	Max Ramp Down	4	Hydro Gen Group B
CHAPIQUINA	Max Ramp Up	10	Hydro Gen Group B
CHIBURGO	Max Ramp Up	2	Hydro Gen Group B
CHIBURGO	Max Ramp Down	2	Hydro Gen Group B
CONVENTO_VIEJO	Max Ramp Up	5,28	Hydro Gen Group B
CONVENTO_VIEJO	Max Ramp Down	6,36	Hydro Gen Group B
EL_PASO	Max Ramp Up	18,63	Hydro Gen Group B
EL_PASO	Max Ramp Down	18,63	Hydro Gen Group B
HORNITOS_CH	Max Ramp Up	14,4	Hydro Gen Group B
HORNITOS_CH	Max Ramp Down	14,4	Hydro Gen Group B
JUNCAL	Max Ramp Up	5	Hydro Gen Group B
JUNCAL	Max Ramp Down	5	Hydro Gen Group B
LA_CONFLUENCIA	Max Ramp Up	84	Hydro Gen Group B
LA_CONFLUENCIA	Max Ramp Down	84	Hydro Gen Group B
LA_HIGUERA	Max Ramp Up	109,2	Hydro Gen Group B
LA_HIGUERA	Max Ramp Down	109,2	Hydro Gen Group B
LAS_LAJAS	Max Ramp Up	56	Hydro Gen Group B
LAS_LAJAS	Max Ramp Down	56	Hydro Gen Group B
LICAN	Max Ramp Up	10,2	Hydro Gen Group B
LICAN	Max Ramp Down	11	Hydro Gen Group B
LOS_QUILOS	Max Ramp Up	7	Hydro Gen Group B
LOS_QUILOS	Max Ramp Down	7	Hydro Gen Group B
MAITENES	Max Ramp Up	3	Hydro Gen Group B
MAITENES	Max Ramp Down	3	Hydro Gen Group B
PEUCHEN	Max Ramp Up	17,7	Hydro Gen Group B
PEUCHEN	Max Ramp Down	17,7	Hydro Gen Group B
PULLINQUE	Max Ramp Up	33	Hydro Gen Group B
PULLINQUE	Max Ramp Down	33	Hydro Gen Group B

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
QUELTEHUES	Max Ramp Up	20,04	Hydro Gen Group B
QUELTEHUES	Max Ramp Down	20,04	Hydro Gen Group B
RUCATAYO	Max Ramp Up	18	Hydro Gen Group B
RUCATAYO	Max Ramp Down	18	Hydro Gen Group B
SAN_ANDRES	Max Ramp Up	8,33	Hydro Gen Group B
SAN_ANDRES	Max Ramp Down	8,33	Hydro Gen Group B
VOLCAN	Max Ramp Up	2,7	Hydro Gen Group B
VOLCAN	Max Ramp Down	2,7	Hydro Gen Group B
ABANICO	Max Ramp Up	79,2	Hydro Gen Group C
ABANICO	Max Ramp Down	79,2	Hydro Gen Group C
AILLIN	Max Ramp Up	3,66	Hydro Gen Group C
AILLIN	Max Ramp Down	3,66	Hydro Gen Group C
ANDINA	Max Ramp Up	1,26	Thermal Gen N. Zone
ANDINA	Max Ramp Down	1,26	Thermal Gen N. Zone
ANGAMOS_1	Max Ramp Up	2,5	Thermal Gen N. Zone
ANGAMOS_1	Max Ramp Down	2,5	Thermal Gen N. Zone
ANGAMOS_2	Max Ramp Up	2,5	Thermal Gen N. Zone
ANGAMOS_2	Max Ramp Down	2,5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_DIE	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_DIE	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GN_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GN_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_B	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_B	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_C	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_C	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_D	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_D	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_E	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_E	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_INF	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A_GNL_INF	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A+0,5TV1C_DIE	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A+0,5TV1C_DIE	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A+0,5TV1C_GN_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG1A+0,5TV1C_GN_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone



Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
ATA-TG2A+0,5TV2C_DIE	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_DIE	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GN_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GN_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_B	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_B	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_C	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_C	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_D	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_D	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_E	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_E	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_INF	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+0,5TV2C_GNL_INF	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GN_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GN_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_B	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_B	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_C	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_C	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_D	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_D	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_E	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_E	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_INF	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_INF	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_DIE	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_DIE	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GN_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GN_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
ATA-TG2B_GNL_B	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_B	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_C	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_C	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_D	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_D	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_E	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_E	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_INF	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B_GNL_INF	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_DIE	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_DIE	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GN_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GN_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_A	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_B	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_B	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_C	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_C	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_D	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_D	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_E	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_E	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_INF	Max Ramp Up	5	Thermal Gen N. Zone
ATA-TG2B+0,5TV2C_GNL_INF	Max Ramp Down	5	Thermal Gen N. Zone
CARDONES	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
CARDONES	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
COCHRANE_1	Max Ramp Up	2,5	Thermal Gen N. Zone
COCHRANE_1	Max Ramp Down	2,5	Thermal Gen N. Zone
COCHRANE_2	Max Ramp Up	2,5	Thermal Gen N. Zone
COCHRANE_2	Max Ramp Down	2,5	Thermal Gen N. Zone
DIEGO_DE_ALMAGRO	Max Ramp Up	33,6	Thermal Gen N. Zone
DIEGO_DE_ALMAGRO	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_1	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_1	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_2	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_2	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
GUACOLDA_3	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_3	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_4	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_4	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_5	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen N. Zone
GUACOLDA_5	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen N. Zone
HORNITOS	Max Ramp Down	1	Thermal Gen N. Zone
HORNITOS	Max Ramp Up	1	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_DIE	Max Ramp Up	20,3	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_DIE	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_IFO	Max Ramp Up	20,3	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U1_IFO	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_DIE	Max Ramp Up	16,7	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_DIE	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_IFO	Max Ramp Up	16,7	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U2_IFO	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_DIE	Max Ramp Up	50	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_DIE	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_IFO	Max Ramp Up	50	Thermal Gen N. Zone
HUASCO-TG_U3_IFO	Max Ramp Down	60	Thermal Gen N. Zone
IE_MEJILLONES	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
