



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

EFFECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE RESTRICCIONES SOBRE EL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

JESÚS ANDRÉS URREA MARÍN

PROFESOR GUÍA:
EDUARDO PEREIRA BONVALLET

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELO OLIVARES ALVEAL
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE

2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil
POR: Jesús Urrea Marín
FECHA: Agosto 2019
PROF. GUÍA: Eduardo Pereira

EFFECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE RESTRICCIONES SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En Chile, la interconexión entre distintas empresas de generación, transmisión y distribución de energía se realiza a través de 3 sistemas interconectados que funcionan de forma separada, pero se proyecta su interconexión. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), compuesto por los antiguos Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abastecen a un 98,5% de la población y corresponde a un 99,2% de la capacidad instalada.

En dichos sistemas interconectados, la producción de energía eléctrica se realiza en las centrales eléctricas, donde su generación es de distinta naturaleza y pueden ser clasificadas según el tipo de fuente primaria utilizada, con restricciones propias que afectan su operación en el tiempo de distinta forma. La planificación de su operación a largo plazo, realizado en este caso anual, se ve afecto a restricciones y decisiones de corto plazo como la decisión de qué unidades generadoras deben estar conectadas en cada momento con el fin de satisfacer una demanda energética variable a escala horaria, con objetivo de minimización de costos del sistema en su conjunto. Respecto a las generadoras hidroeléctricas, si bien no tienen costos por generación, su disponibilidad de agua es en general limitada, siendo el valor del agua almacenada determinado por el costo evitado asociado al desplazamiento de generación proveniente de centrales térmicas.

Al momento de la optimización del problema, se pueden considerar restricciones a escala horaria que buscan seguridad en el sistema eléctrico o la preservación de sistemas ambientales, entre otros, las cuales a su vez reducen la flexibilidad operacional. Sobre las centrales térmicas existen limitaciones propias de cada unidad generadora; como los tiempos de operación, fuera de servicio, límites de capacidad y gradientes, y otras enfocadas a entregar mayor seguridad al sistema como la reserva en giro. En la operación de embalses, a menudo se consideran restricciones ambientales de tipo rampa máxima y caudal mínimo con el fin de mitigar sus impactos. Por esto resulta interesante el estudio del impacto sobre indicadores operacionales, como el número de encendidos y apagados, participación por energía e integración de energía ERNC, e indicadores ambientales como el indicador de alteración hidrológica intradiaria Richard-Baker y emisión de CO₂, que tienen estas restricciones sobre el Sistema Eléctrico Nacional.

El objetivo general de este estudio corresponde a la evaluación de los efectos técnicos y económicos en el largo plazo de la aplicación de las mencionadas restricciones ambientales y eléctricas, que actúan en el corto plazo, sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Para esto, se implementará un modelo de simulación de sistemas eléctricos, capaz de representar dicho sistema en función de las restricciones ambientales impuestas, así como de las restricciones operacionales y constructivas propias de cada unidad generadora y la interconexión entre ellas, analizando los efectos técnicos y económicos de operación basada en planificación restringida e irrestringida.

Agradecimientos

Primero me gustaría agradecer a mi profesor guía Eduardo Pereira, quien realmente fue un guía en el proceso de trabajo de título, recibíendome las veces que fuesen necesarias para resolver dudas, aportando con comentarios y por sobre todo facilitando procesos ante las dificultades que se presentaron a lo largo del desarrollo del trabajo. Sin duda sentí un voto de confianza y un apoyo permanente por su parte fundamental.

Agradezco a mis amigos de la universidad que aportaron de distinta forma a lo largo de mi paso por Beauchef. A Nicolas Pino, Natalia Loayza y Yasna (Kati) Hidalgo, quienes durante el plan común de civil me llenaron de alegría, apoyo y, sin duda, locura en un periodo donde las decisiones tomadas pasaron de ser incorrectas a un mal necesario para estar donde sentía pertenecía, siendo en todo momento capaces de crear espacios de trabajo, distensión y confianza. Durante la mención, tuve la suerte de conocer a Sebastián Mengual y José Zolezzi, con quienes pasamos de largo más veces de las que recomendaría probablemente cualquier doctor y en quienes en todo momento me sentí cómodo depositando toda mi confianza en sus capacidades y amistad.

Quiero agradecer también a mis amigos del colegio, con ellos ningún problema se enfrenta solo y toda alegría se comparte. Nunca hemos dejado de compartir a pesar de que todos de una u otra forma hemos cambiado y tomado caminos que nos distancian, espero con alegría seguir siendo parte de sus futuros.

Le agradezco a la Cami, quien en estos últimos 2 años ha sido un apoyo incondicional, fuente incansable de cariño y felicidad. Me ayudó a enfrentar mis miedos y sacar esto adelante, por eso le estaré eternamente agradecido.

Finalmente me gustaría agradecer a toda mi familia, en especial a mis padres Paulina y Raúl quienes lo han dado todo por sus hijos. Gracias por apoyarme y aconsejarme en todas las decisiones que he tomado, por estar conmigo en las buenas y en las malas, pero por sobre todo por su amor y dedicación como padres, son y serán por siempre mi único referente de cómo ser buenos padres. Junto con mis hermanas, he tenido la suerte de sentir toda la vida que cualquier día puedo contar con alguno de ustedes 4 y que cada uno tiene algo especial y único para enriquecer mi vida.

Tabla de contenido

1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objetivo General	2
1.2.2	Objetivos Específicos	2
1.3	Metodología	3
2	Revisión Bibliográfica	5
2.1	Sistema Eléctrico Nacional	5
2.2	Energías Renovables No Convencionales	7
2.3	Restricciones Eléctricas	10
2.4	Restricciones Ambientales	13
2.4.1	Estado del Arte	13
2.4.2	Efectos de Implementación de Restricciones en el Corto Plazo	14
2.4.3	Efectos de Implementación de Restricciones en el Largo Plazo	15
3	Caso de Estudio Ilustrativo	23
3.1	Configuración del Modelo Simplificado	23
3.2	Resultados	25
3.3	Análisis de los Resultados	28
3.3.1	Sin Restricción	28
3.3.2	Restricción de Rampa	32
3.3.3	Restricción de Tiempo 168 horas	36
3.3.4	Restricción de Rampa y Tiempo 168 horas	40
3.3.5	Restricción Caudal Ecológico	43
3.3.5	Restricción Rampa Generación Hidroeléctrica	47
3.3.6	Restricciones Eléctricas y Ambientales	50
3.3.7	Operación con Planificación Irrestricida	55
3.3.8	Operación con Planificación Restricida	57
3.3.9	Costos Totales del Sistema	59
4	Modelo 2025	60
4.1	Operación Con Planificación Irrestricida	60

4.1.1	Configuración del Modelo.....	60
4.1.2	Participación Por Tecnología.....	60
4.1.3	Encendidos, Apagados, Emisiones CO ₂ y Costos	61
4.2	Operación con Planificación Restricta.....	61
4.2.1	Configuración del Modelo.....	61
4.2.2	Participación por Tecnología.....	62
4.2.3	Encendidos, Apagados, Emisiones CO ₂ y Costos	62
4.3	Comparación Operación Restricta e Irrestricta.....	63
4.3.1	Trayectoria de Volúmenes de Embalses.....	63
4.3.2	Comparación Participación por tecnología.....	63
4.3.3	Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO ₂ y Costos	66
4.3.3	Indicador Ambiental	67
4.4	Escenario Húmedo Medio y Seco.....	70
4.4.1	Configuración de Escenarios.....	70
4.4.2	Comparación Trayectoria de Volúmenes.....	70
4.4.3	Comparación Participación por Tecnología.....	71
4.4.4	Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO ₂ y Costos	72
5	Modelo 2030	74
5.1	Operación Con Planificación Restricta e Irrestricta.....	74
5.1.1	Configuración del Modelo.....	74
5.2	Comparación Operación Restricta e Irrestricta.....	74
5.2.1	Trayectoria de Volúmenes de Embalses.....	74
5.2.2	Comparación Participación por tecnología.....	75
5.2.3	Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO ₂ y Costos	76
6	Conclusiones y Trabajo Futuro.....	77
7	Bibliografía.....	82
Anexo 1:	Volúmenes de Embalses.....	I

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

El sistema eléctrico nacional está compuesto por generadoras de distinta naturaleza y pueden ser clasificadas según el tipo de fuente primaria usada como termoeléctrica (quema de hidrocarburos), hidroeléctricas (agua) o solar (energía térmica o fotovoltaica del sol), entre otras. La planificación de su operación a largo plazo, realizado en este caso con escala de tiempo anual, que se ve afecta a restricciones y decisiones de corto plazo como la decisión de qué unidades generadoras, de distinta naturaleza y restricciones técnicas propias, deben estar conectadas en cada momento para satisfacer una demanda de energía variable en el tiempo a escala horaria, donde el objetivo de minimización de costos del sistema en su conjunto buscado se denomina Despacho Económico. Respecto a las generadoras hidroeléctricas, si bien no tienen costos por generación, su disponibilidad de agua es limitada, siendo el valor del agua almacenada determinado por el costo evitado asociado al desplazamiento de generación proveniente de centrales térmicas (Padhy 2004).

Por su parte, la alteración de los regímenes naturales de los ríos que conlleva la operación de los embalses produce efectos indeseados sobre el ecosistema aguas abajo de las centrales. Es por esta razón que se han implementado (Kosnik 2013) o se encuentran en desarrollo (European Commission Environment 2015) una serie de restricciones operacionales a nivel mundial de distinto tipo que pretenden reducir estos impactos, las cuales se entienden como restricciones ambientales.

Dentro de las restricciones ambientales, la imposición de rampas máximas de flujo y caudal mínimo aguas abajo de embalses, permiten mantener, de forma menos fluctuante, los valores de un indicador de alteración hidrológica intradiaria de los flujos de descarga en los cuales están insertos, sin embargo, reducen la flexibilidad operacional de las plantas de hidrogenación pudiendo generar impactos poco significativos sobre su operación (Olivares et al. 2015).

Existen diversos estudios respecto al impacto de las restricciones, tanto sobre las ganancias por generación en el corto plazo, donde se encuentran relaciones cuadráticas entre la reducción de la ganancia y las rampas máxima (Chen & Forsyth 2008), así como en el largo plazo, donde se encuentran incrementos en los tiempos de operación y disminución del número de apagados y puestas en marcha de las unidades generadoras de una central hidroeléctrica (Guisández, Pérez-díaz, & Wilhelmi 2014).

Si además se consideran las restricciones propias de cada unidad generadora, tales como los límites de capacidad, tiempos de operación y fuera de servicio y gradientes de toma de carga, además de

restricciones de seguridad como la reserva en giro, la reducción de flexibilidad del sistema aumenta aún más impactando el problema de asignación de unidades (Benavides 2008).

Por lo anterior resulta interesante la evaluación de los efectos técnicos y económicos, de largo plazo, de la aplicación de las mencionadas restricciones ambientales y eléctricas, que actúan en el corto plazo, sobre el Sistema Eléctrico Nacional, considerando las restricciones operacionales y constructivas propias de cada unidad generadora y de la interconexión entre ellas, para lo cual se implementará un modelo de simulación de sistemas eléctricos capaz de representar el Sistema Eléctrico Nacional, resolviendo el problema de asignación de unidades a costo mínimo, de forma tal de recoger indicadores respecto a las diferencias operacionales producidas por la implementación de las restricciones .

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Analizar los efectos técnicos y económicos que tienen la consideración de restricciones ambientales de cuencas hidrográficas y restricciones técnicas de operación de centrales generadoras en la planificación del sistema interconectado nacional.

1.2.2 Objetivos Específicos

El trabajo de título tiene propuesto cuenta con cinco objetivos específicos, los cuales son presentados a continuación:

1. Crear contextualización de las restricciones analizadas y reportadas

Entender las restricciones que han sido analizadas y reportadas en la literatura, justificando el interés de su estudio, para tener una primera idea de los impactos esperados, metodologías aplicadas y algoritmos de modelación utilizados según aquello que se estudia.

2. Identificar y determinar embalses del SEN a restringir

Se busca identificar y determinar aquellos embalses pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional sobre los cuales la aplicación de las mencionadas restricciones ambientales para su estudio sea justificada. Definidas dichas centrales, junto a sus embalses, se recopilarán los antecedentes de su operación y parámetros correspondientes.

3. Identificar y determinar las restricciones eléctricas del SEN a implementar

El objetivo buscado corresponde a la identificación y determinación de las restricciones eléctricas a imponer sobre el Sistema Eléctrico Nacional de mayor relevancia y por tanto su consideración sea justificada. Definidas las restricciones a considerar, se recopilarán antecedentes de los parámetros y características operacionales de las centrales de generación.

4. Definir una metodología de evaluación

Definición respecto a qué casos simular y comparar, así como las herramientas de simulación a considerar.

5. Realizar las simulaciones y reportar los principales resultados

Utilizando un modelo de simulación de sistemas eléctricos, con las características específicas del sistema eléctrico nacional y definidas tanto las restricciones a considerar como los indicadores de aquello que se busca estudiar, para así reportar resultados.

1.3 Metodología

La metodología, esquematizada en la Figura 1, se divide en tres etapas consecutivas:

1° etapa: Recopilación

En esta etapa se realiza una recopilación en la literatura de las restricciones a estudiar, tanto eléctricas como ambientales, como las características propias de cada unidad generadora perteneciente al Sistema Eléctrico Nacional.

Las formulaciones matemáticas de las restricciones ambientales se realizan en base a la metodología propuesta por (Olivares et al. 2015), donde el caudal ecológico corresponde al 20% del caudal medio mensual del flujo afluente natural al embalse, mientras que la rampa máxima permitida corresponde al 6% del caudal medio mensual por hora.

Respecto de las restricciones eléctricas, aquellas a considerar se obtienen de Benavides 2008 y se considerarán los valores provistos por el Coordinador Eléctrico Nacional operación diaria del sistema al año 2017, utilizadas en la operación, pero no consideradas en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

La selección de los embalses a estudiar se basa en la metodología presentada en (Haas et al. 2015), compuesta por tres sistemas de hidrogenación de alrededor de 1000 MW cada uno: i) “Maule” compuesto por “Cipreses”, “Pehuenche”, “Colbún” y “Machicura”; ii) “Laja” siendo “El Toro” la central ubicada más aguas abajo; y iii) “Alto Bio-Bio” compuesto por “Ralco” y “Pangue”.

2° Etapa: Modelación

El presente estudio contempla la implementación de un modelo en el software Ameba, creado por la consultora SPEC, que simula el despacho de unidades de generación en base a su potencia instalada y tecnología, siguiendo a su vez un criterio de mínimo costo y respetando restricciones de disponibilidad, mínimo técnico y considerando el valor del agua para los embalses del sistema. El modelo utilizado corresponde al Unit Commitment, el cual determina la política operativa de mínimo costo respetando las principales restricciones operacionales de los sistemas eléctricos y las cuencas hidrográficas, capaz de responder ante toda variación de la demanda con la correspondiente variación de producción de la cual dispone y adecuado para este caso

puesto que, como el caso de Chile, en cualquier industria de generación eléctrica derregulada el controlador toma decisiones basadas en un modelo de Unit Commitment (Padhy 2004).

Estos modelos permiten obtener resultados representativos de operación de sistemas reales con un gran número de variables significando un alto costo computacional, por lo cual Ameba utiliza una estrategia de descomposición de problemas, que esencialmente divide el horizonte de largo plazo en sub-horizontes de menor plazo, para obtener soluciones representativas y de alta calidad en plazos razonables, siendo capaz de considerar restricciones de corto plazo.

A partir de las soluciones provistas, se generan indicadores que pueden representar el Sistema Eléctrico Nacional y sus características técnicas, como el indicador de alteración hidrológica intradiaria Richard-Baker (Baker et al. 2004), el número de apagados y encendidos de las unidades, volúmenes de embalses, participación por tipo de tecnología, emisiones de CO₂ y costos.

3° Etapa: Estudio y Análisis

Luego de correr el modelo para los distintos escenarios considerados, se busca comparar los indicadores resultantes de la operación sujeta a planificación restringida con aquella irrestricta. La comparación tiene como finalidad concluir sobre los efectos de la implementación de restricciones en la planificación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, justificando su implementación.

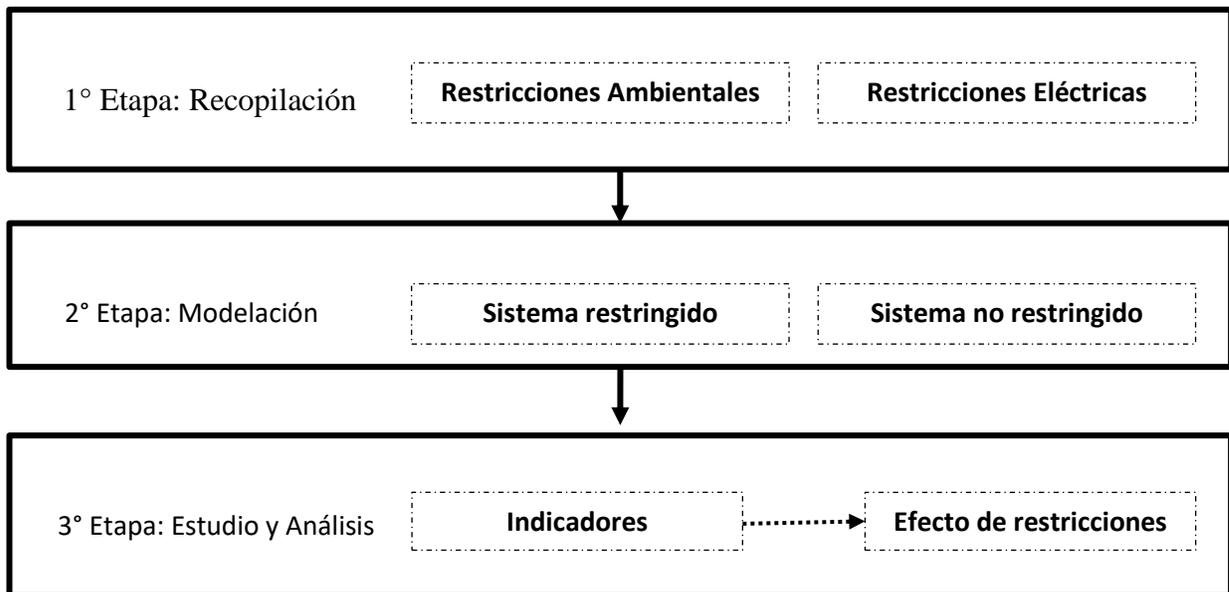


Figura 1. Esquema de metodología a seguir.

Capítulo 2

Revisión Bibliográfica

2.1 Sistema Eléctrico Nacional

En Abril de 2015 se firma decreto que permite la unión de los dos principales sistemas Chilenos, el SIC y el SING, con el fin de conformar una sola gran red con más de 20.000 MW de capacidad instalada, coordinado por un único Centro de Despacho Económico de Carga y permitiendo la diversificación de las matrices energéticas, introduciendo mayor competencia y reduciendo costos, respaldando mutuamente ambos sistemas en caso de catástrofes e integrando una mayor cantidad de energías renovables no convencionales en el SING y reduciendo la volatilidad de precios del SIC a la que está afecta por su importante componente hidrológica.

En el presente, al sistema conformado por la unión SIC-SING se le denomina Sistema Eléctrico Nacional, y al estar compuesto por diferentes tipos de centrales generadoras sus características son muy variadas. Está compuesto por centrales eléctricas, líneas de transmisión troncal, subtransmisión y adicionales, subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no regulados, que operan interconectados con una longitud registrada al 31 de Diciembre de 2018 de 32.184 km, que considera desde la XV Región de Arica y Parinacota hasta la isla de Chiloé en la XIV Región de Los Lagos (Anuario Estadísticos de Energía 2018).

Con una cobertura del 98,5% de la población nacional (Reporte Anual Coordinador Eléctrico Nacional 2017) presenta una capacidad instalada a Mayo 2019 de 24.019 MW en que el 47,2% corresponde a fuentes renovables mientras que el 52,8% corresponde a fuentes térmicas, lo cual se presenta en la Figura 2. (Reporte Capacidad Instalada, CNE, Mayo 2019).

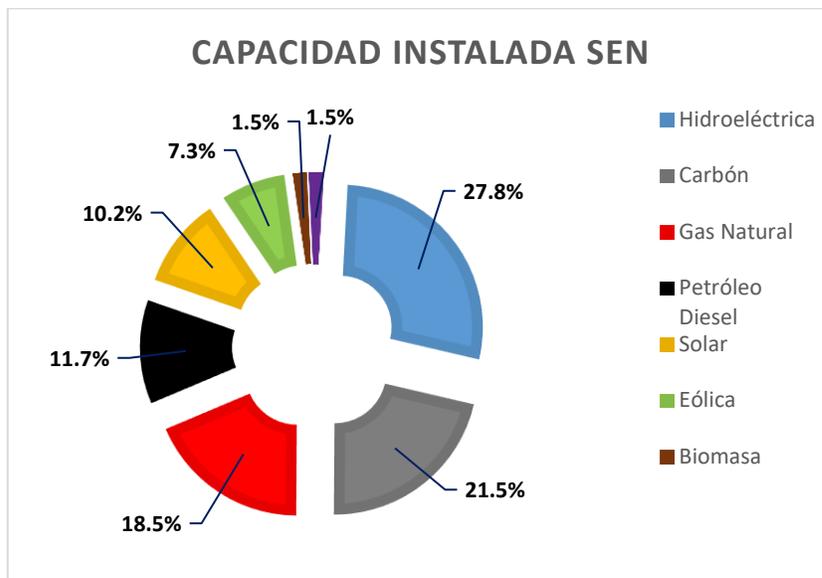


Figura 2. Capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional por tipo de combustible. (Reporte Capacidad Instalada, CNE, Mayo 2019)

Durante el año 2017, el Sistema Eléctrico Nacional generó 74.222 GWh, de los cuales un 83% fue generado entre enero y octubre, previo a la interconexión SIC-SING. Del total, el 57,3% fue aportado por centrales de fuentes térmicas y un 42,7% por centrales renovables, presentado en la Figura 3. (Reporte Anual Generadoras de Chile 2017).

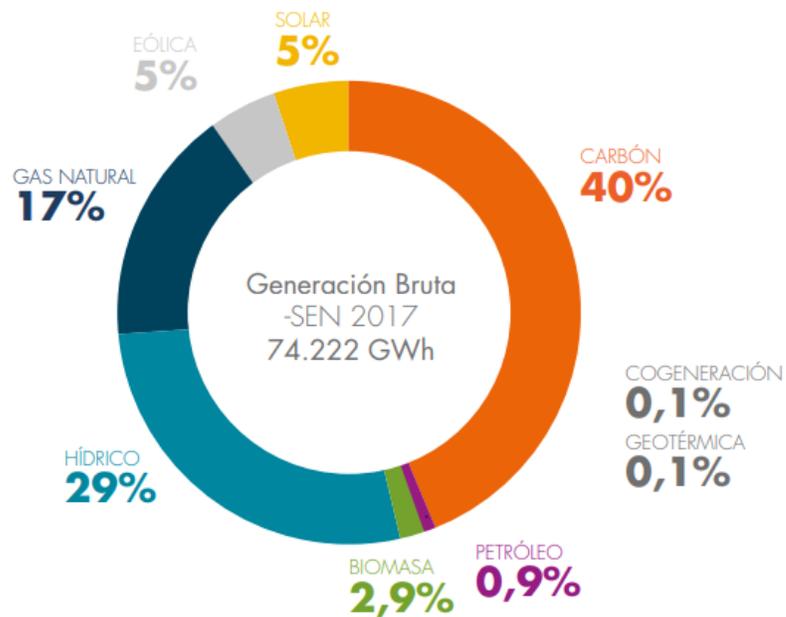


Figura 3. Generación Bruta Sistema Eléctrico Nacional año 2017. (Reporte Anual Generadoras de Chile 2017).

2.2 Energías Renovables No Convencionales

La generación de energías renovables no convencionales ha tenido por ya más de una década un impulso importante por parte de políticas públicas que la favorecen gracias a los compromisos de reducción de emisiones y una mayor aceptación pública en comparación a los métodos convencionales de generación.

Es así como la Ley 19.940 (Ley Corta I), promulgada el 12 de marzo de 2004, entrega criterios para que las generadoras cuya fuente sea no convencional, como eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares, queden exentas del pago de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal. Por su parte, la Ley 20.018 (Ley corta II), promulgada el 09 de mayo de 2005, modifica el marco normativo del sector eléctrico definiendo un sistema de licitaciones competitivas que aseguran un precio por un tiempo determinado, incentivando la inversión en generación. En conjunto con lo anterior, la Ley 20.698, promulgada el 14 de octubre de 2013, propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales, estableciendo que al menos un 5% de la energía que comercializan los grandes generadores (con capacidad por sobre los 200 MW) debe ser renovable no convencional para los años 2010 a 2014, con aumentos de 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 10% al año 2024 para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, mientras que aquellos posteriores a julio de 2013 será de 5% al 2013, con incremento anual de 1% hasta llegar a 12% el año 2020, de un 1,5% anual entre 2021 y 2024 donde se alcanzará un 18%, aumentando un último 2% para alcanzar una integración del 20% de ERNC en la oferta de las generadoras al año 2025.

En el más reciente reporte de la Comisión para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) publicado en Julio de 2016, se presenta la situación actual de las ERNC en Chile, lo cual se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Situación actual de las ERNC en Chile.