IE_MEJILLONES	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_DIE	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_DIE	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GN_A	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GN_A	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_A	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_A	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_B	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_B	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_C	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_C	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_D	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_D	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_E	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_E	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_INF	Max Ramp Up	11	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1_GNL_INF	Max Ramp Down	11	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
KELAR-TG1+0,5TV_DIE	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_DIE	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GN_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GN_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_B	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_B	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_C	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_C	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_D	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_D	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_E	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_E	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_INF	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+0,5TV_GNL_INF	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_DIE	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_DIE	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GN_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GN_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_B	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_B	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_C	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_C	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_D	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_D	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_E	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_E	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_INF	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_INF	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_DIE	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_DIE	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GN_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GN_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
KELAR-TG2_GNL_B	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_B	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_C	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_C	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_D	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_D	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_E	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_E	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_INF	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2_GNL_INF	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_DIE	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_DIE	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GN_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GN_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_A	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_B	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_B	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_C	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_C	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_D	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_D	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_E	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_E	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_INF	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen N. Zone
KELAR-TG2+0,5TV_GNL_INF	Max Ramp Down	8,4	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_1	Max Ramp Up	2	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_1	Max Ramp Down	2	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_2	Max Ramp Up	2	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_2	Max Ramp Down	2	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_DIE	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_DIE	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GN_A	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GN_A	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_A	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_A	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_B	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_B	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
MEJILLONES_3-TG_GNL_C	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_C	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_D	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_D	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_E	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_E	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_INF	Max Ramp Up	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG_GNL_INF	Max Ramp Down	6	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_DIE	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_DIE	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GN_A	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GN_A	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen N. Zone
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_DIE	Max Ramp Up	8,5	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_DIE	Max Ramp Down	9,2	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GN_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GN_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_B	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_B	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_C	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_C	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_D	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_D	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_E	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_E	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
TALTAL_1_GNL_INF	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_1_GNL_INF	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_DIE	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_DIE	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GN_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GN_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_B	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_B	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_C	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_C	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_D	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_D	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_E	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_E	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_INF	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen N. Zone
TALTAL_2_GNL_INF	Max Ramp Down	9	Thermal Gen N. Zone
TARAPACA-TG_DIE	Max Ramp Up	45,79	Thermal Gen N. Zone
TARAPACA-TG_DIE	Max Ramp Down	45,79	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GN_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GN_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_D	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_D	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Up	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Down	12	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG1	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG1	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG2	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG2	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_DIE	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_DIE	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GN_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GN_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_B	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_B	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_C	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_C	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_D	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_D	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_E	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_E	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_INF	Max Ramp Up	10	Thermal Gen N. Zone