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa	417	0	112	67
Biogás	53	0	8	0
Eólica	947	477	6.500	1.919
Geotérmica	0	48	120	0
Mini-hidro pasada	435	25	455	95
Solar Fotovoltaica	1.267	1.676	12.038	5.434
Concentración Solar de Potencia	0	110	1.085	1.270
Total	3.119	2.336	20.318	8.815

Fuente: Reporte CIFES, Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno, Julio de 2016.

De lo anterior se puede ver que, del total en construcción y aprobado, aproximadamente un 92% y 91%, respectivamente, proviene de tecnologías solares y eólicas, teniendo la mayor proyección en el mediano plazo.

El Informe final corregido del Proceso de Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP) del año 2018 presenta escenarios de proyección al año 2046 con distinto nivel de la integración de ERNCs al sistema eléctrico. El escenario de mayor integración presentado en el informe considera una alta trayectoria de precios de combustibles fósiles, demanda energética y costo de la externalidad ambiental, y un bajo costo por cambio tecnológico en almacenamiento en baterías e inversión de tecnologías renovables. El desarrollo del sistema eléctrico bajo este escenario está determinado principalmente por las tecnologías fotovoltaicas, concentración solar de potencia, eólica e hidroeléctrica de pasada, como se muestra en la Figura 4.

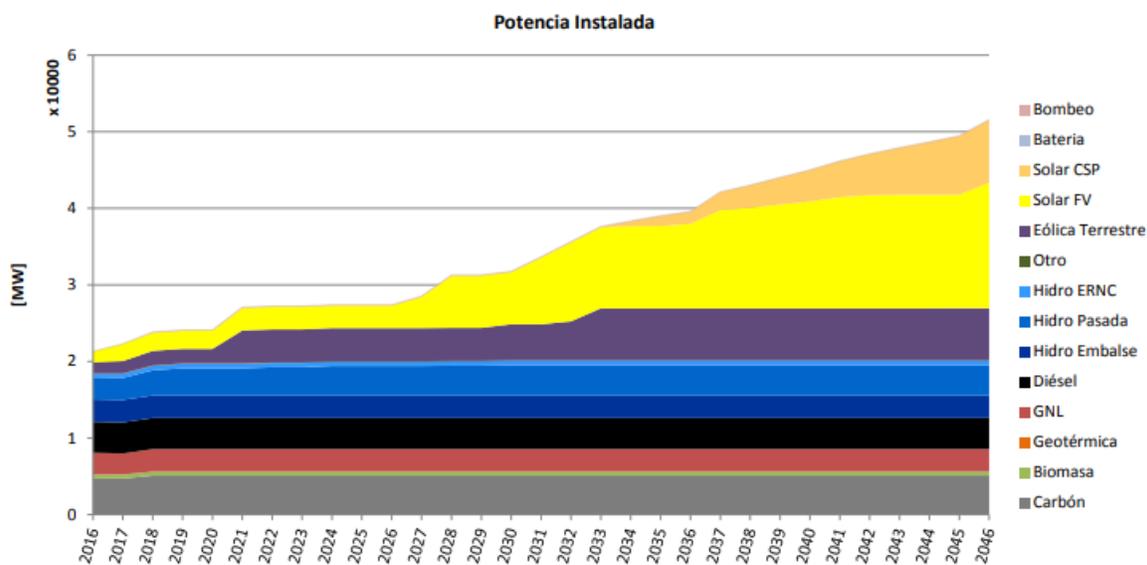


Figura 4. Potencia instalada en el escenario de mayor penetración solar. (Informe final corregido del Proceso de Planificación Estratégica de Largo Plazo, 2018)

La integración de ERNCs al Sistema Eléctrico Nacional supone un cambio en la operación de las demás centrales. La operación actual se presentada en la Figura 5 en base a la operación real al 1 de septiembre del año 2017.

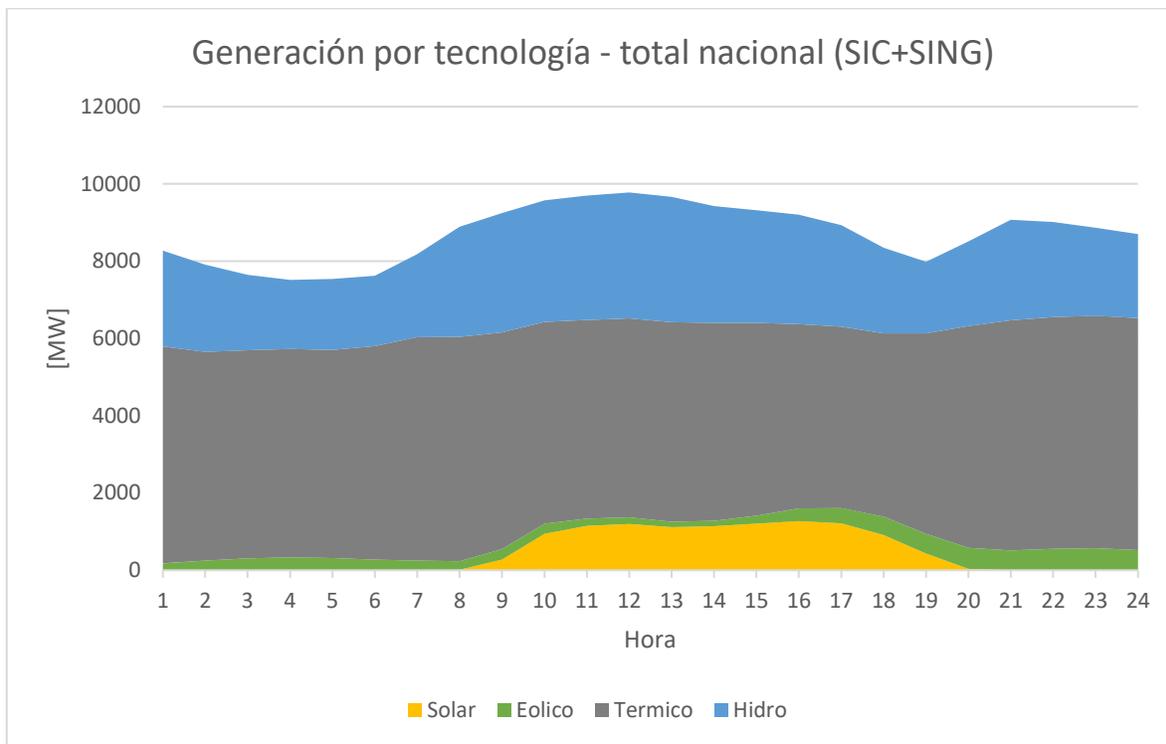


Figura 5. Perfil de generación 1 de septiembre 2017.

En la Hoja de Ruta 2050 del Comité Consultivo de Energía 2050 se estudia la factibilidad técnica de alcanzar altos niveles de fuentes variables en la matriz energética (70% de energías renovables) a partir de las tecnologías hoy disponibles, es decir, sin implementación de manejo inteligente de la demanda ni tecnología de almacenamiento. Para lo anterior, se consideró el perfil horario de la demanda actual según información actualizada a la fecha por el CEDEC, escalado para presentar 175 TWh/año al 2050, además de perfiles horarios de viento y sol normalizados y extraídos del Explorador de la Universidad de Chile. Como se muestra en la Figura 6, en los tramos horarios en que no está disponible el recurso eólico y solar se produce un pronunciado gradiente de generación que debe ser satisfecho por el resto de las generadoras del sistema. Para satisfacer adecuadamente la demanda, es entonces necesario contar con una flexibilidad apropiada del sistema, siendo una de las principales dificultades técnicas la limitación del parque térmico debido a su operación restringida.

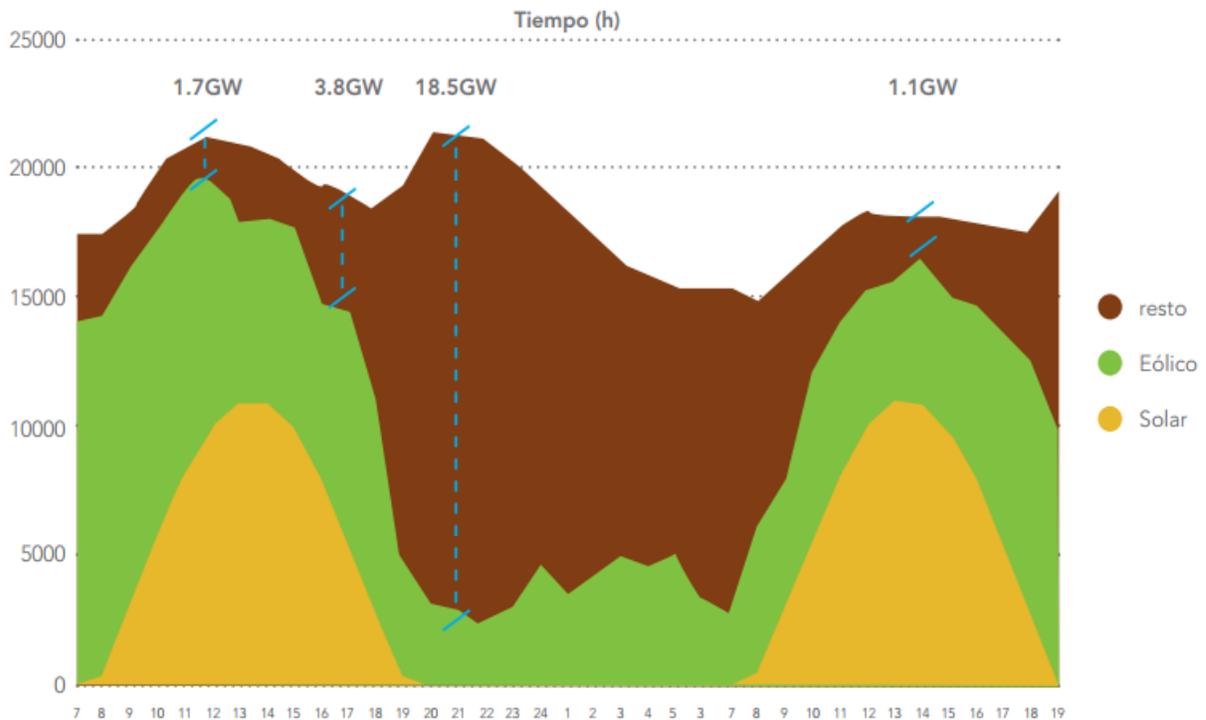


Figura 6. Perfil de generación para un día típico hacia el año 2050.

2.3 Restricciones Eléctricas

La operación de cada una de las unidades generadoras que componen el sistema eléctrico está sujeta a restricciones de corto plazo, en escala horaria (Benavides 2008), siendo relevantes en este estudio las siguientes:

1.- Potencia máxima y mínima

Las unidades generadoras deben respetar los límites de capacidad de potencia. La potencia mínima se conoce como mínimo técnico. Cuando una unidad se encuentra operando dentro de estos límites, se considera en operación normal.

2.- Tiempo mínimo de operación

Una vez que una unidad ha alcanzado la potencia mínima técnica, esta debe permanecer en operación por sobre dicho nivel por un tiempo igual al mínimo de operación. Depende del tipo de tecnología y tamaño de la central.

3.- Tiempo mínimo fuera de servicio

Corresponde al tiempo mínimo que una unidad generadora debe permanecer fuera de servicio luego de alcanzar un nivel nulo de entrega de potencia (sale de operación normal). Depende del tipo de

tecnología y tamaño de la central. Los tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, junto con las potencias máxima y mínima, se presentan de forma gráfica en la Figura 7.

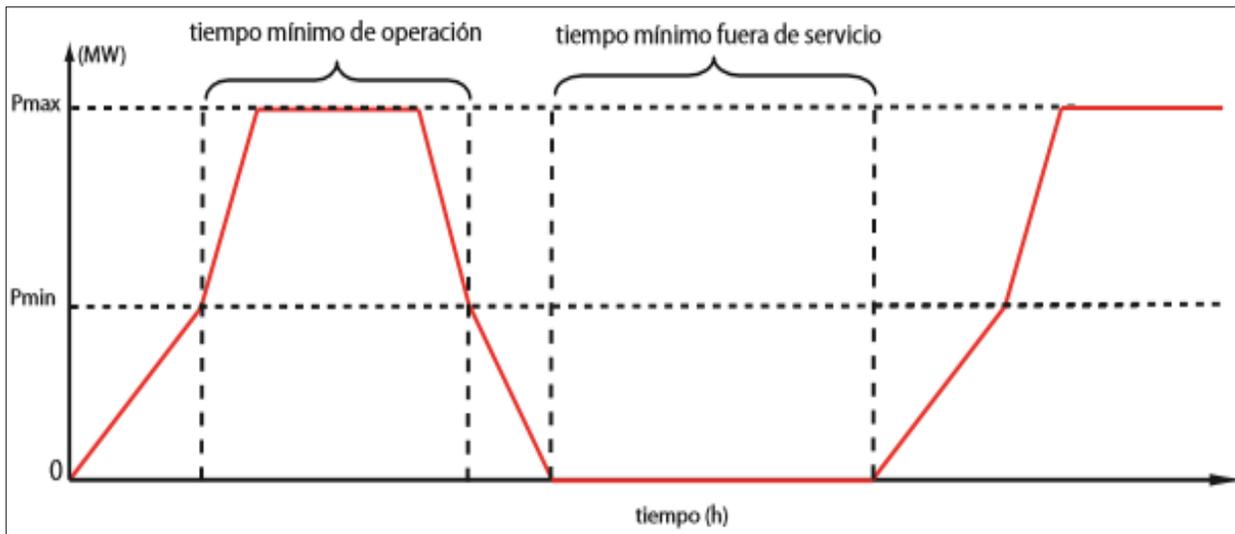


Figura 7. Límites de operación, donde P_{max} y P_{min} corresponden a la potencia máxima y mínima respectivamente, y tiempos mínimos de operación y fuera de servicio. (Benavides 2008).

4.- Reserva en giro

Suma de potencias disponibles de las unidades que se encuentran en operación para ser utilizadas en caso de falla de alguna unidad generadora o diferencias entre la demanda de energía programada y real, de forma tal de reestablecer el balance entre la energía producida y demandada. La reserva en giro de una unidad generadora en un momento específico corresponde a la diferencia entre su potencia máxima y la entregada en ese momento, como se muestra en la Figura 8.

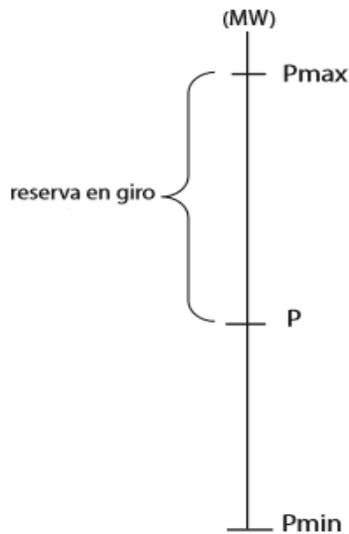


Figura 8. Reserva en giro, donde P_{max} corresponde a la potencia máxima, P_{min} la potencia mínima y P a la potencia programada. (Benavides 2008).

5.- Gradiente de subida

El gradiente de subida corresponde a la tasa de aumento de generación de una unidad que se encuentra en operación normal. Se expresa típicamente en MW/min.

6.- Gradiente de bajada

El gradiente de bajada corresponde a la tasa de disminución de generación de una unidad que se encuentra en operación normal. Se expresa típicamente en MW/min. Los gradientes de subida y bajada se presentan en la Figura 9.

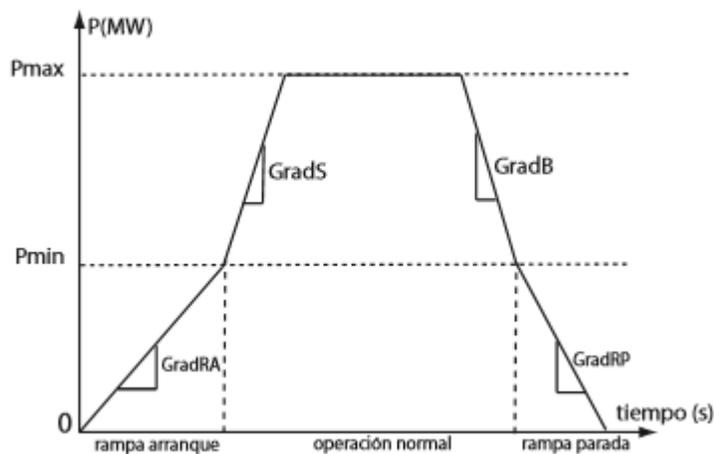


Figura 9. Gradientes de subida ($GradS$) y bajada ($GradB$) de las unidades generadoras. Se incluyen los gradientes de arranque ($GradRA$) y parada ($GradRP$). (Benavides 2008)

2.4 Restricciones Ambientales

2.4.1 Estado del Arte

La operación de embalses y las fluctuaciones de corto plazo de hidrogenación conlleva un impacto ecológico (Krause et al., 2005; García et al., 2011), motivo por el cual se han implementado o se encuentran en desarrollo una serie de restricciones operacionales de distinto tipo a nivel mundial, que pretenden reducir dichos impactos.

En el caso de Estados Unidos, existen requerimientos ambientales que son solicitados por la Comisión Federal de Regulación de la Energía para la emisión de licencias para generación de hidroeléctricas (Kosnik 2013; Edwards, Flaim & Howitt 1999), mientras que en Europa se puede encontrar una guía directiva para la consideración de las restricciones ambientales a tomar en cuenta por los inversionistas, la cual se debe adaptar a las circunstancias específicas de cada Estado miembro de la Unión Europea (European Commission Environment 2015), mostrando gran presencia de las restricciones a nivel mundial.

Las restricciones ambientales a considerar para este estudio corresponden a rampas máximas (ρ) y caudales mínimos (ϕ), donde la primera corresponde a una limitación en la variación de los caudales liberados por el embalse en un cierto tiempo, mientras que la segunda restricción responde a un valor mínimo de entrega asegurado por parte del embalse, las cuales reducen la flexibilidad operacional de las plantas de hidrogenación siendo capaces de generar impactos significativos sobre los costos operacionales, especialmente las restricciones de caudal mínimo (Olivares et al. 2015).

Para la identificación de los embalses pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional a restringir, se sigue el criterio utilizado por Haas et al. (2015). De esta forma, de las más de 300 centrales generadoras aportantes al sistema, más de 100 son de tipo hidráulica, sin embargo, solo 10 tienen una capacidad suficiente de almacenamiento. De forma adicional, dos de éstas descargan al mar o cerca de este, luego las alteraciones ambientales podrían ser de menor relevancia, siendo aptas para el estudio sólo 8 centrales, correspondientes a Colbún, Machicura, Antuco, Cipreses, El Toro, Ralco, Pangue y Pehuenche.

Si bien tradicionalmente las restricciones de flujo mínimo han sido las más utilizadas, estas han demostrado no ser suficientes para la preservación de un sistema rivero (Olivares et al 2015). Por esta razón, se ha popularizado el uso de restricciones de rampas máximas en conjunto con caudales mínimos, encontrando un amplio espectro de estudios al respecto.

En casos donde los embalses tienen una gran capacidad de almacenamiento, la operación de corto plazo sujeta a restricciones y la operación a largo plazo presentan una diferencia de escala temporal considerable, siendo una importante interfaz entre ambos el valor del agua embalsada (Fosso and Belsnes 2004).

2.4.2 Efectos de Implementación de Restricciones en el Corto Plazo

Dentro de los estudios respecto a los impactos de la implementación de restricciones operacionales de tipo ambiental, se encuentra una evaluación económica de corto plazo, de horizonte temporal semanal y discretización temporal horaria, donde la valoración de la planta de generación hidroeléctrica es caracterizada como un problema de control estocástico con la rampa como variable de control, para los casos con y sin restricción de rampa, respectivamente. De aquí, se obtiene que la imposición de cualquiera de las dos restricciones (ϕ o ρ) es capaz de reducir el valor entre un 9-32%, mientras que la combinación de ambas alcanza una reducción superior del valor a un 37%, siendo entonces importante su consideración en la valuación económica (Chen & Forsyth 2008).

Niu et al. (2013) evalúa el costo de oportunidad a corto plazo de la restricción de rampa máxima en una planta hipotética en Ontario, Canadá. Para esto, se modeló la pérdida de ganancia por una restricción de rampa máxima sobre un periodo de cinco días, donde el problema de optimización corresponde a la maximización de la ganancia total sobre el periodo de estudio sujeto a restricciones. Muestra entonces que las ganancias son afectadas negativamente de forma significativa en el nivel más alto de la restricción de rampa máxima, por sobre el 8%, y que además existe un rango de restricciones menos severas en las cuales las ganancias se ven afectas por menos de un 2%. Se examina además el cambio en la hidrogenación. Un resultado anti-intuitivo corresponde al aumento de la producción total de la central con la restricción, debido a que el operador busca mitigar los efectos de la restricción mediante un aumento de producción en horarios fuera de punta.

Asimismo, se tiene una evaluación del costo económico a corto plazo de las restricciones ambientales en las operaciones hidroeléctricas, donde la reserva Glen Canyon en el río Colorado en Arizona es usado como caso de estudio. En esta se consideran ambas restricciones en la operación. La estimación del impacto económico obtenido corresponde a un descenso de un 8% en las ganancias en corto plazo de la central hidroeléctrica (Harpman 1999).

Por otra parte, en el trabajo de Olivares et al. (2015) se estudia la eficiencia ambiental y económica de la imposición de las restricciones ambiental de interés a escala intra-diaria sobre el Sistema Interconectado Central de Chile, donde el diagnóstico se centra en el embalse Pangué, para lo cual se implementa un modelo horario de despacho, representado la eficiencia ambiental según el *Baker-Richards flashiness index*. En ella, se consideraron 25 casos de restricciones, con 5 restricciones de flujo mínimo y rampa máxima, cuyos resultados son presentados en la Tabla 2. Solo 3 fueron identificados como Pareto-eficientes, todos a nivel máximo de restricción de rampa, pero cada uno con un nivel distinto de flujo mínimo, por lo cual mientras la restricción de rampa máxima no tiene un efecto notorio sobre los costos del sistema debido a suficiente flexibilidad para compensar dicha restricción, la restricción de flujo mínimo es más costosa puesto que agua de alto costo de oportunidad es destinado a satisfacer dicho requerimiento

Tabla 2. Mejora relativa de SDHA en Pangue (%) e incremento relativo del costo de sistema debido a restricciones ambientales (%) en año normal. (Fuente: Olivares et al. 2015)

	Normal Years				
	MIF 1	MIF 2	MIF 3	MIF 4	MIF 5
<i>SDHA Improvement</i>					
MRR1	0.00	0.35	0.70	0.87	0.83
MRR2	0.02	0.36	0.71	0.88	0.83
MRR3	0.08	0.41	0.73	0.88	0.84
MRR4	0.13	0.45	0.74	0.89	0.84
MRR5	0.28	0.56	0.78	0.90	0.87
<i>Cost Increase</i>					
MRR1	0.00	0.02	0.25	0.90	2.00
MRR2	0.00	0.02	0.25	0.90	2.00
MRR3	0.01	0.02	0.25	0.90	2.01
MRR4	0.01	0.02	0.25	0.90	2.01
MRR5	0.01	0.02	0.26	0.91	2.01

2.4.3 Efectos de Implementación de Restricciones en el Largo Plazo

En cuanto a la evaluación de las restricciones en el largo plazo, el trabajo de (Guisández et al. 2014) evalúa la influencia de rampas máximas en la operación de las plantas, mediante la implementación de un modelo de optimización anual con etapas semanales, donde cada etapa es evaluada por programación lineal entera mixta horaria. Los resultados de la optimización muestran que la imposición de restricción en las rampas se traduce en un aumento considerable de los tiempos de operación, disminución de las ganancias cercanas a un 6% de su recaudación anual, además de un pequeño aumento en la eficiencia de la planta, disminución considerable de los apagados y prendidos y volúmenes de descarte considerablemente menores. Lo anterior se resume en la Tabla 3.

Tabla 3. Resumen de resultados obtenidos. (Guisández et al. 2014)

OPTIMAL POLICY	REVENUE [€]	GENERATED ENERGY [GWh]	OPERATING HOURS [h]	AVERAGE EFFICIENCY [%]	START-UP AND SHUT-DOWNS	SPILLAGES [hm ³]
IDP-1 without MRR	45,278,454.08	910.5	6,175	90.3 ± 2.5	1,248	64.8
IDP-1 with MRR	42,594,900.33 (-5.9 %)	933.5 (2.5 %)	7,394 (19.7 %)	91.4 ± 1.2	110 (-91.2 %)	33.9 (-47.7 %)
IDP-2 with MRR	42,719,435.53 (-5.7 %)	936.0 (2.8 %)	7,384 (19.6 %)	91.4 ± 1.2	96 (-92.3 %)	33.3 (-50.1 %)

Para la evaluación de la influencia de la restricción de rampa máxima sobre el valor del agua en el largo plazo, (Guisández et al. 2016) presenta un estudio sobre una planta de generación hidroeléctrica ubicada en España, utilizando un algoritmo maestro-esclavo de horizonte temporal de 1 año y discretización semanal, y de horizonte semanal y discretización horaria, capaz de integrar el corto y largo plazo, para así encontrar la operación óptima que maximiza sus ingresos. Los resultados de la modelación indican que el valor del agua es muy sensible a las restricciones y su magnitud, siguiendo una evolución de disminución cuadrática con un incremento de la restricción, lo cual se ve agravado en meses de baja afluencia de caudal. La influencia de distintos

niveles de restricción sobre el valor del agua, a lo largo del año y en función del volumen de agua almacenada en el embalse, es presentado en la Figura 10. El promedio del valor del agua relativo al escenario sin restricción, sobre los volúmenes almacenados y las semanas del año, para todos los valores de la restricción considerados, es presentado en la Figura 11.