TOCOPILLA-TG3_GNL_INF	Max Ramp Down	10	Thermal Gen N. Zone
ANTILHUE_U1	Max Ramp Up	1,7	Thermal Gen S. Zone
ANTILHUE_U1	Max Ramp Down	1,7	Thermal Gen S. Zone
ANTILHUE_U2	Max Ramp Up	1,7	Thermal Gen S. Zone
ANTILHUE_U2	Max Ramp Down	1,7	Thermal Gen S. Zone
ARAUCO	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
ARAUCO	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
CAMPICHE	Max Ramp Up	5,6	Thermal Gen S. Zone
CAMPICHE	Max Ramp Down	5,6	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_DIE	Max Ramp Up	8,5	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_DIE	Max Ramp Down	9,2	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GN_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GN_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_A	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_B	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_B	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_C	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_C	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_D	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_D	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_E	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_E	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_F	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_F	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_G	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_G	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_INF	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_1_GNL_INF	Max Ramp Down	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_DIE	Max Ramp Up	9	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_DIE	Max Ramp Down	9,5	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GN_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GN_A	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_A	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_A	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_B	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_B	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_C	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_C	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_D	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_D	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_E	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_E	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_F	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_F	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
CANDELARIA_2_GNL_G	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_G	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_INF	Max Ramp Up	8,4	Thermal Gen S. Zone
CANDELARIA_2_GNL_INF	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL1	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL1	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL2	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
CELCO_BL2	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL1	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL1	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL2	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
CHOLGUAN_BL2	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GN_A	Max Ramp Down	6,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GN_A	Max Ramp Up	7,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GNL_A	Max Ramp Down	6,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GNL_A	Max Ramp Up	7,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GNL_B	Max Ramp Down	6,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_CORDILLERA_GNL_B	Max Ramp Up	7,9	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL1	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL1	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL2	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL2	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL3	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL3	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL4	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL4	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL5	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_LAJA_BL5	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL1	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL1	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL2	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL2	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL3	Max Ramp Up	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_PACIFICO_BL3	Max Ramp Down	1,3	Thermal Gen S. Zone
CMPC_SANTA_FE	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen S. Zone
CMPC_SANTA_FE	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_DIE	Max Ramp Down	10,2	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_DIE	Max Ramp Up	21	Thermal Gen S. Zone



Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
COLMITO_GN_A	Max Ramp Down	10,2	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GN_A	Max Ramp Up	21	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_A	Max Ramp Down	10,2	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_A	Max Ramp Up	21	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_INF	Max Ramp Down	10,2	Thermal Gen S. Zone
COLMITO_GNL_INF	Max Ramp Up	21	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_DIE	Max Ramp Up	8,5	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_DIE	Max Ramp Down	8,5	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GN_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GN_A	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_A	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_A	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_B	Max Ramp Up	8,7	Thermal Gen S. Zone
CORONEL_GNL_B	Max Ramp Down	8,7	Thermal Gen S. Zone
ENAP_ACONCAGUA	Max Ramp Down	5,74	Thermal Gen S. Zone
ENAP_ACONCAGUA	Max Ramp Up	6,6	Thermal Gen S. Zone
ESCUADRON	Max Ramp Up	2,94	Thermal Gen S. Zone
ESCUADRON	Max Ramp Down	2,94	Thermal Gen S. Zone
HORCONES_DIE	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
HORCONES_DIE	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_1	Max Ramp Up	1	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_1	Max Ramp Down	1	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_2	Max Ramp Up	1	Thermal Gen S. Zone
LAJA-EVE_2	Max Ramp Down	1	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_1_BL1	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_1_BL1	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_1_BL2	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_1_BL2	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_2_BL1	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_2_BL1	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_2_BL2	Max Ramp Up	3	Thermal Gen S. Zone
LAUTARO_2_BL2	Max Ramp Down	3	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL1	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL1	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL2	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
LICANTEN_BL2	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
LOS_GUINDOS	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_GUINDOS	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
LOS_GUINDOS_2	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_GUINDOS_2	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_PINOS	Max Ramp Up	30	Thermal Gen S. Zone
LOS_PINOS	Max Ramp Down	30	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_B	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_B	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_C	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS_GNL_C	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_A	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_A	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_B	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_B	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_C	Max Ramp Up	10	Thermal Gen S. Zone