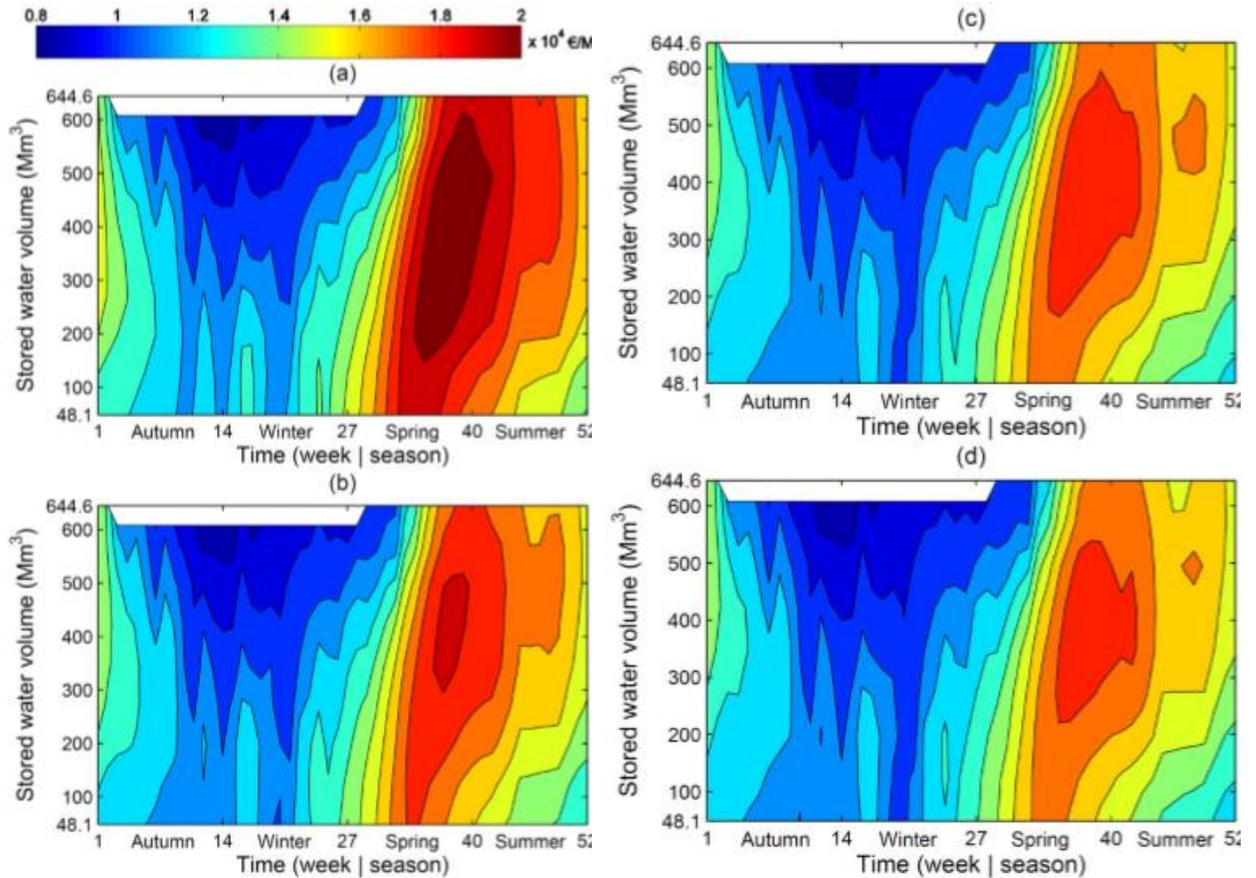


Figura 10. Curvas de nivel del valor del agua con $\rho =$ (a) 0h; (b) 24h; (c) 48 h; (d) 72h. (Guisández et al. 2016)

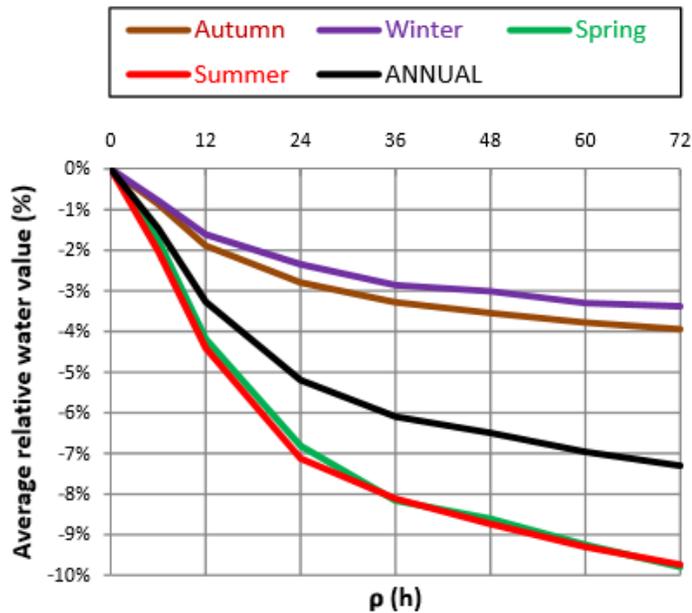


Figura 11. Valor relativo promedio del agua anual y estacional en función de la restricción de rampa. (Guisández et al. 2016)

En el estudio de los mismo autores y año (Guisández et al. 2016), se tiene una estimación de los impactos económicos en el largo plazo de las restricciones de caudal mínimo y rampa máxima, de forma independiente y conjunta, con resultado fórmulas aproximadas para su estimación, lo que se realizó a través de la aplicación de 3 modelos consecutivos. El primero corresponde a un modelo de programación dinámica discreta con discretización temporal semanal, utilizado para ubicar una región dentro de las políticas factibles cercanas al óptimo y limitado a problemas sin restricción de rampa. El segundo modelo corresponde a uno mejorado de aquel maestro-esclavo presentado anteriormente, mientras que el modelo esclavo está basado en programación lineal entera mixta de horizonte semanal y discretización horaria. Por último, el tercer modelo corresponde a una versión más precisa del modelo esclavo anterior, con un horizonte temporal de dos semanas. Se obtiene como resultado que, a mayor restricción de flujo mínimo, el número de horas de operación de la planta y vertimientos aumenta, mientras que la eficiencia, carga hidráulica neta y número de prendidos y apagados de las plantas de generación disminuyen. De la misma forma, con un aumento de la restricción de rampa máxima, las horas de operación y vertimientos aumentan, mientras que se registra un descenso en el número de apagados y prendidos, y una variación despreciable de la carga hidráulica neta y eficiencia. Lo anterior es presentado en la Figura 12.

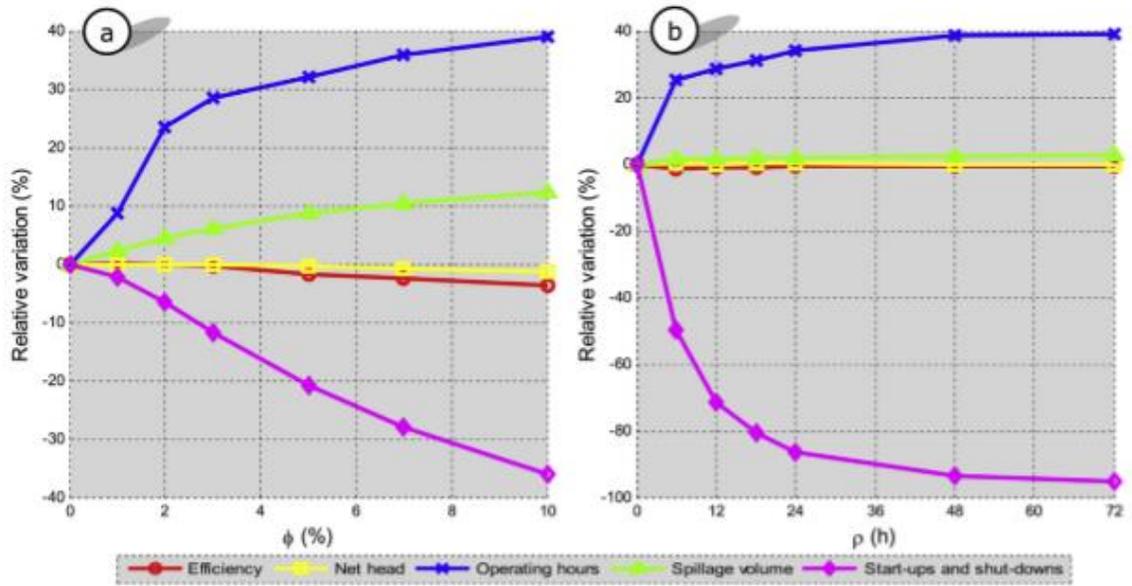


Figura 12. Variación relativa al problema sin restricciones ambientales de la eficiencia promedio, carga hidráulica neta, horas de operación, vertimientos y apagados y prendidos de la planta hidroeléctrica en términos de: (a) restricción de flujo mínimo y (b) restricción de rampa máxima. (Guisández et al. 2016)

A continuación, se presenta un resumen de la revisión bibliográfica de las restricciones ambientales.

Resumen

Corto plazo					
Fuente	Restricciones estudiadas	Tipo de estudios o indicadores analizados	Formulación del problema	Horizonte y discretización	Resultados
Chen and Forsyth 2008	Rampa máxima (ρ) y flujo mínimo (ϕ)	Evaluación de los efectos sobre el flujo de caja de una central de hidrogenación	Ecuación integrodiferencial parcial tipo Hamilton-Jacobi-Bellman	Horizonte temporal semanal y discretización horaria	Tanto ϕ como ρ capaz de reducir en 9-32% ganancias. Combinación de ambas alcanza una reducción superior a un 37%.
Niu et al. 2013	Rampa máxima (ρ)	Modelación de maximización de beneficios sujeto a restricciones en prototipo de planta, basada en central de hidrogenación en Ontario, Canadá.	Problema de optimización no lineal dinámico determinístico	Horizonte temporal de 5 días y discretización horaria	Reducción de hasta un 8% en las ganancias y rango de restricción donde la pérdida de ganancia es menor al 2%. Aumento de la generación total.
Harpman 1999	Rampa máxima (ρ) y flujo mínimo (ϕ)	Determinación de costos termales de restringir operación en el embalse Glen Canyon, río Colorado en Arizona, EEUU.	Modelo Peak-Shaving	Horizonte temporal mensual y discretización horaria	Reducción de un 8% en las ganancias.

Olivares et al. 2015	Rampa máxima (ρ) y flujo mínimo (ϕ)	Estudio de eficiencia ambiental y económica de restricciones sobre el Sistema Interconectado Central de Chile	Problema de programación dinámica estocástica dual	Horizonte temporal diario y discretización horaria.	Sistema tiene suficiente flexibilidad para compensar ρ , luego bajo impacto sobre el costo de este. Impacto significativo de ϕ . Aumento del costo termal consistente de un 2% para todo tipo de año.
----------------------	---	---	--	---	---

Largo plazo					
Fuente	Restricciones estudiadas	Tipo	Formulación del problema	Horizonte y discretización	Resultados

Guisández et al. 2014	Rampa máxima (ρ)	Maximización del ingreso anual de una planta real ubicada en el área noroeste de España.	2 modelos de optimización anual basado en programación dinámica incremental (IDP) y programación lineal entera mixta (MILP): uno con volumen almacenado como única variable de estado y otro con flujos de descarga como variable de estado adicional.	IDP: Horizonte anual y discretización semanal. MILP: horizonte semanal y discretización horaria.	Aumento considerable de los tiempos de operación (1200 horas adicionales), disminución de las ganancias (hasta prácticamente un 6% de su recaudación anual), aumento en la eficiencia de la planta (1,1%), disminución de apagados y prendidos (-92,3%) y disminución de volúmenes de descarte (-49,9%).
Guisández et al. 2016	Rampa máxima (ρ)	Efecto de imposición de restricción de rampa máxima sobre el valor del agua embalsada en una central real ubicada en España.	Algoritmo maestro-esclavo basado en programación dinámica estocástica y programación lineal entera mixta para encontrar la operación óptima que maximiza sus ingresos.	Maestro: horizonte temporal de 1 año y discretización semanal. Esclavo: horizonte semanal y discretización horaria.	El valor del agua es muy sensible a las restricciones y su magnitud, siguiendo una evolución de disminución cuadrática con un incremento de la restricción, lo cual se ve agravado en meses de baja afluencia de caudal.

<p>Guisández et al. 2016</p>	<p>Rampa máxima (ρ) y flujo mínimo (ϕ)</p>	<p>Propuesta de fórmula aproximada para la evaluación del impacto económico en el largo plazo de la imposición de restricciones ambientales basado en plantas de hidrogenación reales ubicadas en España.</p>	<p>3 modelos de optimización: Modelo 1: Programación dinámica discreta con volumen almacenado como variable de estado Modelo 2: Maestro (Programación dinámica incremental)-Esclavo (Programación lineal entera mixta) Modelo 3: Maestro (Programación dinámica incremental)-Esclavo de mayor precisión (Programación lineal entera mixta)</p>	<p>Modelo 1: Horizonte temporal de 1 año y discretización semanal. Maestro Modelo 2: Horizonte temporal de 1 año y discretización semanal Esclavo Modelo 2: Horizonte temporal semanal y discretización horaria Maestro Modelo 3: Horizonte temporal de 1 año y discretización semanal Esclavo Modelo 3: Horizonte temporal de 2 semanas y discretización horaria.</p>	<p>Aumento de las horas de operación y vertimientos, disminución en el número de apagados y prendidos, y una variación despreciable de la carga hidráulica neta y eficiencia con aumento de restricción de rampa.</p>
------------------------------	--	---	---	--	---

Capítulo 3

Caso de Estudio Ilustrativo

3.1 Configuración del Modelo Simplificado

A fin de llevar a cabo un análisis del impacto de las restricciones, se implementa un modelo simplificado para reducir los tiempos de cómputo y tener un primer acercamiento al comportamiento del sistema al verse sujeto a una reducción de flexibilidad en su operación.

El modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional está compuesto por cuatro centrales a carbón, dos pertenecientes al SING y dos al SIC, una central solar perteneciente al SING, una central hidroeléctrica de embalse, una eólica y Diesel pertenecientes al SIC, además de dos generadoras a gas natural para cada sistema interconectado. Además, la demanda corresponde a las demandas totales de cada sistema interconectado a nivel horario ($load_SING$ y $load_SIC$) como se muestra en la Figura 13.

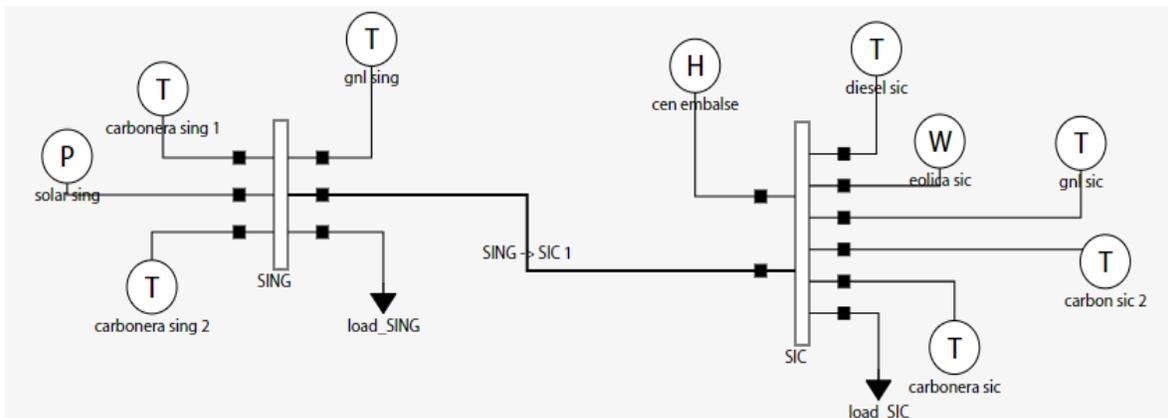


Figura 13. Modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional.

Los datos de las generadoras están en la Tabla 4 e intentan mantener las proporciones de las tecnologías en el sistema real, a modo de que esto sea representativo de la realidad.

Tabla 4. Datos de generadoras del modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional. (*) Sin Restricción.

Nombre generadora	Sistema	Tecnología	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	Rampa máxima [MW/min]
eolica_sic	SIC	Eólica	4000	0	s/r*
solar_sing	SING	Fotovoltaica	6000	0	s/r*
cen_embalse	SIC	Hidrogenación	4500	0	150
carbonera_sing1	SING	Carbón	1200	600	3
carbonera_sing2	SING	Carbón	1200	600	3
carbonera_sic1	SIC	Carbón	1500	900	3
carbonera_sic2	SIC	Carbón	1000	600	3
diesel_sic	SIC	Diesel	5000	0	35
gnl_sing	SING	Gas natural licuado	1500	450	15
gnl_sic	SIC	Gas natural licuado	1000	300	15

A partir de esta configuración se optimiza la satisfacción de la demanda en base a una minimización del costo total del sistema para obtener el despacho de las centrales y el uso del agua embalsada, en un horizonte de tiempo anual, etapas de 4 horas y resolución horaria.

La idea es, luego de la optimización, comparar aspectos como el uso de agua a lo largo del año y a nivel diario, así como el funcionamiento de las unidades a carbón. Para ello se simulan 4 casos, donde el caso base corresponde al escenario libre de restricción, a partir del cual se identifican los efectos de las restricciones que restan flexibilidad al sistema, enfocando el análisis en el cambio de uso de agua embalsada bajo 3 escenarios distintos de restricción sobre las centrales a carbón:

- con restricción de rampa,
- con restricción de tiempo mínimo de encendido y apagado de 168 horas y
- las combinaciones de rampa y tiempo 168 horas.

La restricción de rampa corresponde a las restricciones 5 y 6 presentadas en la sección 2.1.5 Restricciones eléctricas, mientras que la restricción de tiempo corresponde a las restricciones 3 y 4. Además, las potencias máximas y mínimas, correspondiente a la restricción 1, son consideradas, pero se mantienen como valores constantes en todos los casos.

Los valores adoptados para las restricciones de tiempo de 168 horas y de rampa 3 [MW/min] corresponden a parámetros típicos observables que se aplican sobre las centrales a carbón. Específicamente, el valor adoptado para las rampas corresponde a un valor dentro del rango de las tasas de toma de carga reportadas por el coordinador nacional (Coordinador Eléctrico Nacional, 2019) y se presenta como rampa máxima de 180 [MW/hr]. Su inclusión presume importancia por la pérdida de flexibilidad que presenta el sistema con su consideración y por motivos operacionales propios de las tecnologías con que cuentan las centrales a carbón.

3.2 Resultados

Luego de la optimización de cada caso se obtuvo las trayectorias del volumen embalsado presentadas en la Figura 14 a continuación:

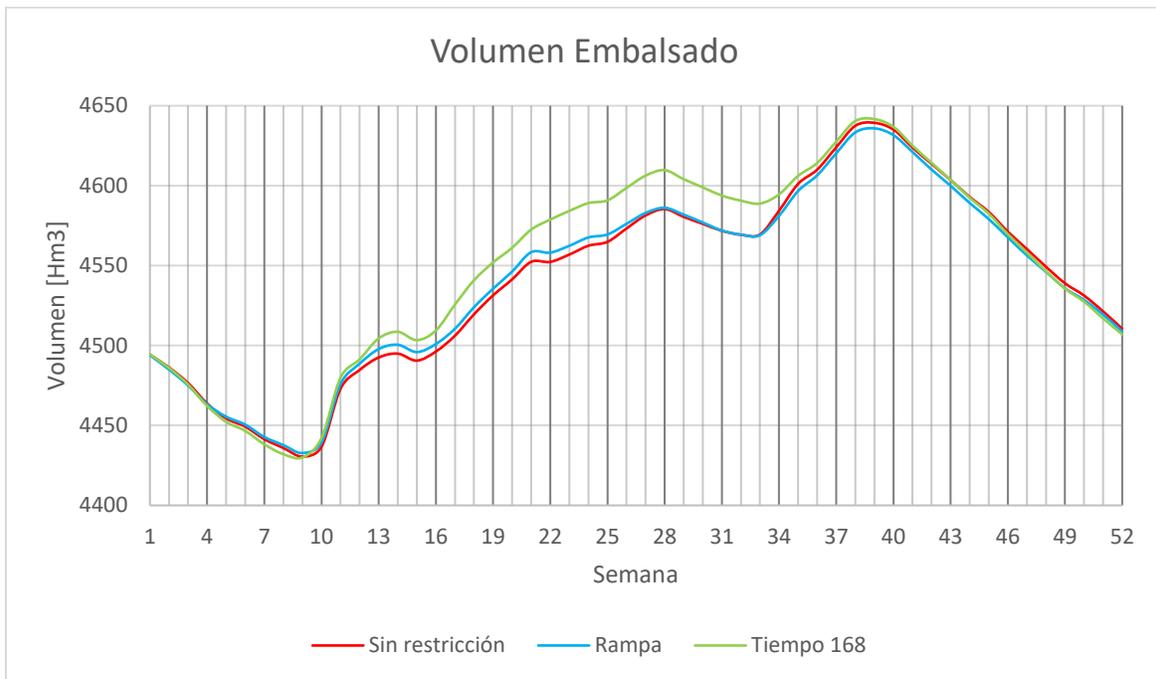


Figura 14. Trayectoria de volúmenes de embalse semanal bajo escenario libre de restricción, con restricción de rampa 3[MW/min] y tiempo mínimo 168 horas.

Se puede observar en términos generales que a principios de la semana 9 los casos restrictos comienzan a juntar agua, presentan un consumo entre las semanas 13 y 15, para luego volver a juntar entre las semanas 15 y 25, mientras que a partir de la semana 31 el consumo del recurso presenta un aumento mayor. La diferencia en la distribución del agua embalsada se puede apreciar también en un gráfico de generación hidroeléctrica como el mostrado en la Figura 15, donde se presenta la generación a nivel semanal.

Generación hidroeléctrica semanal

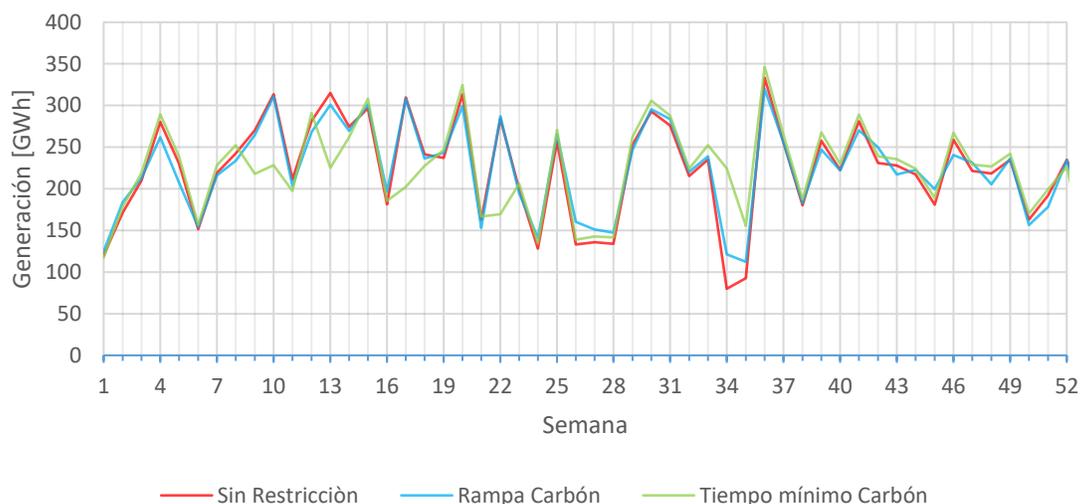


Figura 15. Generación hidroeléctrica media semanal bajo escenario libre de restricción, con restricción de rampa 3[MW/min] y tiempo mínimo 168 horas.

Cabe mencionar que las condiciones de borde para el volumen del embalse son iguales, luego se analiza la forma en que cambia la distribución de agua a lo largo del año, siendo así un resultado que no comprometa tanto la factibilidad del abastecimiento de generación hidroeléctrica luego del periodo de modelación y generando un escenario inicial repetible.

Se puede ver que, de forma consistente a lo anterior, la generación hidroeléctrica en la semana 8 se ve disminuida con la implementación de las restricciones mientras que aumenta alrededor de la semana 31.

Teniendo en consideración la generación eólica y solar presentado en la Figura 16, que permanece prácticamente invariable respecto a los distintos escenarios de restricción y comparando con la trayectoria de volumen embalsado, es posible ver que el aumento en el consumo de agua en los casos restringidos se da entre las semanas 32 y 35, donde la generación ERNC presenta el mayor aumento semanal entre las semanas 32 y 33, así como la mayor disminución entre las semanas 34 y 35.

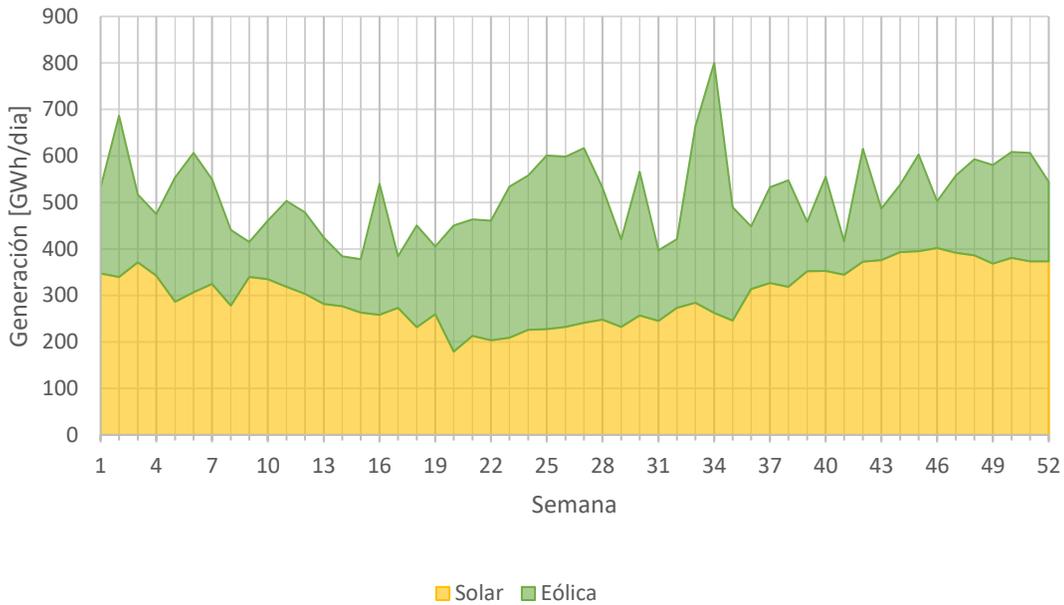


Figura 16. Generación eólica y solar a nivel semanal.

Considerando también la demanda semanal, presentada en la Figura 17, donde la mayor variación corresponde a la disminución presente entre las semanas 13 y 14, el periodo comprendido entre las semanas 13 y 15 presenta grandes variaciones en conjunto con la generación ERNC que disminuye entre las semanas 11 y 15.

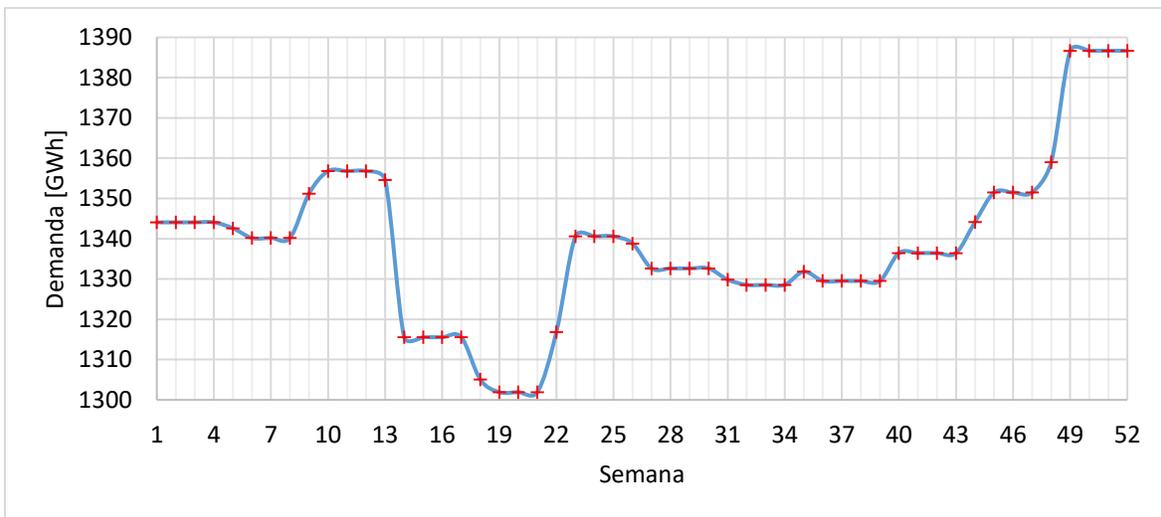


Figura 17. Demanda Eléctrica Semanal.

De forma adicional, se toma en consideración para el análisis un periodo de tiempo que contenga las mayores variaciones semanales de generación por parte de las ERNC, donde se

espera un mayor requerimiento de flexibilidad por parte del sistema tomando en consideración que la diferencia en generación de dicha tecnología en todos los casos modelados es prácticamente nula respecto al caso sin restricción, lo cual es esperable en modelos de optimización que minimiza el costo total del sistema pues son energías sin costo de combustible, por lo tanto, las primeras en ser utilizadas bajo este esquema.

3.3 Análisis de los Resultados

La incorporación de ERNC exige flexibilidad por parte de la red para enfrentar mayores variaciones e incertidumbre en la demanda neta y la hidroelectricidad se presenta como buena alternativa en sistemas de potencia donde su participación es significativa y cuentan con capacidad de regulación, como es el caso de Chile. La consideración de restricciones sobre las centrales a carbón le resta capacidad de operación, entendiéndose como un requerimiento adicional de flexibilidad a la red y por tanto a la generación hidroeléctrica.

En consideración con la Figura 16, el periodo de estudio seleccionado corresponde al comprendido entre los días 12 de agosto (día 224) y 31 de agosto (día 244), correspondiente a 480 horas entre el último día de la semana 32 y el penúltimo día de la semana 35, donde a nivel semanal se presentó la mayor variación de generación ERNC acompañado de un aumento de demanda menor, además de las diferencias en consumo que refleja las diferencias en el volumen embalsado respecto al caso irrestricto por tanto el cambio en el rol de la generación hidroeléctrica se aprecia de mejor manera. Además, para ilustrar de mejor forma el cambio de funcionamiento principalmente de las centrales a carbón, se analiza su generación desagregada a nivel horario en las 4 centrales utilizadas por el modelo y se analiza de forma más detallada para los pares de días 12 y 13 de bajo aporte ERNC y los días 25 y 26, de alto aporte ERNC y que presentan una distribución de demanda similar.

3.3.1 Sin Restricción

En el caso libre de restricciones es posible notar patrones respecto a los momentos en que se utiliza mayor cantidad de agua para generación hidroeléctrica a lo largo del periodo de 20 días según el nivel de generación ERNC. De esta forma, en los periodos de menor generación conjunta de las tecnologías eólica y solar, surge un aumento de generación hidroeléctrica como se aprecia en la Figura 18. Esto normalmente en los periodos de noche, cuando las centrales solares no generan.

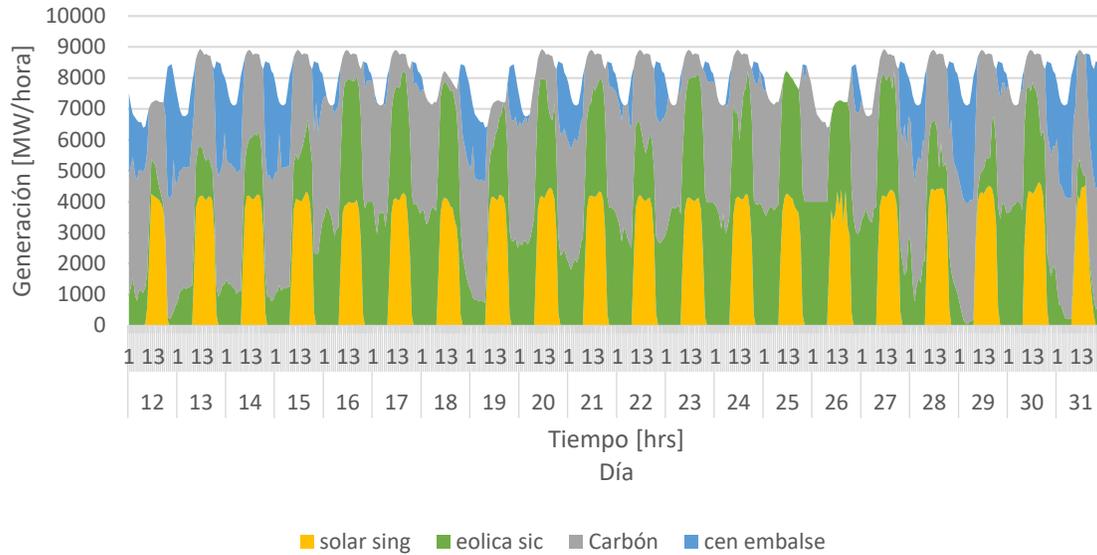


Figura 18. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso libre de restricción.

Notar que, en algunos periodos como entre las 20 horas del día 25 de agosto y las 19 horas del día 26, la central hidroeléctrica prácticamente no genera porque hay un alto aporte eólico durante los dos días, mientras que entre los días 12 y 13 de agosto, el bajo aporte eólico hace necesario un mayor apoyo de generación hidroeléctrica, dejando de generar solo entre las 11 y 18 horas del día 12 y las 10 y 19 horas del día 13, teniendo ambos pares de días, mostrados respectivamente en la Figura 19 y Figura 20, una distribución de demanda similar. De esta forma se ve que la generación hidroeléctrica aporta de distinta forma según el aporte ERNC.

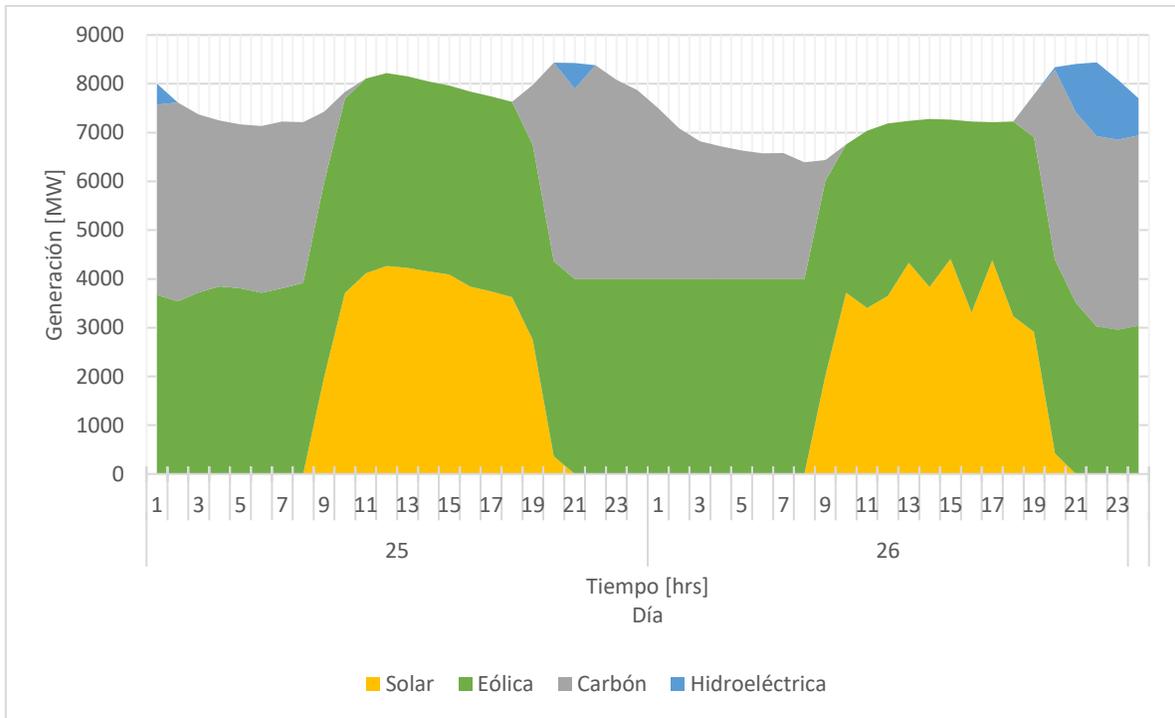


Figura 19. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso libre de restricción.

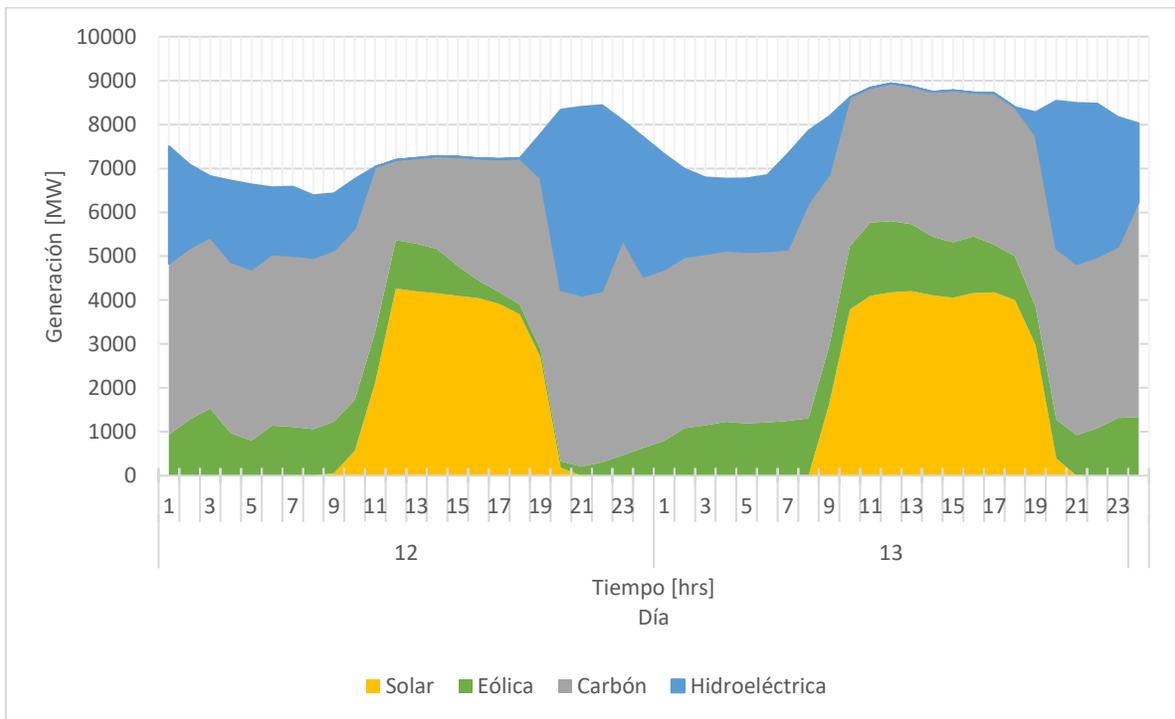


Figura 20. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso libre de restricción

Por parte del carbón, se desagrega su generación en las 4 centrales de carbón que integran el modelo con el fin de analizar la forma en que toman carga. Continuando el análisis de los días 25 y 26, presentado en la Figura 19, es posible ver que las cuatro centrales salen y entran en operación en menos de 168 horas al menos una vez, además de rampas pronunciadas, muy por encima de la restricción a imponer. Lo anterior se ve de forma gráfica en la Figura 21.

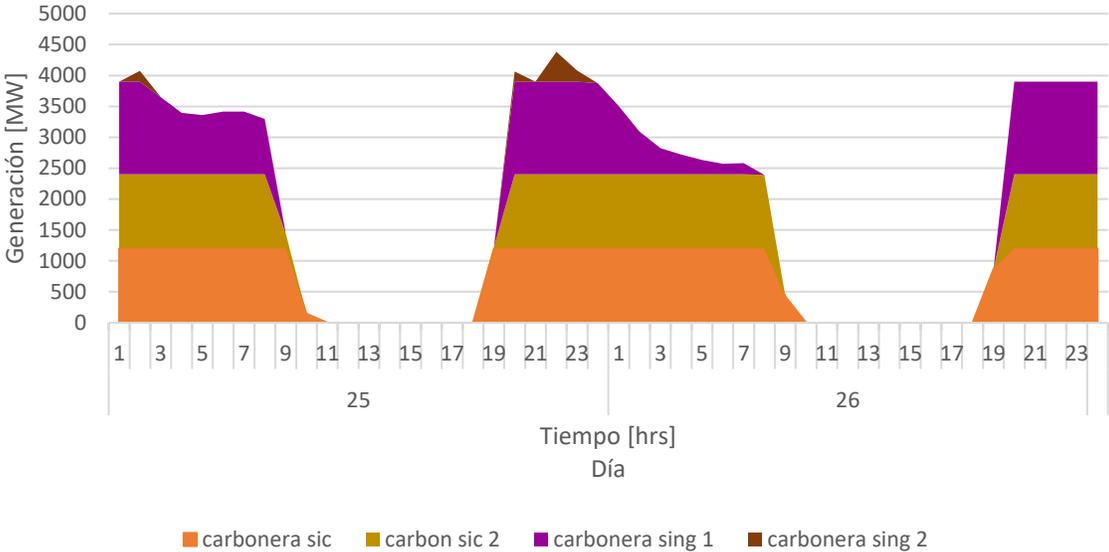


Figura 21. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso irrestricto.

De igual forma para los días 12 y 13, presentado en la Figura 22, existen apagados por menos de 168 horas, pero únicamente por parte de las carboneras sing 1 y sing 2, siendo la carbonera sic invariante y a máxima potencia, y sic 2 con un valle menor entre las 11 y 14 horas de descenso ERNC, sin embargo suficiente para no ser factible al restringir las rampas. Tanto para los días 12 y 13 como 25 y 26, es posible ver que las tomas de carga al inicio de los picos de generación a carbón no se hacen en forma conjunta entre las centrales sino de forma independiente, pronunciada y consecutivas.

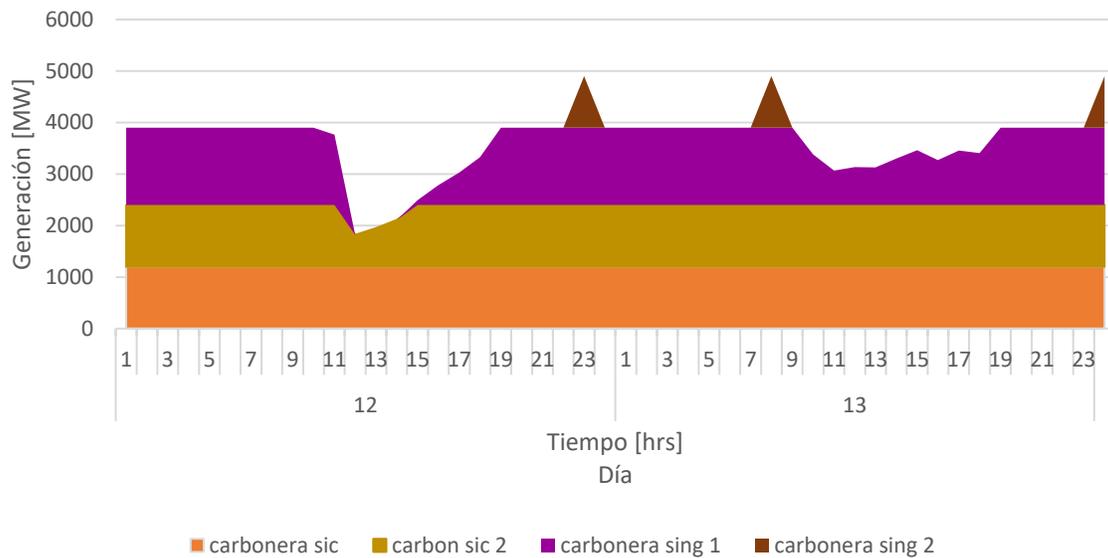


Figura 22. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso irrestricto

Es preciso señalar que este es un caso ideal y que en la realidad las centrales a carbón no pueden operar así. Justamente, el objetivo de este trabajo corresponde a la incorporación de restricciones que típicamente no son consideradas pero necesarias para una mejor representación de la realidad, determinando los impactos sobre diversos aspectos de la planificación de la satisfacción de la demanda como sobre el costo total, enfocado en la distribución de agua durante el año y los patrones de funcionamiento de las centrales térmicas.

3.3.2 Restricción de Rampa

Luego de aplicada la restricción, el escenario presentado en la Figura 23 es similar al caso irrestricto respecto de la generación hidroeléctrica, salvo un aumento alrededor de los picos de generación ERNC y el consiguiente desplazamiento desde los valles.

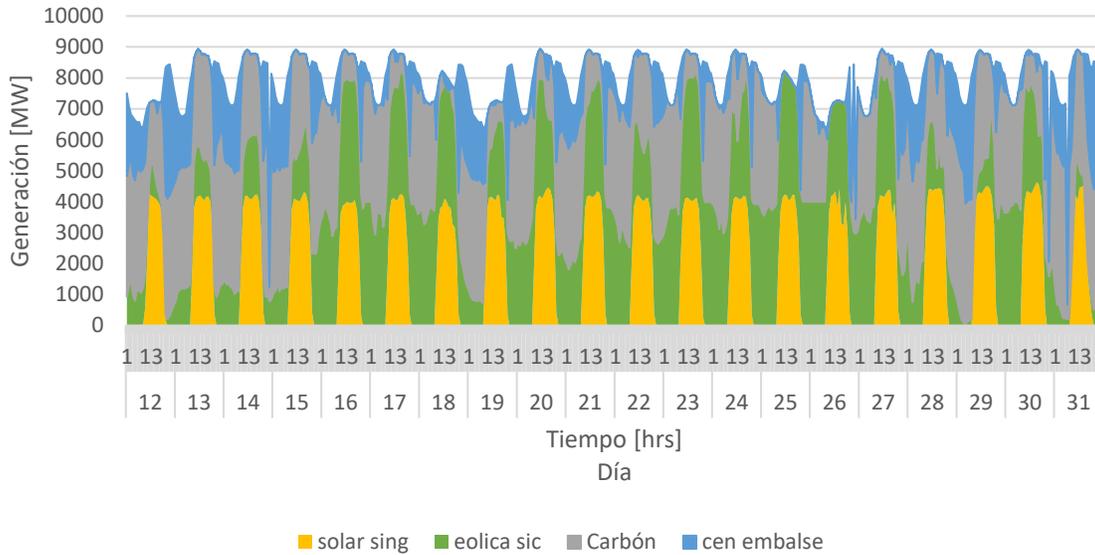


Figura 23. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricción de rampa en unidades térmicas de 3 [MW/min].

Para apreciar de mejor forma y comparar con el caso irrestricto, nuevamente se presenta en detalle horario la generación de los días 12, 13, 25 y 26 de agosto. En ambos periodos, presentados en la Figura 24 y Figura 25 respectivamente, se aprecia como principal diferencia al caso irrestricto la toma de carga en las rampas de las horas pico, especialmente en los días 25 y 26 donde existe alta penetración ERNC, además de la disminución de generación hidroeléctrica en la noche del día 26, aumentando la generación a carbón .

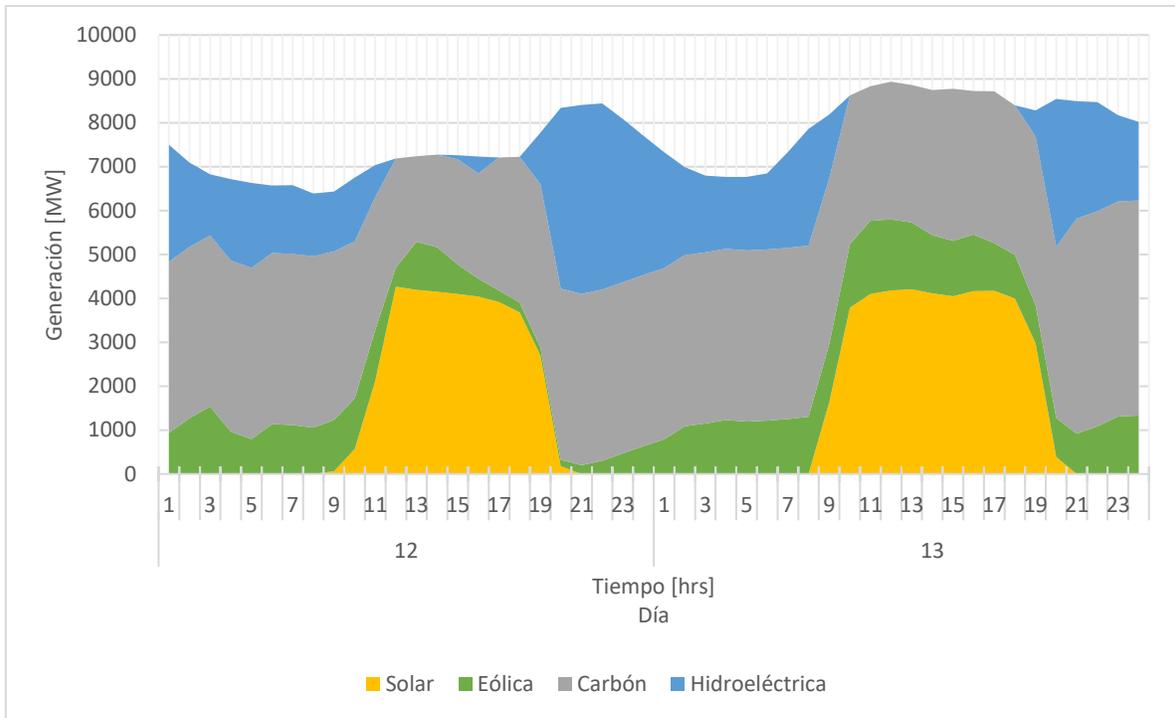


Figura 24. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación a carbón de 3 [MW/min].