LOS_VIENTOS-CNAVIA_GNL_C	Max Ramp Down	10	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GN_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GN_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_B	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_B	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_C	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_C	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_D	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_D	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_E	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_E	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_F	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_F	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_G	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-FA_GNL_G	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-TG_GN_A	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_1-TG_GN_A	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone



Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
NEHUENCO_9B_GN_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GN_A	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_A	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_A	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_B	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_B	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_C	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_C	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_D	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_D	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_E	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_E	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_F	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_F	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_G	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_G	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_INF	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NEHUENCO_9B_GNL_INF	Max Ramp Up	7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_2	Max Ramp Up	2	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_2	Max Ramp Down	2	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL1	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL1	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL2	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL2	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL3	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_ALDEA_BL3	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GLP	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GLP	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GN_A	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GN_A	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_A	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_A	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_B	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_B	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_INF	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_INF	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_P	Max Ramp Up	6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-FA_GNL_P	Max Ramp Down	6	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
NUEVA_RENCA-TG+TV_DIE	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_DIE	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_A	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_A	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_B	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_B	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_B	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_C	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_D	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_E	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_F	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_F	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_INF	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_P	Max Ramp Up	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_P	Max Ramp Down	4,7	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_VENTANAS	Max Ramp Up	5,6	Thermal Gen S. Zone
NUEVA_VENTANAS	Max Ramp Down	5,6	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_DIE	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_DIE	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GN_A	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GN_A	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_A	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_A	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_B	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_B	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_C	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_C	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_D	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_D	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_E	Max Ramp Up	9,84	Thermal Gen S. Zone
QUINTERO_1A_GNL_E	Max Ramp Down	9,84	Thermal Gen S. Zone





Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
SANTA_FE_BL2	Max Ramp Up	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_FE_BL2	Max Ramp Down	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_FE_BL3	Max Ramp Up	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_FE_BL3	Max Ramp Down	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_FE_BL4	Max Ramp Up	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_FE_BL4	Max Ramp Down	2	Thermal Gen S. Zone
SANTA_MARIA	Max Ramp Up	1,5	Thermal Gen S. Zone
SANTA_MARIA	Max Ramp Down	1,5	Thermal Gen S. Zone
SANTA_MARTA	Max Ramp Up	5,3	Thermal Gen S. Zone
SANTA_MARTA	Max Ramp Down	5,3	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_EUCA	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_EUCA	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_PINO	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL1_PINO	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_EUCA	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_EUCA	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_PINO	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL2_PINO	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_EUCA	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_EUCA	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_PINO	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL3_PINO	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_EUCA	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_EUCA	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_PINO	Max Ramp Up	5	Thermal Gen S. Zone
VALDIVIA_BL4_PINO	Max Ramp Down	5	Thermal Gen S. Zone

Unidad Generadora	Propiedad	Valor [MW/min]	Categoría
VENTANAS_2	Max Ramp Up	5,6	Thermal Gen S. Zone
VENTANAS_2	Max Ramp Down	5,6	Thermal Gen S. Zone
VINALES_BL1	Max Ramp Up	1	Thermal Gen S. Zone
VINALES_BL1	Max Ramp Down	1	Thermal Gen S. Zone
VINALES_BL2	Max Ramp Up	1	Thermal Gen S. Zone
VINALES_BL2	Max Ramp Down	1	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_DIE	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_DIE	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GN_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GN_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GNL_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U1_GNL_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_DIE	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_DIE	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GN_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GN_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GNL_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U2_GNL_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_DIE	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_DIE	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GN_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GN_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GNL_A	Max Ramp Up	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U3_GNL_A	Max Ramp Down	8	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U4_DIE	Max Ramp Up	12	Thermal Gen S. Zone
YUNGAY_U4_DIE	Max Ramp Down	12	Thermal Gen S. Zone