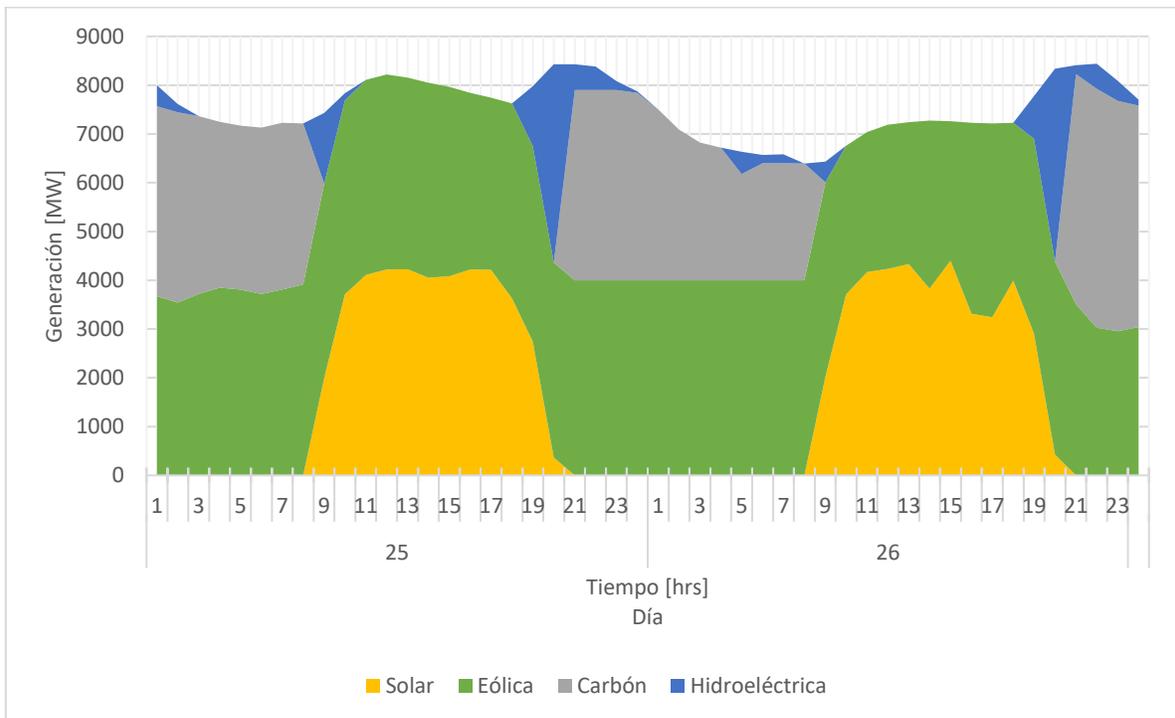


Figura 25. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación a carbón de 3 [MW/min].

Si bien la generación en base a carbón es muy similar en ambos respecto al caso irrestricto, al desagregarlo es posible notar una diferencia en su coordinación. Para los días 12 y 13 en el caso irrestricto, ante el pico ERNC que se presenta entre las 11 y 14 horas del día 12, salía de operación la carbonera sing 1, mientras que la carbonera sic 2 disminuía momentáneamente su generación, haciendo frente al posterior aumento primero sic 2 y luego sing 1. Al imponer la restricción de rampa, es posible ver en la Figura 26 que, en conjunto, carbonera sic, sic 2 y sing 1 disminuyen su generación para hacer frente al periodo de alta ERNC y luego, frente al descenso ERNC, entre sic y sic 2 aumentan la generación. Es posible notar una coordinación similar para toma de rampas en el día 13.

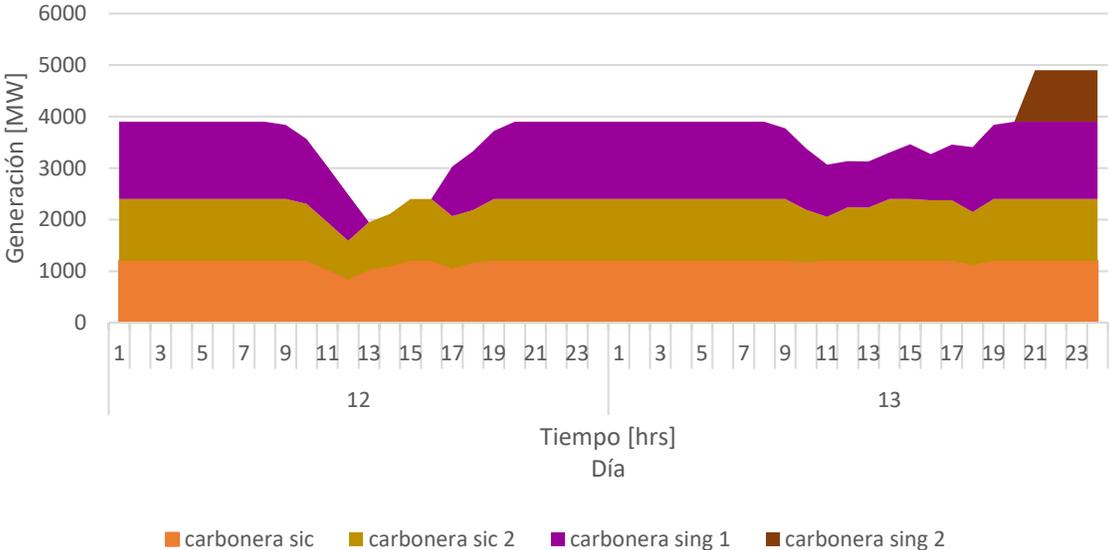


Figura 26. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación a carbón de 3 [MW/min].

Similarmente, para los días 25 y 26 se aprecia una extensión de los perdidos sin carbón debido al alto aporte ERNC y el traspaso en estos periodos de las rampas a la hidrogenación por parte de la generación a carbón, en que las 3 centrales salen y entran en operación al mismo tiempo y por periodos muy cortos como se muestra en la Figura 27.

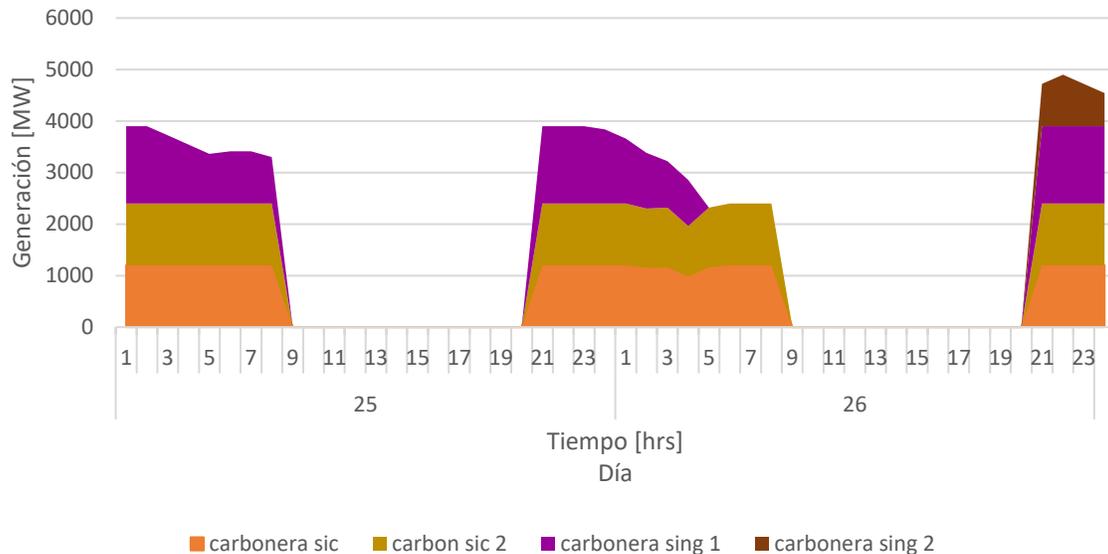


Figura 27. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación a carbón de 3 [MW/min].

3.3.3 Restricción de Tiempo 168 horas

Como se expuso anteriormente, en el caso irrestricto se aprecia una alta cantidad de encendidos y apagados de las centrales a carbón, pero como se presentó en la sección 2.1.5, existe una restricción importante para este modo de operación que se conoce como tiempo mínimo. En términos simples, si una unidad se apaga o enciende, entonces debe permanecer de esa forma un mínimo de horas determinado.

Por ejemplo, tomando en consideración el caso irrestricto presentado en la Figura 27, a las 11 horas del día 25, la unidad a carbón SIC 1 sale de operación para entrar nuevamente a las 19 horas del mismo día, abandonando la operación nuevamente el día 26 a las 9 horas. Bajo un escenario de restricción de tiempo de 168 horas, este comportamiento no es posible. Si la unidad se apaga, entonces deben recurrirse a otras centrales para cubrir su falta el día siguiente hasta cumplido el tiempo mínimo fuera de servicio. Alternativamente, si no se apaga, entonces se mantiene un funcionamiento a mínimo técnico durante las horas de alta generación ERNC. Son estos efectos los que se esperan ver reflejados en la modelación junto al cambio de distribución de agua en el horizonte de modelación.

El principal efecto respecto al caso irrestricto que es posible notar corresponde a un aumento en la participación de la generación hidroeléctrica en los periodos de baja generación ERNC, similar al del caso anterior, siendo el desplazamiento de la generación térmica mayor debido a la restricción, y vertimientos ERNC, como se puede ver en la Figura 44.

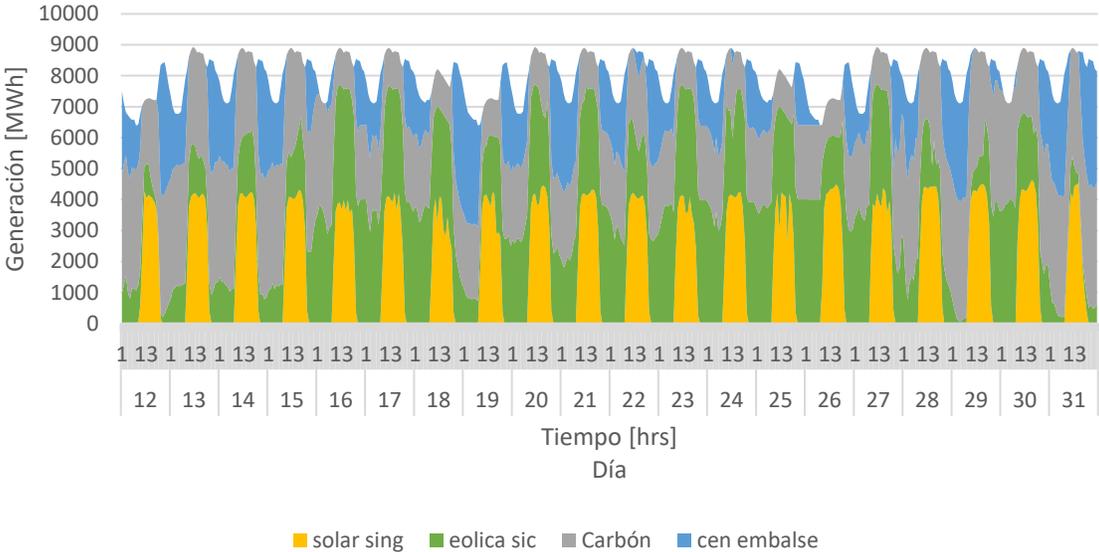


Figura 28. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricción de tiempo mínimo en unidades térmicas de 168 horas.

En el periodo de baja participación ERNC comprendido entre las 10 y 15 horas del día 12, comparativamente con el caso irrestricto es posible notar una baja por parte de la ERNC, tomando la carga el carbón, además de verse suprimido el aumento de generación a carbón presente en el caso irrestricto a la hora 23 del día 12, como se puede ver en la Figura 48. La toma de carga abandonada por la ERNC en este periodo se debe a que, en este caso, al no poder salir y entrar nuevamente en operación la central carbonera sing 1 durante las 11 y 15 horas, baja de forma conjunta a ambas carboneras sic a su mínimo técnico, como se aprecia en la Figura 49.

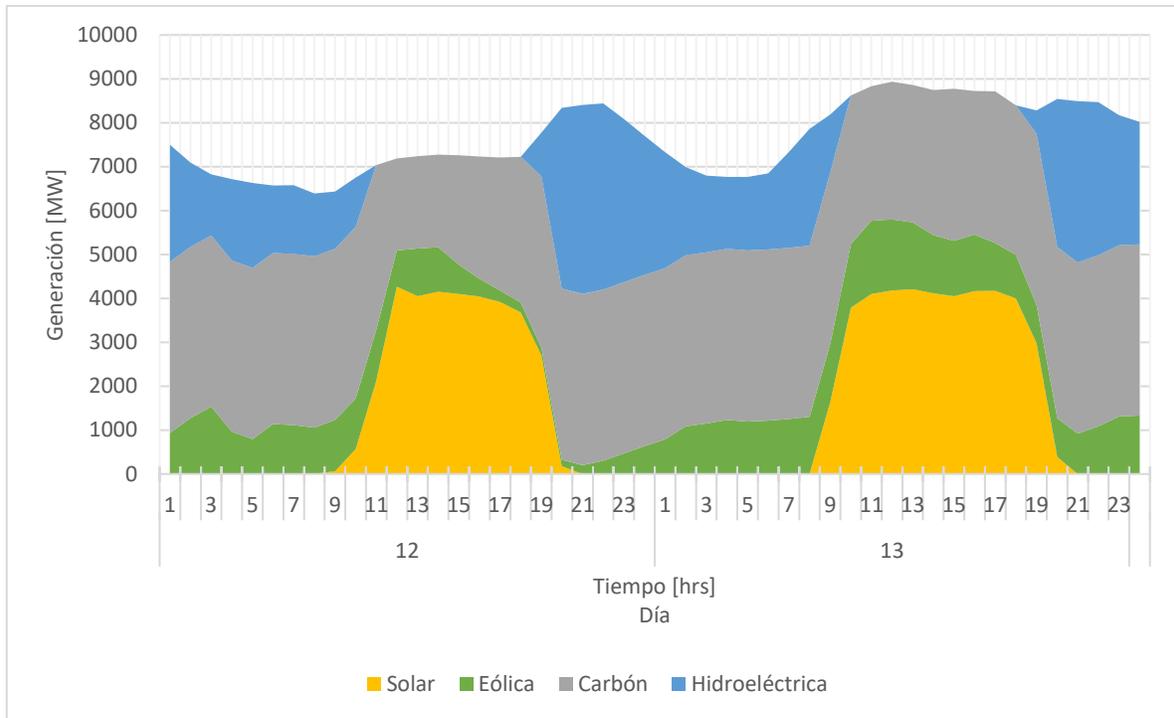


Figura 29. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso con restricción de tiempo mínimo en unidades térmicas de 168 horas.

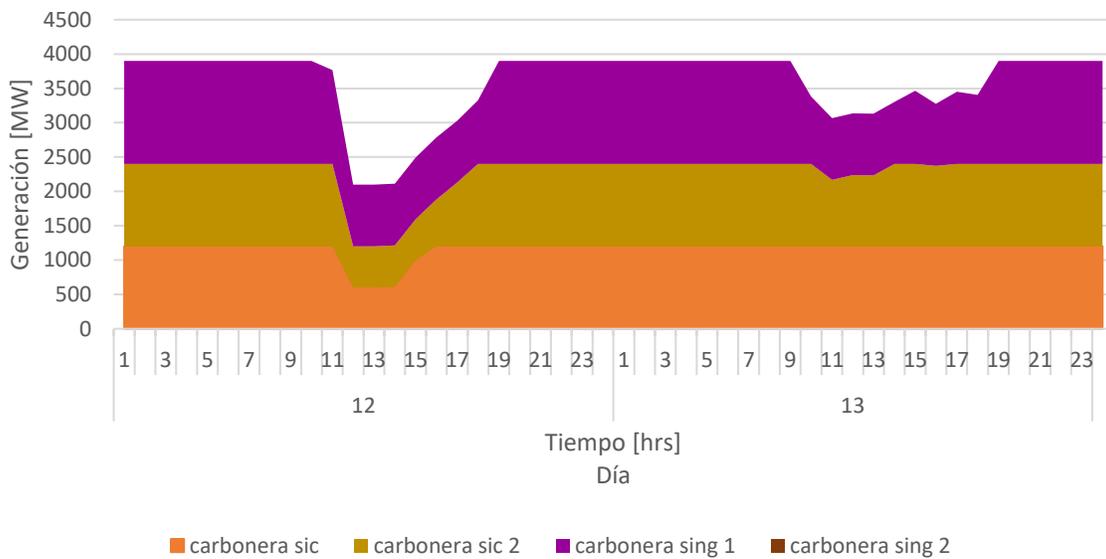


Figura 30. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso con restricción de tiempo mínimo en unidades térmicas de 168 horas.

Por otra parte, en el periodo de alta integración ERNC destaca una fuerte baja en su participación con vertimientos solares y eólicos, como los valles presentes entre las horas 11 y 13 ó 15 y 17 del día 25 o la ausencia de picos solares durante el día 26, presentado en la Figura 50.

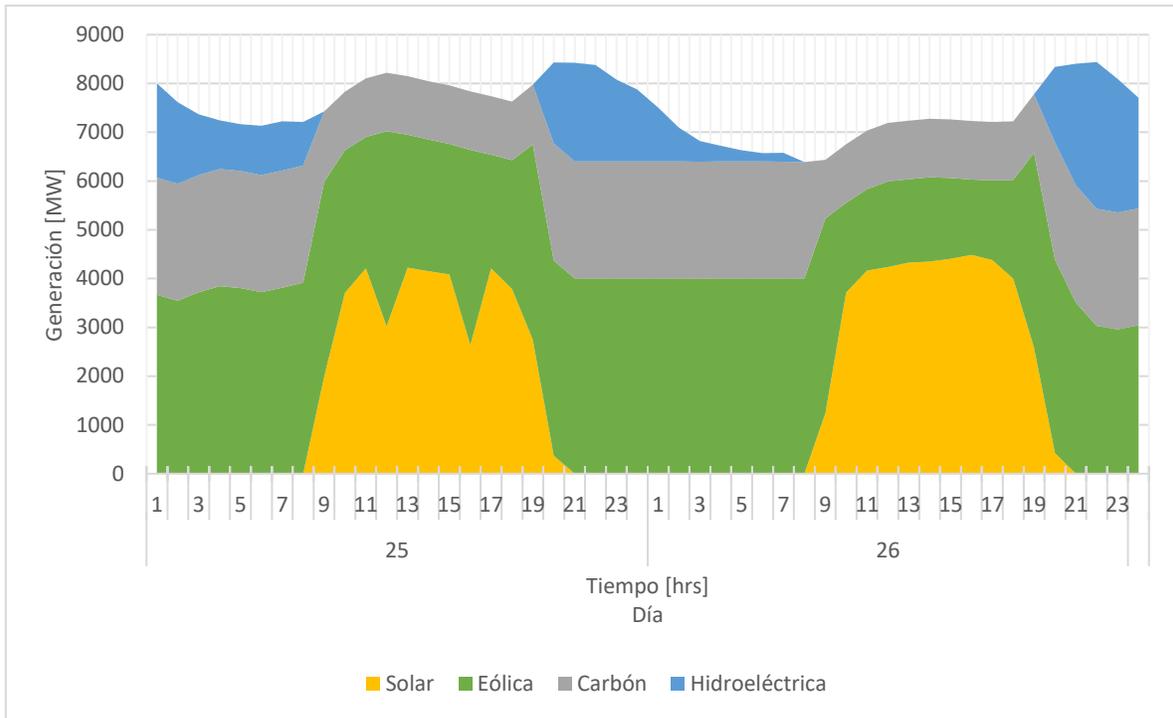


Figura 31. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso con restricción de tiempo mínimo en unidades térmicas de 168 horas.

En este periodo de 2 días las centrales a carbón presentaban una serie de encendidos y apagados, generando entre las carboneras sic 1, sic 2, sing 1 y aportando de forma menor y más intermitente, sing 2. Impuesta la restricción es posible ver, a partir de la Figura 54, que carbonera sing 1 pierde participación por completo en este periodo producto de la imposibilidad de apagar las centrales siendo necesario bajar suficientes carboneras a sus

niveles de generación a mínimo de forma tal de no desplazar tanta ERNC durante su pico, pero teniendo suficientes carboneras disponibles para afrontar los valles próximos.

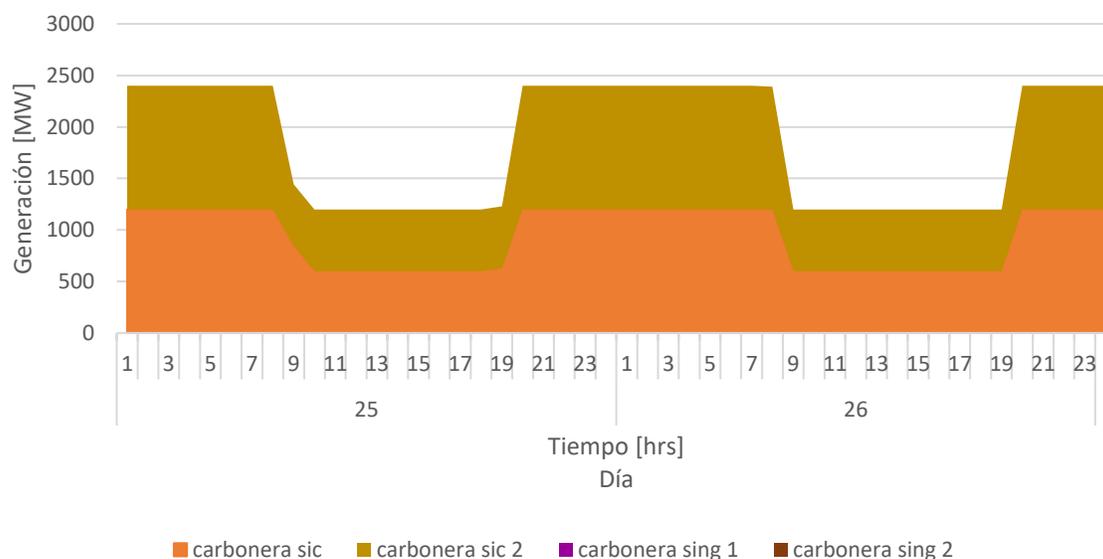


Figura 32. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso con restricción de tiempo mínimo en unidades térmicas de 168 horas.

3.3.4 Restricción de Rampa y Tiempo 168 horas

En este caso, la distribución del recurso hídrico a lo largo del horizonte de modelación debe darse de forma tal que compatibilice tanto con el reemplazo que hace sobre las rampas que ya no son factibles y los periodos en que el patrón de encendidos y apagados se ve impedido, teniendo en consideración que la disponibilidad del recurso en todos los casos es la misma en vista de la condición de borde impuesta.

Es de esta forma que, como se puede ver en la Figura 33, al igual que en el caso con restricción de rampa se ve una disminución de hidrogenación, si bien menor, en algunos periodos de baja integración ERNC como en los días 12 y 13 mostrado en la Figura 34, así como un aumento en periodos de alta integración ERNC como en los días 25 y 26 mostrado en la Figura 35. Además, se aprecian vertimientos ERNC a lo largo del año.

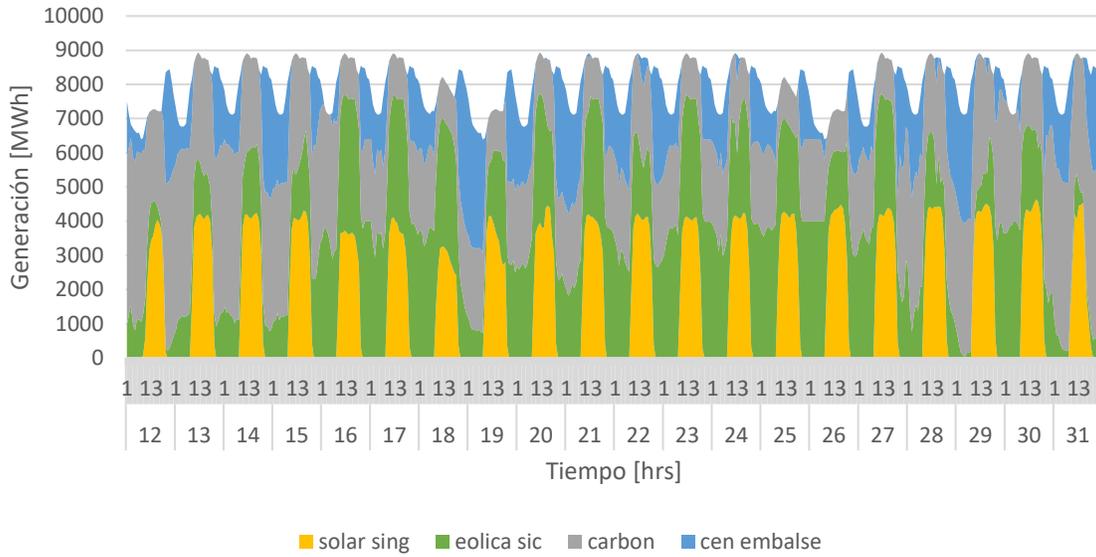


Figura 33. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricción de rampa y tiempo mínimo en unidades a carbón de 3 [MW/min] y 168 horas.

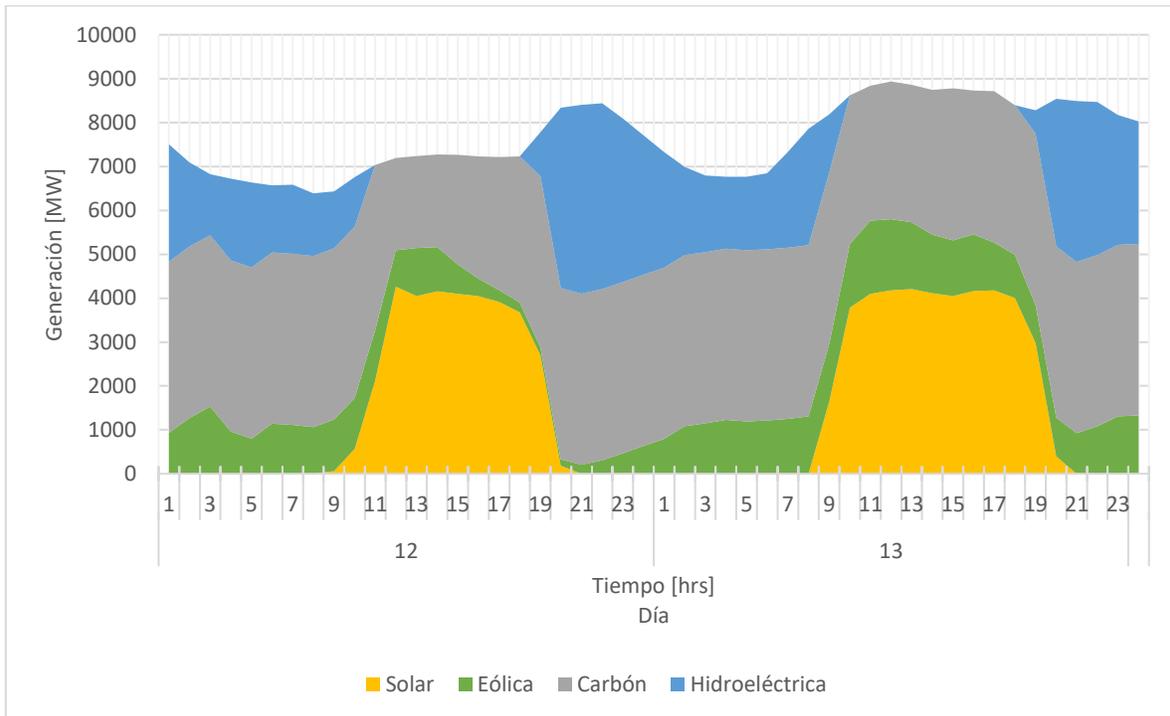


Figura 34. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso con restricción de rampa y tiempo mínimo en unidades a carbón de 3 [MW/min] y 168 horas.

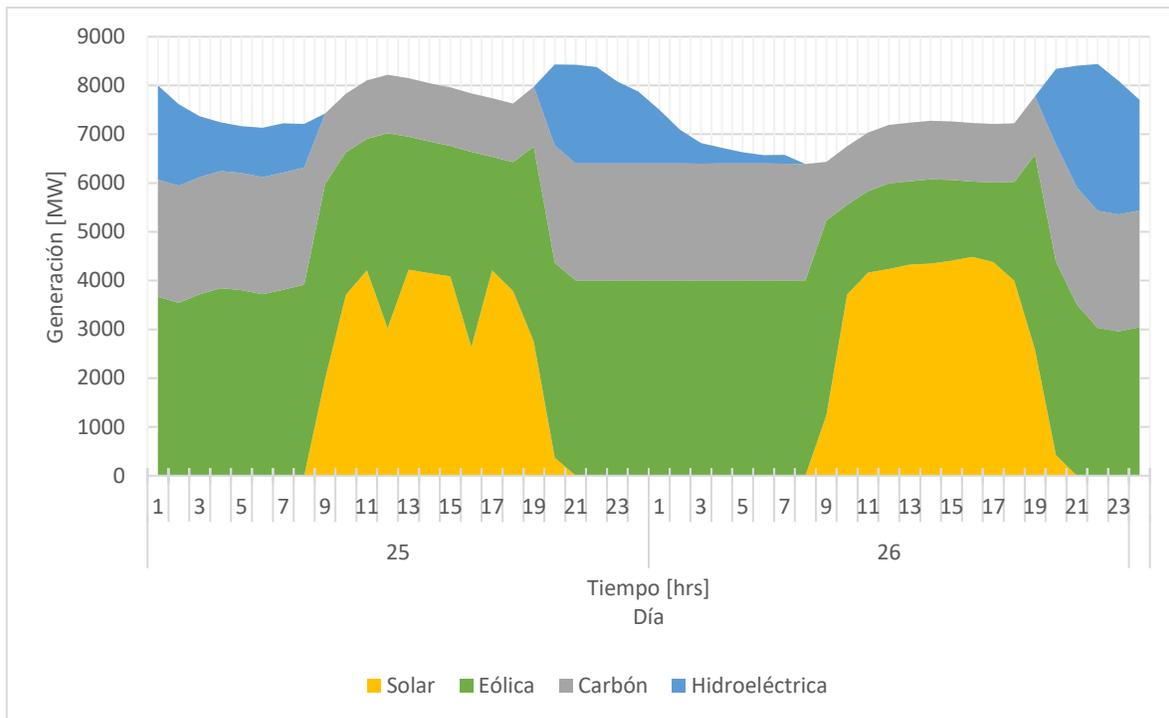


Figura 35. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso con restricción de rampa y tiempo mínimo en unidades a carbón de 3 [MW/min] y 168 horas.

Al analizar en detalle la generación en base a carbón durante periodo de baja ERNC, de la Figura 58 se puede ver que entre las horas 9 y 21 del día 12 se presenta coordinación entre las 4 generadoras, llegando a su mínimo, para enfrentar el periodo de mayor integración ERNC y tampoco salir de operación. Por otro lado, en el periodo de alta ERNC como se muestra en la Figura 37, se puede ver que las rampas las realizan las carboneras sic, también bajando su operación a su mínimo para no salir de operación y muy por debajo en términos de generación respecto al caso irrestricto.

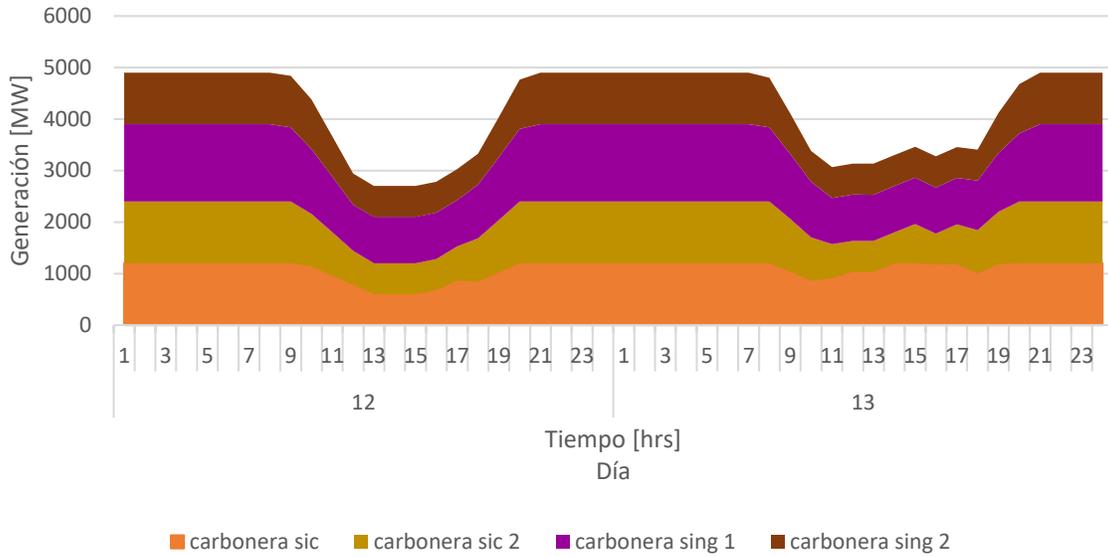


Figura 36. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso con restricción de rampa y tiempo mínimo en unidades a carbón de 3 [MW/min] y 168 horas.

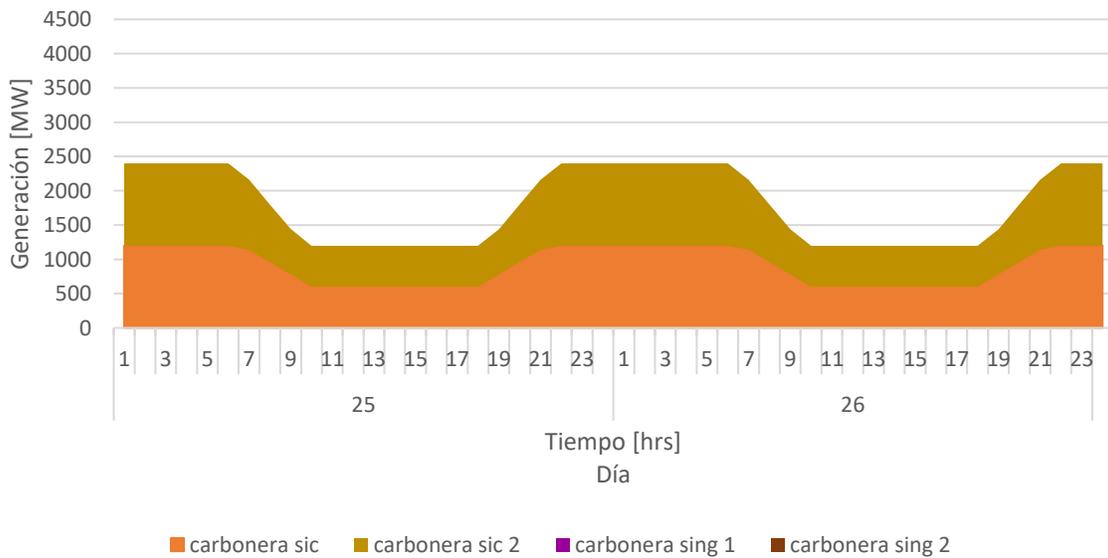


Figura 37. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso con restricción de rampa y tiempo mínimo en unidades a carbón de 3 [MW/min] y 168 horas.

3.3.5 Restricción Caudal Ecológico

En este caso, la generación hidroeléctrica se debe dar de forma tal que preserve el 20% del caudal medio mensual a lo largo del año. Es así, como se ve en la Figura 38, que la generación hidroeléctrica aparece en los periodos de alta integración ERNC, mientras que en los periodos nocturnos las variaciones son menores y más bien corresponden a reducciones puesto que el nivel de generación hidroeléctrica es suficiente para la satisfacción del caudal ecológico. La baja de generación hidroeléctrica durante estos últimos responde a una redistribución de del recurso hídrico durante el año.

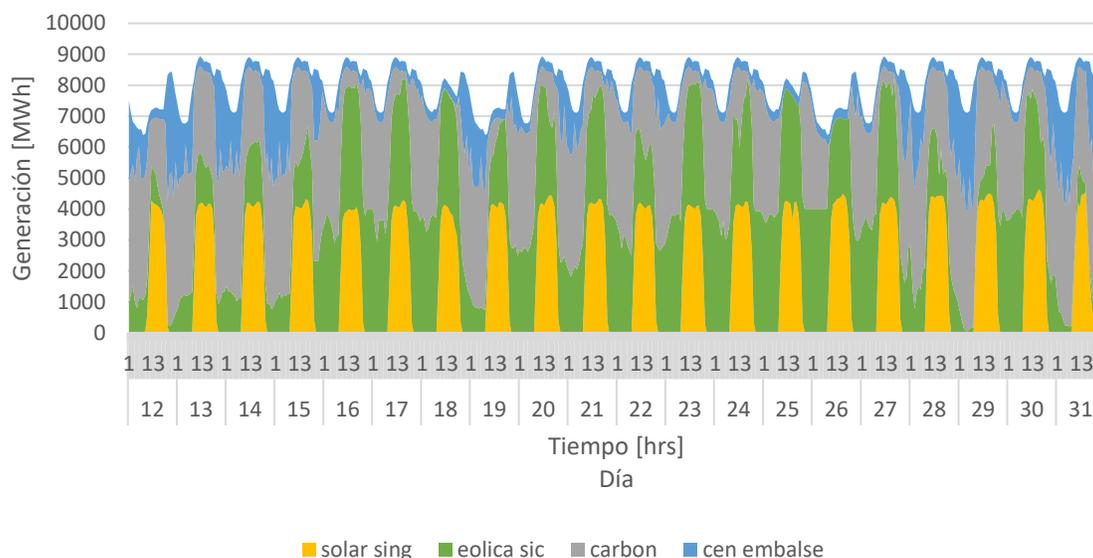


Figura 38. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 31 de agosto. Caso con restricción de caudal ecológico, 20% caudal medio mensual.

Para un periodo de baja integración, como entre los días 12 y 13 presentado en la Figura 39, es posible ver que en los periodos de alta ERNC en que, a diferencia del caso irrestricto en que particularmente la generación hidroeléctrica no participaba, bajo este escenario de restricción toma carga en los picos ERNC y fuera de ellos baja su generación, teniendo una mayor participación las centrales a carbón. Para entender mejor la forma en que el carbón toma dicha carga, se presenta en la Figura 40 la desagregación entre estos días de la generación en base a carbón en sus 4 centrales modeladas, donde se aprecia que los valles del carbón respecto al caso irrestricto alcanzan valores menores, desplazado por la generación hidroeléctrica y la satisfacción de la restricción, mientras que en los periodos nocturnos la carbonera sing 2 presenta un mayor número de prendidos y apagados, como el comprendido entre las horas 5 y 7 del día 12 o los dos comprendidos entre la hora 20 del día 12 y 1 del día 13, presentando un consumo menor y redistribuyendo así el agua embalsada.

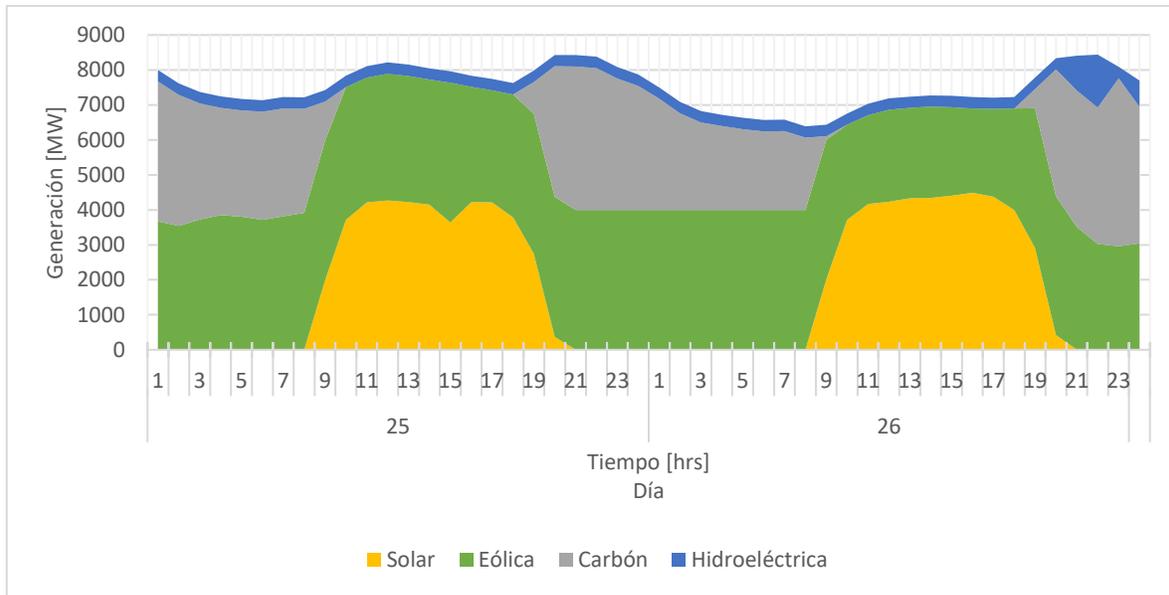


Figura 39. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 31 de agosto. Caso sujeto a restricción de caudal ecológico, 20% de caudal medio mensual.

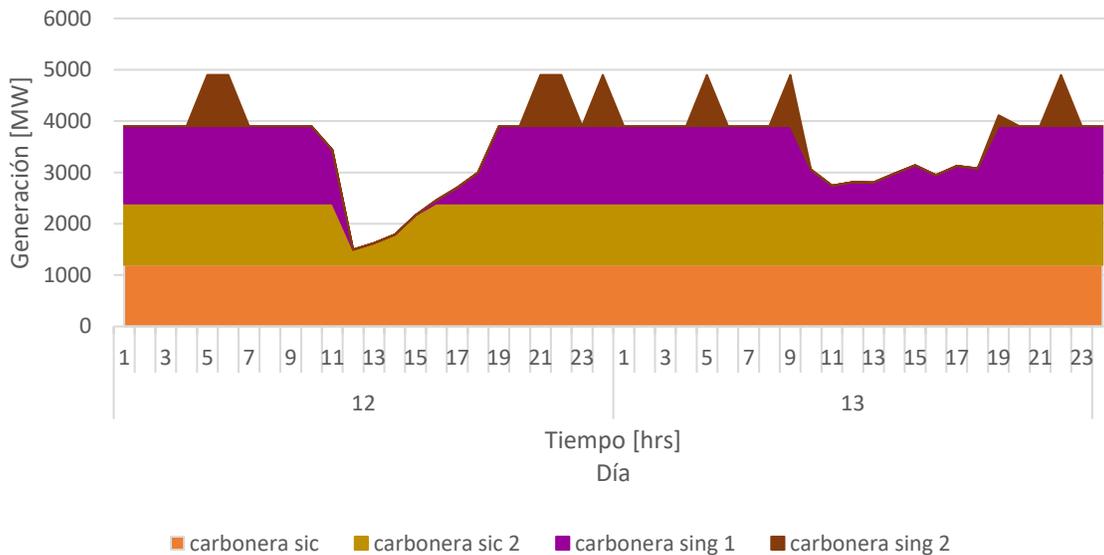


Figura 40. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricción de caudal ecológico, 20% de caudal medio mensual.

El periodo comprendido entre los días 25 y 26, de alta integración ERNC como se aprecia en la Figura 41, se presenta la generación basada en la entrega mínima, es decir, la satisfacción de la restricción impuesta a su mínimo nivel lo que respecto al caso irrestricto desplaza a la generación ERNC alrededor de los picos solares mientras que, en los periodos de noche, sin aporte solar, aumenta su participación y por tanto reduce la participación de las carboneras. Esta baja en la generación, presentada en este periodo de forma desagregada en la Figura 42,

se da principalmente por las bajas de sing 1 y en menos medida sic 2, permaneciendo prácticamente invariante sic 1 y sing 2.

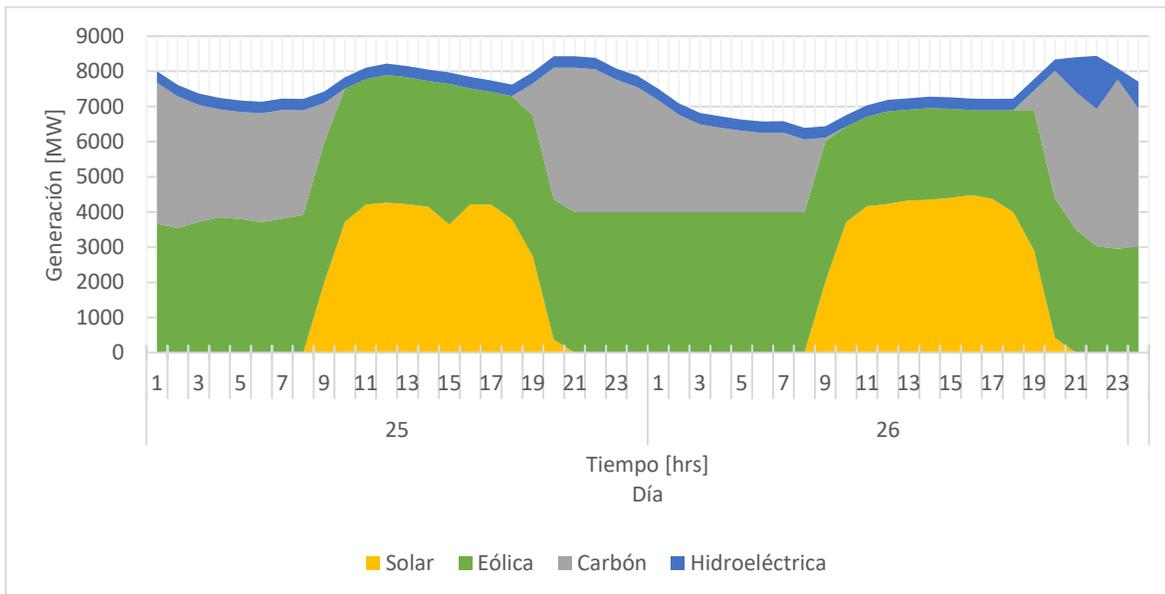


Figura 41. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de caudal ecológico, 20% de caudal medio mensual.

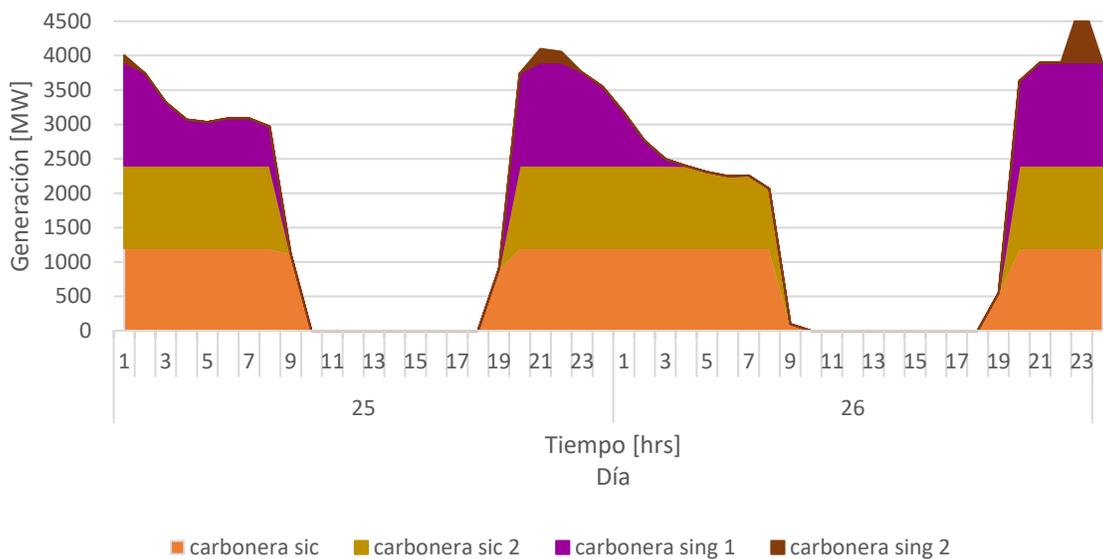


Figura 42. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de caudal ecológico, 20% de caudal medio mensual.

3.3.5 Restricción Rampa Generación Hidroeléctrica

Al restringir la capacidad de rampa de la generación hidroeléctrica, las diferencias se dan predominantemente en los periodos de baja generación ERNC. Particularmente, es posible notar en la Figura 43 como en los periodos nocturnos -bajo aporte solar y por tanto ERNC- comprendidos entre los días 12 y 15, la generación hidroeléctrica presentaba mayores variaciones en el caso irrestricto, aumentando incluso bajo este escenario su generación en estos periodos.

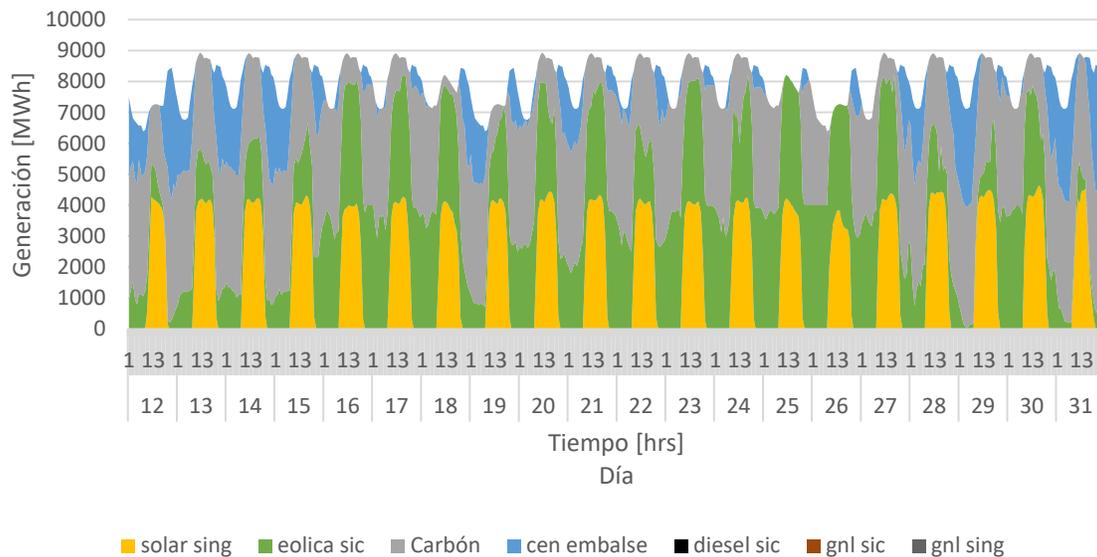


Figura 43. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricción de rampa en generación hidroeléctrica, 6% caudal medio mensual por hora.

Para ilustrar esto de mejor forma, se analizan los días 12 y 13 a nivel horario, mostrado en la Figura XX, donde la principal diferencia se presenta el día 12 y la forma en que baja la carga en el descenso del pico solar. Para el caso irrestricto, el aumento de generación hidroeléctrica comienza a las 18 y finaliza a las 21 horas, superando los 4300 [MW], mientras que el caso restringido lo hace entre las semanas 16 y 22, alcanzando los 4235 [MW]. En este periodo, respecto al caso irrestricto, hasta la hora 16 la generación en base a carbón presenta pequeñas variaciones, como se puede ver en la Figura XX, siendo la mayor diferencia la caída posterior a este periodo hasta las 18 horas respondiendo al aumento de hidrogenación en este caso, para luego aumentar a mayor tasa y alcanzando un nivel de generación mayor al caso irrestricto, producto de la restricción de rampa y el nivel mínimo menor alcanzado por la hidrogenación respectivamente. Se puede ver que la carbonera sing 2 apoya en la

generación en los bordes de los periodos con aporte solar, especialmente con altos descensos como entre las 19 y 20 horas del día 12 o las 18 y 19 horas del día 13.

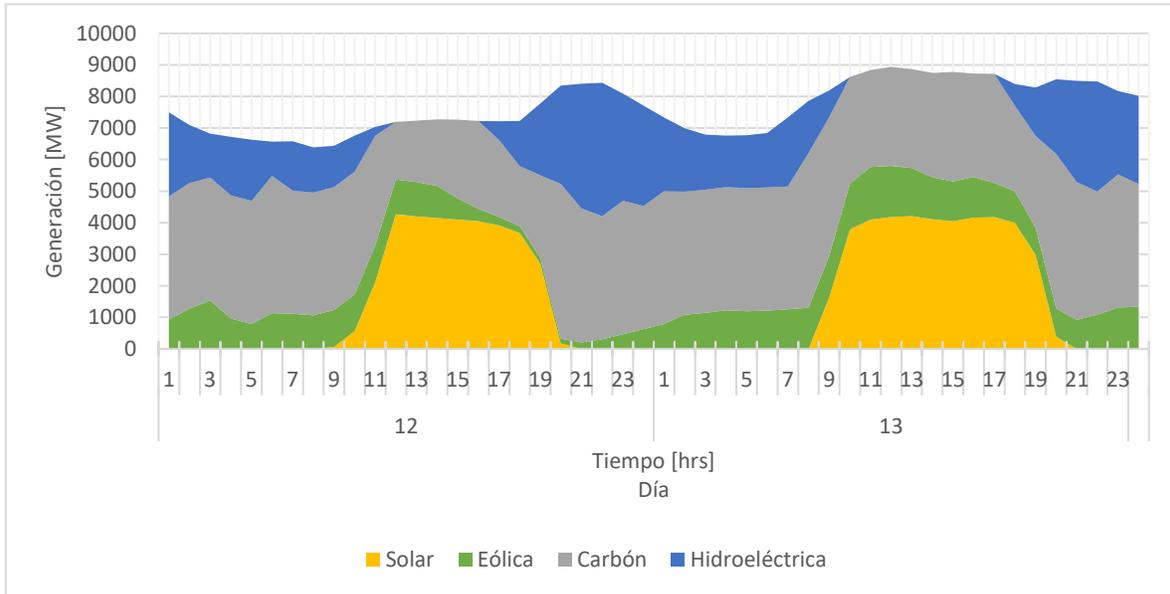


Figura 44. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación hidroeléctrica, 6% caudal medio mensual por minuto.

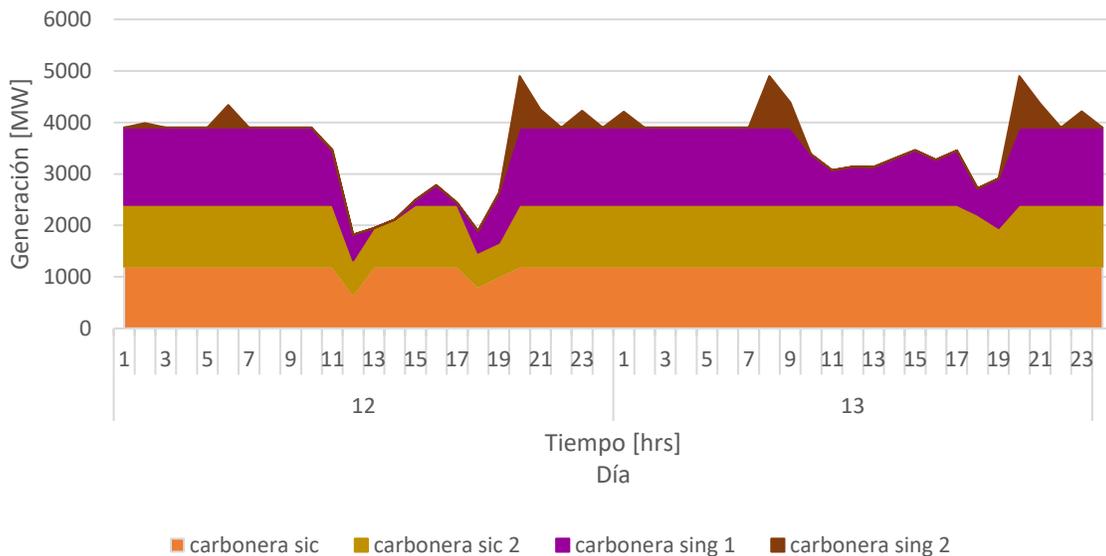


Figura 45. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación hidroeléctrica, 6% caudal medio mensual por minuto.

En el periodo de alta integración comprendido entre los días 25 y 26, se puede ver que el caso irrestricto durante la noche presenta pequeñas rampas en los picos de demanda las cuales bajo este escenario de restricción se desarrollan en periodos más extendidos, desplazando la generación a carbón, lo cual se puede ver en la Figura 46.

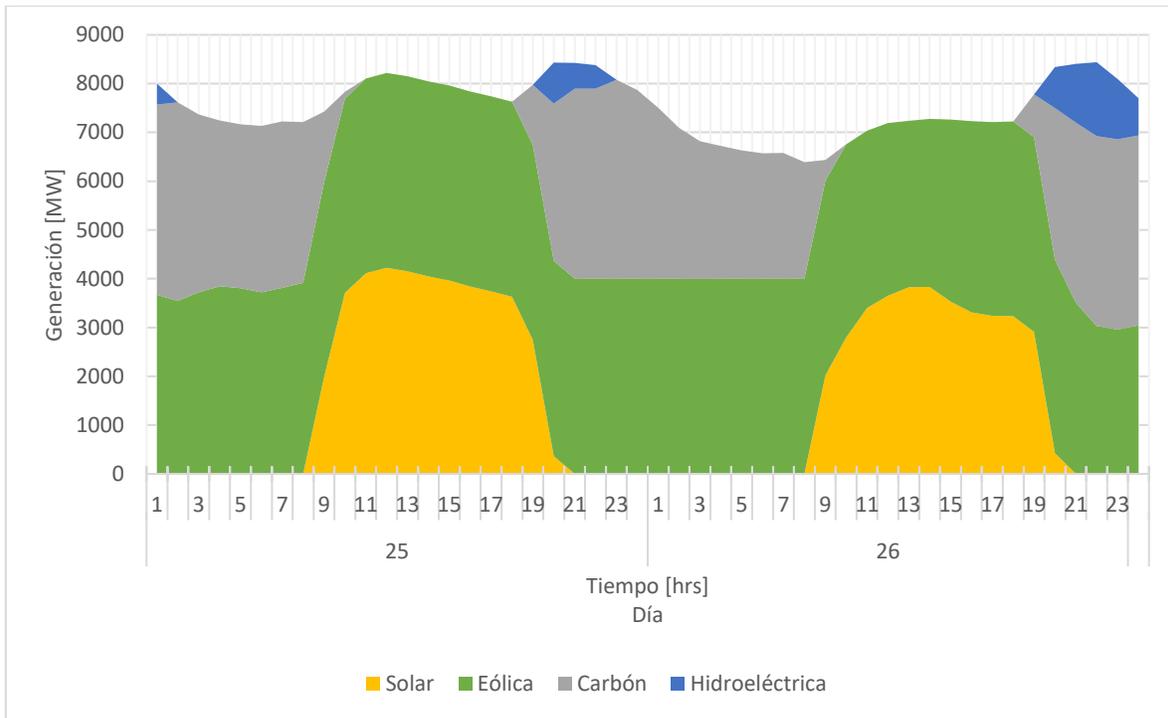


Figura 46. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación hidroeléctrica, 6% caudal medio mensual por minuto.

Este pequeño desplazamiento del carbón se da con un cambio en la forma de tomar las rampas, donde en el caso irrestricto entre las horas 18 y 19 es sic 1 la que aumenta al máximo y entre las 19 y 20 lo hace sic 2 y sing 1, aportando entre 20 y 23 con dos encendidos y apagados sing 2, mientras que en el caso con restricción de rampa la toma de carga inicia a las 18 horas y llega al máximo en la hora 21 entre las carboneras sic 1, 2 y sing 1, aportando sing 2 en las horas 20 y 23, resultando en generación en base a carbón con menor y de menor variación horaria. Lo anterior se puede apreciar en en la Figura 47.

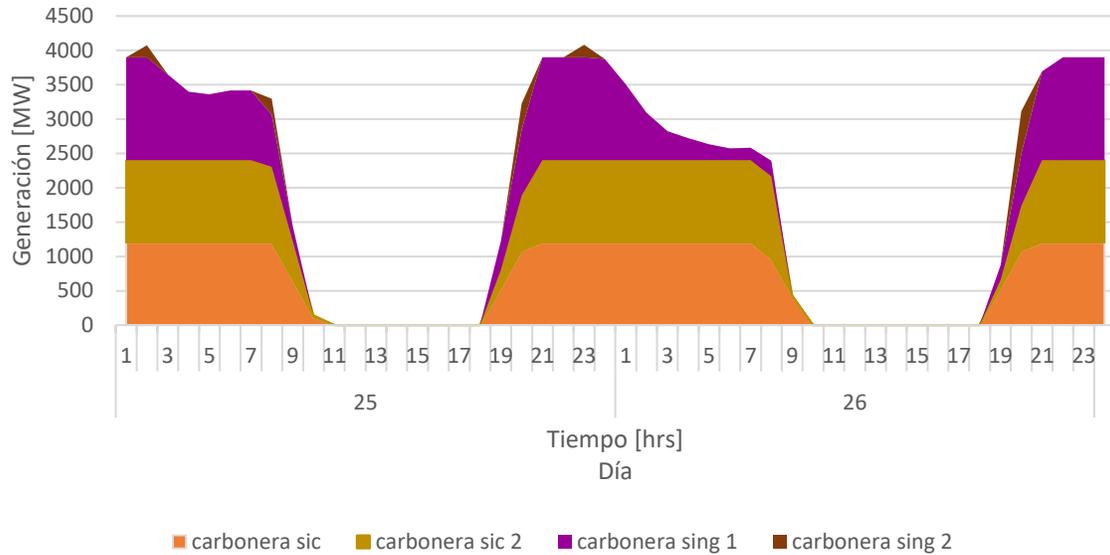


Figura 47. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricción de rampa en generación hidroeléctrica, 6% caudal medio mensual por minuto.

3.3.6 Restricciones Eléctricas y Ambientales

De la modelación sujeta a las distintas restricciones eléctricas y ambientales, tanto de forma independiente como conjunta, es posible notar como la reducción de flexibilidad en un sistema con alta integración de energías ERNC induce a un cambio operacional de las centrales. Es así como por una parte se hace más compleja la integración de la energía ERNC, mientras que, por parte de la generación hidroeléctrica, que juega un rol importante en la entrega de flexibilidad al sistema, la imposición de restricciones genera competencia en el uso del agua. En la Figura 48 se presenta la generación hidroeléctrica a nivel semanal para cada escenario de restricción anteriormente presentado de forma individual junto con el caso que integra tanto restricciones eléctricas como ambientales.

Generación hidroeléctrica semanal

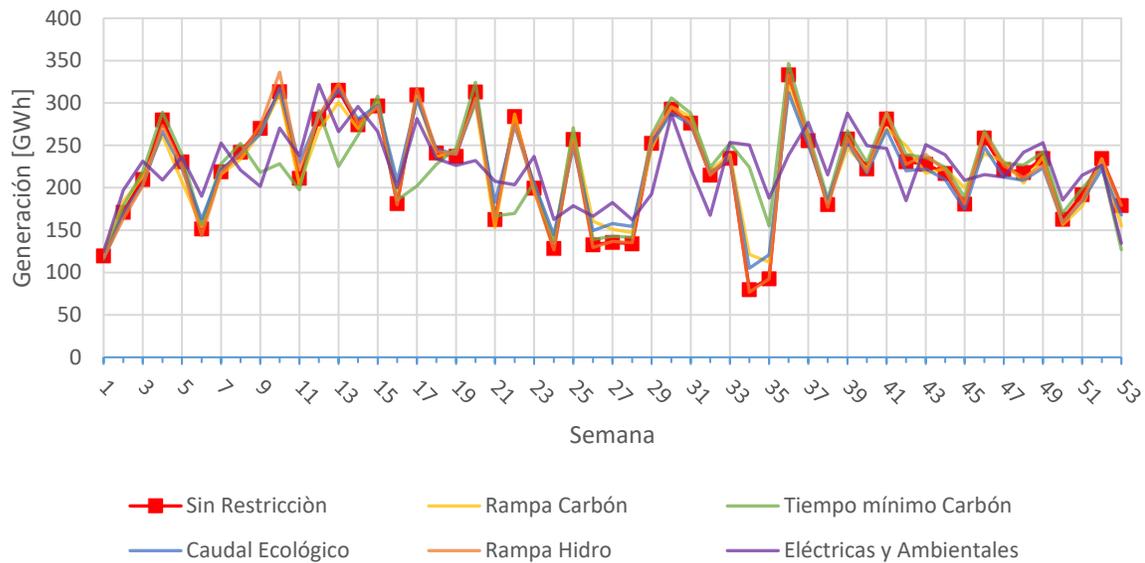


Figura 48. Generación hidroeléctrica media semanal bajo escenario libre de restricción, con restricción de rampa 3[MW/min], tiempo mínimo 168 horas, caudal ecológico del 20% caudal medio mensual y rampa de generación hidroeléctrica de 6% caudal medio mensual por hora y la combinación de todas.

Es posible ver como al aplicar restricciones eléctricas y ambientales en su conjunto, se presentan variaciones de menor amplitud en la generación hidroeléctrica a nivel semanal respecto a los otros casos. Si además se analiza la desviación estándar a nivel horario, presentado en la Tabla 5, de las restricciones individuales el caso de menor desviación corresponde al restringido por caudal ecológico, seguidos por las restricciones de rampa a las centrales a carbón, a centrales hidroeléctricas y siendo los de mayor variación el caso de tiempo mínimo en las centrales a carbón y el caso irrestricto respectivamente. Si además se considera el caso con todas las restricciones, tanto eléctricas como ambientales, la desviación estándar es menor al resto de los casos tanto a nivel semanal y horario, como se puede ver en la Tabla 5.

Tabla 5. Desviación estándar por escenario de restricción a nivel horario y semanal.

	Sin Restricción	Rampa Carbón	Tiempo mínimo Carbón	Caudal Ecológico	Rampa Hidro	Todas
Desviación estándar horaria [MW]	1461,7	1361,2	1447,6	1291,7	1373,2	1244,4
Desviación estándar	60,2	54,1	52,9	53,7	62,4	40,8

semanal [MW]						
-----------------	--	--	--	--	--	--

En la Figura 49 se muestra la participación de las tecnologías en el mismo periodo que los otros escenarios -del 12 de agosto a 31 de agosto- resultante de la optimización anual con tanto restricciones eléctricas como ambientales. Destaca la falta de integración solar en algunos días como el 25, 26 y 27, además de los efectos conjuntos antes revisados alrededor de los picos solares.

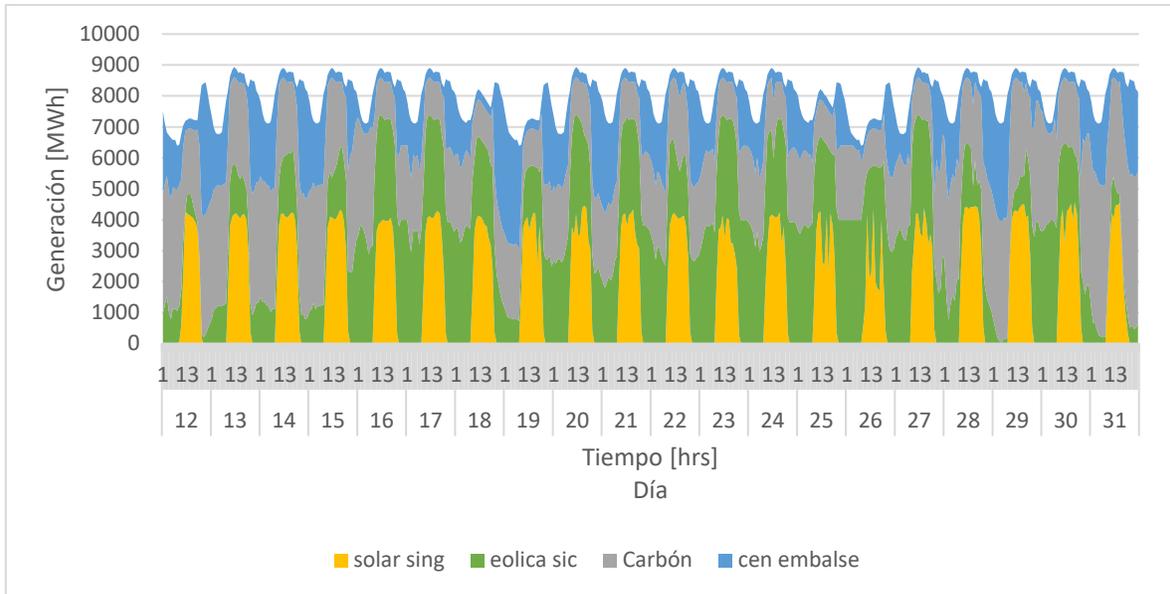


Figura 49. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricciones eléctricas y ambientales.

El análisis de la generación de los días 12 y 13, presentado en la Figura 50, el día 12 presenta vertimiento eólica entre las hora 12 y 15, una disminución de generación en base a carbón a entre las 9 y 13 horas del día llegando a un mínimo superior al valle presentado en este periodo por el caso irrestricto, además de tasas de toma y abandono de carga menores. A partir de la hora 20 del día 12 hasta el final del periodo, la generación en base a carbón es igual a excepción de los picos en el día 12, hora 23 y hora 7 del día 13. Lo anterior se ve de mejor forma en la Figura 51, que presenta la desagregación del carbón en la generación cor central a carbón modelada, donde los picos mencionados son generados por la carbonera sing 2 en el caso irrestricto, ausente en este caso para este periodo. Además, en el caso irrestricto se producían las rampas mediante la disminución descoordinada de las carboneras, estando sing 1 a potencia máxima, sic 2 generando rampa entre 11 y 12, saliendo sing 1 de operación en 12 para luego aumentar a máxima potencia en la hora 19, y variando solo su potencia sing 1 entre 9 y 19 horas del día 13. El escenario restricto produce valle de forma coordinada entre sic 1, 2 y sing 1 tanto entre 9 y 20 horas del día 12 como entre 7 y 19 del día 13.

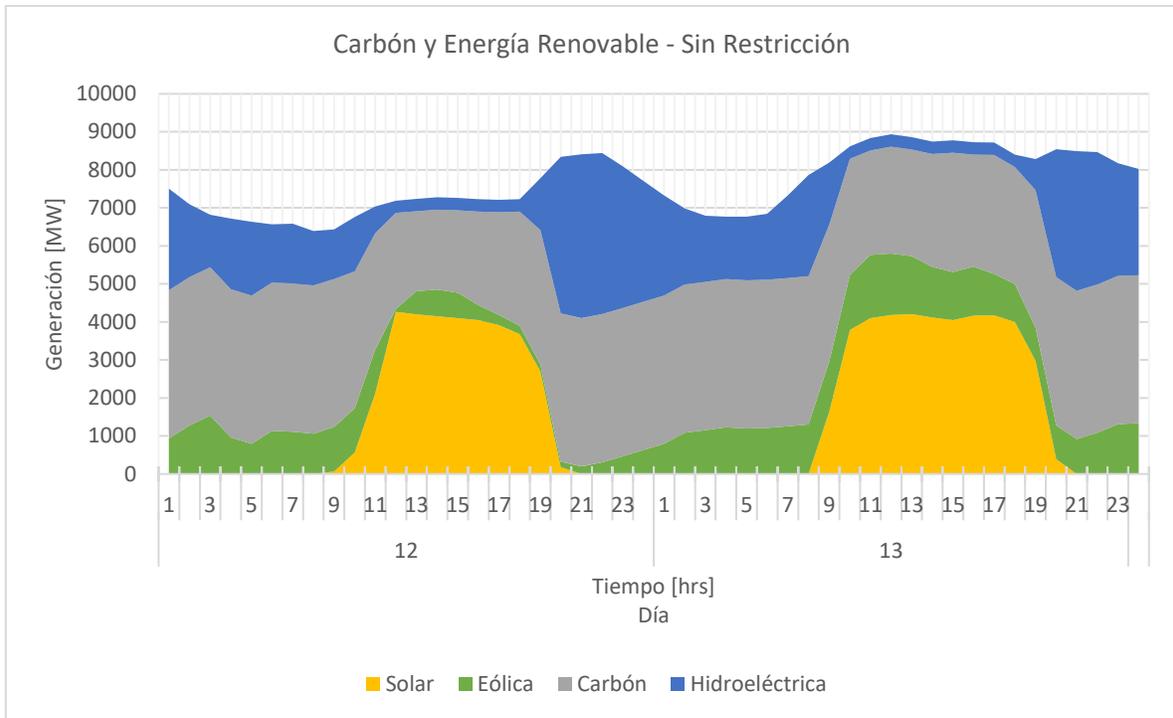


Figura 50. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricciones eléctricas y ambientales.

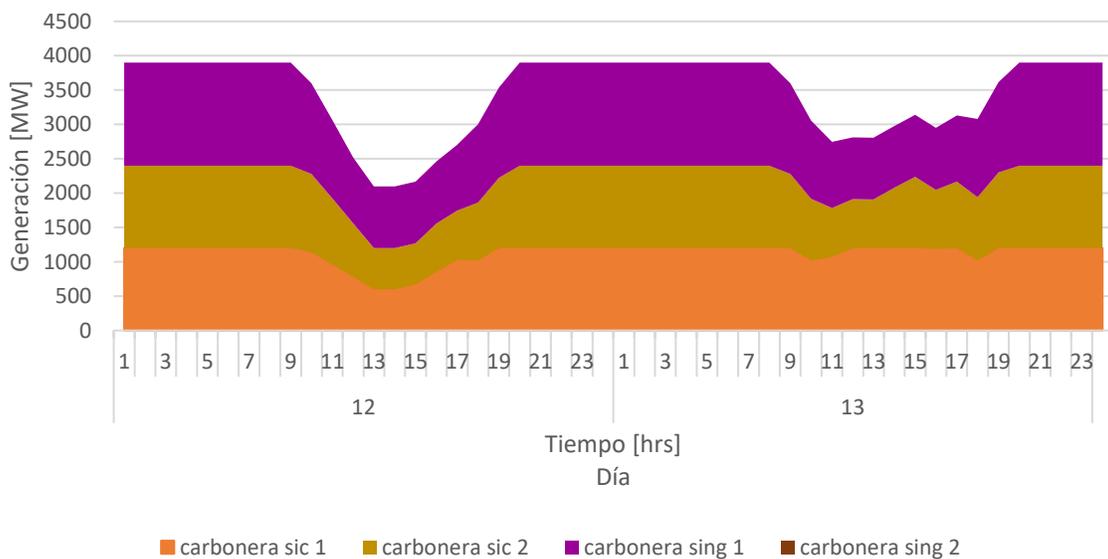


Figura 51. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 12 y 13 de agosto. Caso sujeto a restricciones eléctricas y ambientales.

Las diferencias respecto a generación hidroeléctrica, integración ERNC y generación en base a carbón entre los días 25 y 26, presentado en la Figura 52, es mucho mayor en este

periodo respecto al caso irrestricto. Se ve un gran aumento de generación hidroeléctrica, donde en los periodos de alta generación ERNC genera cercano al cumplimiento de la restricción de caudal mínimo y presenta grandes aumentos en participación en los bordes de los picos solares; vertimientos ERNC durante el día tanto eólico como sola; variaciones de carbón de menor aptitud, generando en periodos de alta ERNC y reduciendo generación en periodos de baja integración. Esto último también significa un cambio importante pues como se puede ver en la Figura 53, que muestra la desagregación de la generación en las carboneras que componen el modelo, funcionan en forma coordinada sic 1 y 2, variando de potencia máxima a mínima con pequeñas bajas, como la presente en

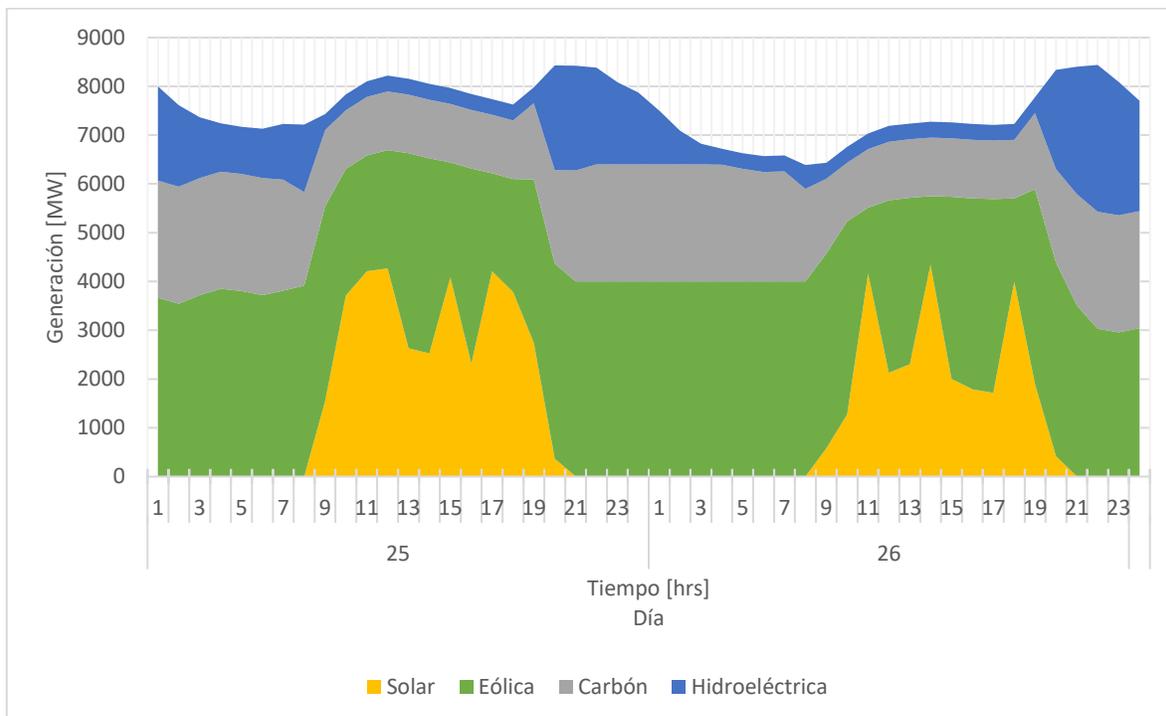


Figura 52. Generación en base a carbón y renovable a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricciones eléctricas y ambientales.

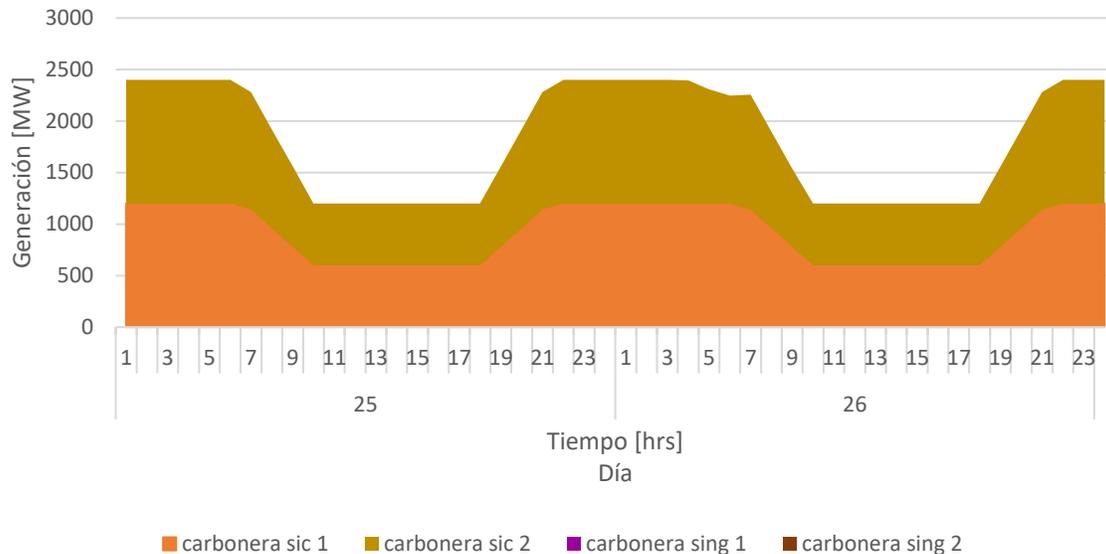


Figura 53. Desagregación generación en base a carbón a nivel horario entre los días 25 y 26 de agosto. Caso sujeto a restricciones eléctricas y ambientales.

3.3.7 Operación con Planificación Irrestricita

La planificación de la operación durante el año se realiza utilizando un modelo libre de restricciones y, a partir de su resultado, la operación real, que considera las restricciones, es optimizada según la trayectoria de volumen disponible para generación hidroeléctrica que resulta de la planificación. En este caso ilustrativo son los volúmenes del embalse a nivel diario, que resultan de la planificación anual bajo un escenario irrestricto, los forzantes de la operación bajo un escenario con tanto restricciones eléctricas como ambientales, con el fin de modelar un caso más representativo de la realidad.

Esta operación restringida y sujeta a los volúmenes mensuales de dicha planificación es presentada en la Figura 54 y comparando con la operación restringida sin forzante mostrada en la Figura 49, es posible notar la aparición de gas natural licuado -gnl sic principalmente en las noches del periodo entre los días 12 y 14- además de generación diesel en menor medida- diesel sic los días 20, 22 y 24-, los cuales no tenían participación en la generación para los otros escenarios de restricción, además de una disminución de generación solar.

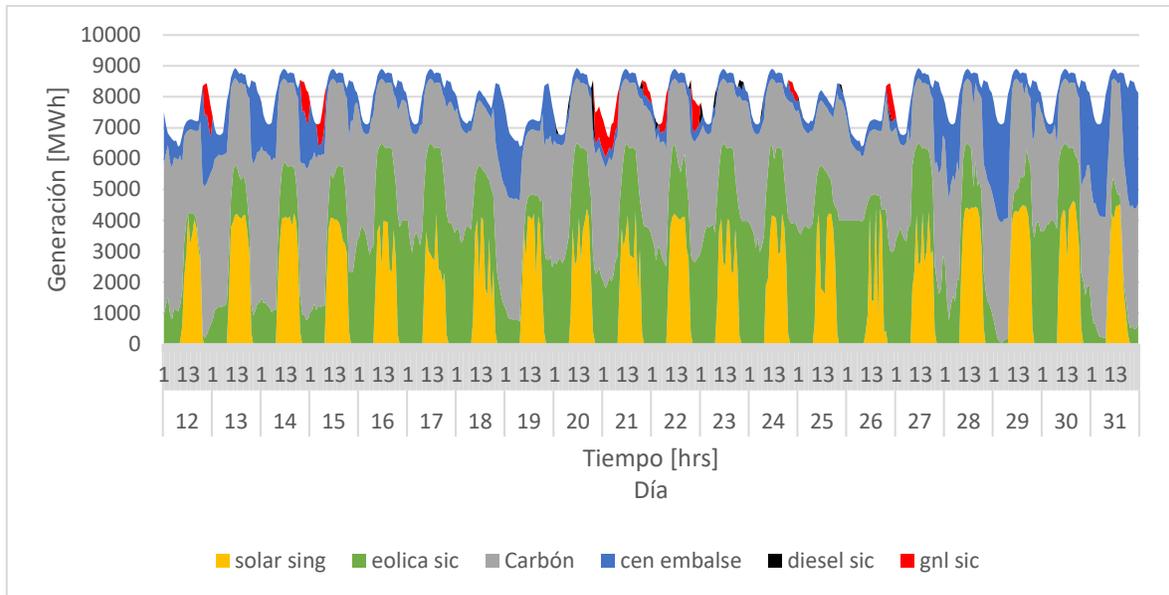


Figura 54. Generación térmica y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricciones eléctricas y ambientales, sujeta a volúmenes resultantes de planificación irrestricta.

De la Figura 55 que muestra la generación térmica e hidroeléctrica, destaca la participación en todo el periodo de la generadora SING 2, la participación de gas natural licuado y diesel mencionada con anterioridad, lo cual responde a una disminución de generación hidroeléctrica producto de la planificación libre de restricciones, que como se menciona en la sección 3.2 y contrario a los casos restringidos, no junta agua alrededor de la semana 9 para utilizarla posterior a la semana 32, que corresponde por cierto al periodo de mayor variabilidad ERNC y por tanto requiere de tecnologías más flexibles como el gas natural licuado y diesel para satisfacer la demanda.

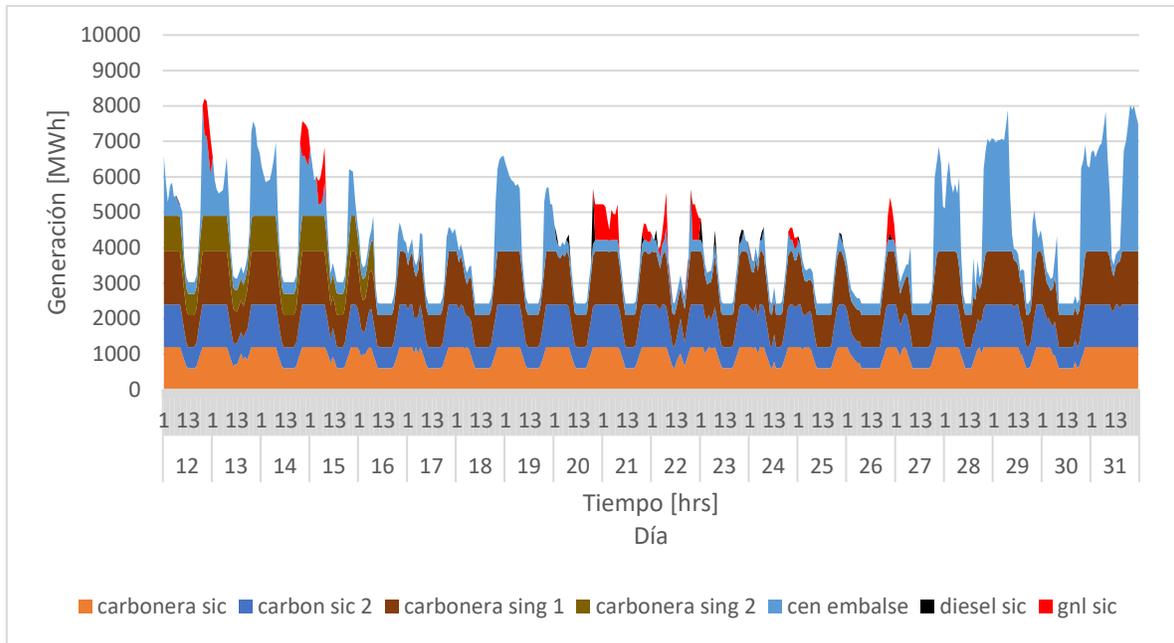


Figura 55. Generación térmica e hidroeléctrica a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricciones eléctricas y ambientales, sujeta a volúmenes resultantes de planificación irrestricta.

3.3.8 Operación con Planificación Restricta

Al considerar en la planificación tanto las restricciones ambientales como eléctricas, como se muestra en la Figura 56, la generación en el periodo de análisis con gas natural licuado si bien no desaparece, decae y se concentra a finales del periodo, correspondiente al momento de mayor variabilidad ERNC como se presenta en 3.2, mientras que el diesel si desaparece (en el periodo de análisis al menos).

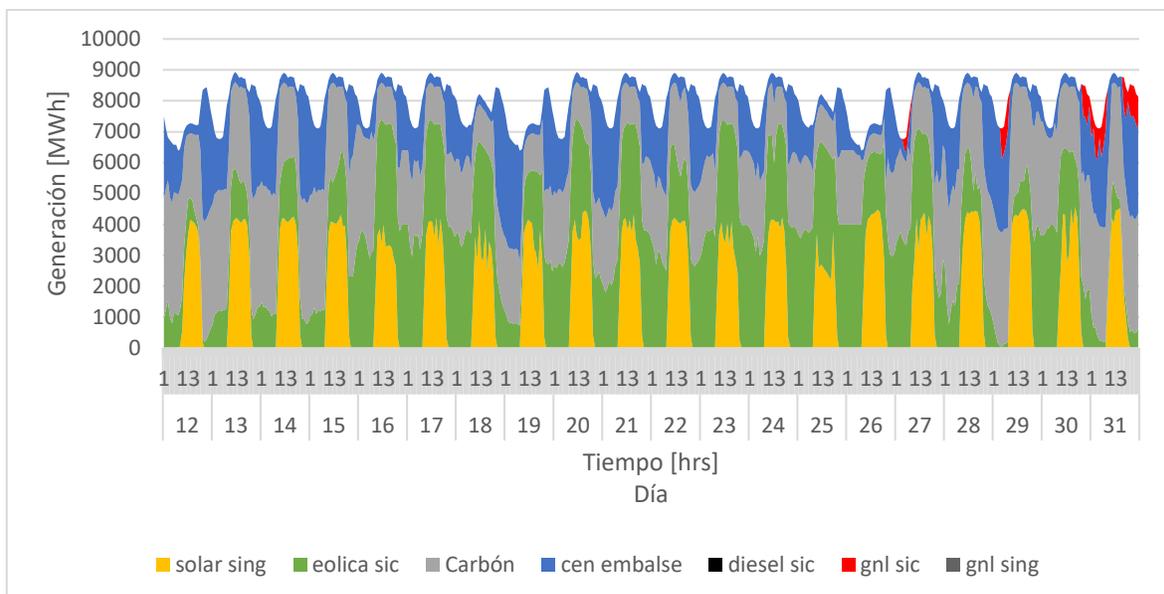


Figura 56. Generación térmica y renovable a nivel horario entre los días 12 de agosto y 31 de agosto. Caso con restricciones eléctricas y ambientales, sujeta a volúmenes resultantes de planificación restringida.

Al comparar la participación de los distintos tipos de generación disponibles entre la operación basada en planificación considerando las restricciones y el caso en que no son consideradas, considerando el año completo, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 6.

Tabla 6. Variación en participación por tipo de generación del caso que utiliza planificación restringida respecto al caso con planificación irrestricta.

Tecnología	Con planificación irrestricta [GW]	Con planificación restringida [GW]	Diferencia respecto a planificación irrestricta [%]	Participación según planificación [%]		
				Irrestricta	Restringida	Diferencia
Carbón	31295,60	31134,22	-0,52	44,38	44,15	-0,23
ERNC	26832,62	27028,71	0,73	38,05	38,33	0,29
Hidro	11820,85	11825,02	0,04	16,76	16,77	-0,01
GNL	556,19	520,34	-6,45	0,79	0,74	-0,05
Diesel	6,86	3,83	-44,31	0,01	0,01	0,00
Total	70512,12	70512,12	0,00	100,00	100,00	0,00

3.3.9 Costos Totales del Sistema

La consideración de las restricciones en la planificación condiciona el funcionamiento de las unidades generadoras y su participación en la satisfacción de la demanda, lo que a su vez tiene un impacto sobre los costos totales del sistema. En la Tabla 7 se presenta la participación porcentual por tecnología mientras que en la Tabla 8 muestran los costos totales de operación del sistema con y sin restricción además del aumento porcentual respecto al caso irrestricto.

Tabla 7. Participación por tecnología y costo total según escenario de restricción.

Planificación	Eólica	Solar	Generación Hidroeléctrica	Carbón	Diesel	Gas Natural licuado
Sin restricciones	16,215%	21,839%	16,764%	44,383%	0,010%	0,789%
Con Restricciones	16,287%	22,045%	16,770%	44,154%	0,005%	0,738%

Tabla 8. Costos totales y aumento porcentual de costo respecto al caso irrestricto.

Planificación	Costo total de operación [MMUSD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Sin restricciones	884,6	12,55
Con Restricciones	873,3	12,39

Es posible notar que la operación, al considerar en su planificación las restricciones, tiene una reducción en su participación el carbón, diesel y gas natural licuado, mientras que la generación hidroeléctrica y ERNC se ven aumentadas. Además, el costo total de operación considerando las restricciones en la planificación significa una disminución de un 1.28%, bajando el costo medio de generación por MWh en 0.16 USD.

Capítulo 4

Modelo 2025

4.1 Operación Con Planificación Irrestriccta

4.1.1 Configuración del Modelo

El modelo implementado corresponde a un Unit Commitment con configuración temporal de etapas cada dos horas y dos bloques por etapa, por lo tanto, horario. El proceso de Rolling planning se realiza con 12 etapas consecutivas, siendo entonces 24 horas, con un look ahead de 12 etapas adicionales, es decir, 24 horas más. Estas horas adicionales en la optimización son necesarias como condiciones de borde para el periodo de interés de las primeras 24 horas para las 24 siguientes. El horizonte es de un año comprendido entre el 1 de Enero 2025 y 1 de Enero del 2026, incluido como look ahead pero no es parte del horizonte de interés.

Además, tiene como datos de entrada la hidrología al año 1974 como escenario de disponibilidad hidroeléctrica media, una proyección de demanda al año 2025 y escenario E de integración ERNC en base al Informe Final Corregido PELP 2018 mencionado en 2.1.4.

Se utiliza como planificación la forzante de volúmenes diarios correspondiente a la resultante de la optimización del año completo con configuración temporal de etapas de 4 horas y 4 bloques por etapa resuelto con modelo de despacho. Cabe mencionar que para la planificación no se consideran restricciones salvo de tipo caudal mínimo.

4.1.2 Participación Por Tecnología

Como resultado de la operación con planificación irrestricta, la generación a nivel mensual y anual por parte de cada tecnología es presentada en la Tabla 9 a continuación:

Tabla 9. Generación por tecnología a nivel total anual. Operación con planificación sin restricciones.

	Biomasa [GWh]	Carbón [GWh]	Cogener. [GWh]	Diesel [GWh]	Geotérm. [GWh]	Hidro. [GWh]	GNL [GWh]	Minihidro [GWh]	Fotovolt. [GWh]	Eolica [GWh]
Total	1822,62	22968,97	138,39	169,13	385,88	32614,00	3059,44	435,76	19734,02	10676,54

Se presenta en la Tabla 10 de forma adicional la participación porcentual de cada tecnología de igual forma a nivel mensual y anual.

Tabla 10. Participación porcentual por tecnología a nivel total anual. Operación con planificación irrestricta.

	Biomasa	Carbón	Cogener.	Diesel	Geotérm.	Hidro.	GNL	Minihidr.	Fotovolt.	Eolica
Total	1,98%	24,96%	0,15%	0,18%	0,42%	35,45%	3,33%	0,47%	21,45%	11,60%

4.1.3 Encendidos, Apagados, Emisiones CO₂ y Costos

Con el fin de presentar el funcionamiento general del sistema en su conjunto, se presenta de forma conjunta en la Tabla 11 el número de encendidos y apagados de las unidades generadoras, indicadores relacionados a emisiones de CO₂ y los costos asociados.

Tabla 11. Indicadores de operación del sistema en términos operacionales, de emisión de CO₂ y costos. Operación con planificación irrestricta.

Número de Encendidos	408
Número de Apagados	409
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]	26,12
Factor de Sistema CO ₂ [TonCO ₂ /MWh]	0,284
Costo por Generación [MMUSD]	1221
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]	27,66
Costo Total [MMUSD]	1248,66

4.2 Operación con Planificación Restricta

4.2.1 Configuración del Modelo

El modelo implementado corresponde al mismo descrito en 4.1.1, cambiando únicamente los datos de entrada como forzante de volúmenes, correspondiendo estos últimos a la resultante de la optimización del año completo con igual configuración temporal que el caso irrestricto, pero esta vez considerando tanto las restricciones eléctricas como ambientales en la planificación.

Se utiliza como planificación la forzante de volúmenes diarios correspondiente a la resultante de la optimización del año completo con configuración temporal de etapas de 4 horas y 4 bloques por etapa resuelto con modelo de Unit Commitment no secuencial.

4.2.2 Participación por Tecnología

Como resultado de la operación con planificación sujeta a restricciones ambientales y eléctricas, la generación a nivel anual por parte de cada tecnología es presentada en la Tabla 12 a continuación:

Tabla 12. Generación por tecnología mensual y total anual. Operación con planificación restringida.

	Biomasa [GWh]	Carbón [GWh]	Cogener. [GWh]	Diesel [GWh]	Geotérm [GWh]	Hidro. [GWh]	GNL [GWh]	Minihid [GWh]	Fotovolt. [GWh]	Eolica [GWh]
Total	1793,40	23645,90	138,39	169,40	385,88	32620,47	2708,58	435,76	19660,53	10446,49

De la misma forma que para la operación con planificación irrestricta, se presenta en la Tabla 13 la participación porcentual de cada tecnología de igual forma a nivel anual

Tabla 13. Participación porcentual por tecnología a nivel mensual y total anual. Operación con planificación restricta.

	Biomasa	Carbón	Cogener.	Diesel	Geotérm.	Hidro.	GNL	Minihidr.	Fotovolt.	Eolica
Total	1,95%	25,70%	0,15%	0,18%	0,42%	35,46%	2,94%	0,47%	21,37%	11,35%

4.2.3 Encendidos, Apagados, Emisiones CO₂ y Costos

Se presenta de forma conjunta en la Tabla 14 el número de encendidos y apagados de las unidades generadoras, indicadores relacionados a emisiones de CO₂ y los costos asociados correspondientes a la operación cuya planificación considera restricciones eléctricas y ambientales.

Tabla 14. Indicadores de operación del sistema en términos operacionales, de emisión de CO₂ y costos. Operación con planificación restricta.

Número de Encendidos	401
Número de Apagados	401
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]	25,76
Factor de Sistema CO ₂ [TonCO ₂ /MWh]	0,280
Costo por Generación [MMUSD]	1214
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]	26,83
Costo Total [MMUSD]	1240,83

4.3 Comparación Operación Restringida e Irrestringida

4.3.1 Trayectoria de Volúmenes de Embalses

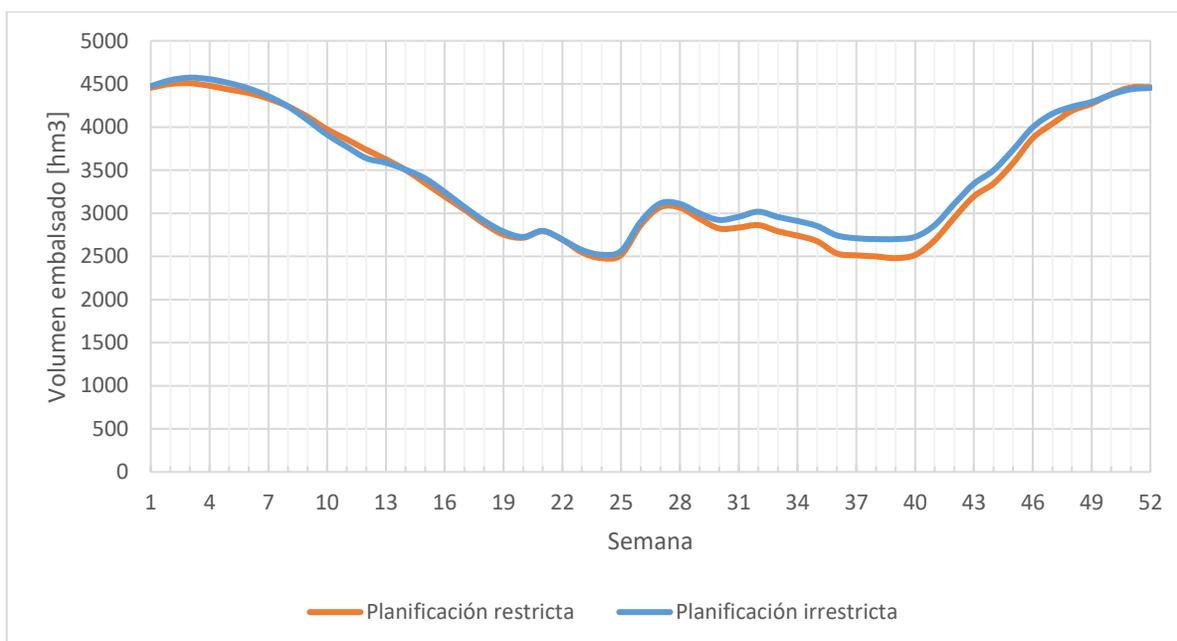


Figura 57. Volumen embalsado acumulado resultante de operación condicionada por planificación restringida e irrestringida a nivel semanal.

La imposición de distintas forzantes implica directamente un cambio en la operación de los embalses y su trayectoria de volúmenes, como se muestra en la Figura 57. Se presenta entonces la trayectoria de estos para los casos con planificación restringida e irrestringida para cada uno de los 8 embalses a considerar: Colbún, Ralco, Pangué, Melado, Machicura, Laguna La Invernada, Laguna de Laja y Laguna del Maule. Es posible notar que no existen mayores distanciamientos hasta la semana 22, donde se distancian consistentemente hasta la semana 36, periodo en el cual el caso con planificación considerando restricciones utiliza más agua, manteniendo relativamente entre la semana 36 y 39 su diferencia para entonces volver a juntarse, implicando que a partir de la semana 39 el caso con planificación restringida tiene un uso del agua menor.

4.3.2 Comparación Participación por tecnología

El cambio que presenta la operación al considerar planificación con restricción respecto a la planificación irrestringida en términos de generación por parte de las centrales con distintas

fuentes primarias es presentado en la Tabla 15 y diferencia porcentual respecto al caso con planificación restringida en la Tabla 16, ambas a nivel mensual y total anual.

Tabla 15. Diferencia de generación entre la operación con planificación restringida e irrestricta a nivel mensual y anual.

	Biomasa [GWh]	Carbón [GWh]	Cogener. [GWh]	Diesel [GWh]	Geotérm. [GWh]	Hidro. [GWh]	GNL [GWh]	Minihidr. [GWh]	Fotovolt. [GWh]	Eolica [GWh]
Enero	-0.93	-1.76	0.00	-0.29	0.00	25.86	-23.69	0.00	2.21	-1.41
Feb.	2.21	11.15	0.00	2.14	0.00	-87.92	45.30	0.00	3.11	24.02
Mar.	3.78	-34.53	0.00	-1.42	0.00	17.39	-10.07	0.00	4.70	20.15
Abril	8.25	-127.13	0.00	-3.38	0.00	36.77	52.78	0.00	3.79	28.92
Mayo	7.44	-113.37	0.00	4.56	0.00	-31.94	64.75	0.00	2.68	65.88
Junio	3.61	-105.69	0.00	2.97	0.00	23.70	64.40	0.00	2.22	8.77
Julio	1.21	-122.86	0.00	-1.18	0.00	33.30	67.83	0.00	0.42	21.27
Agosto	0.79	-89.14	0.00	-0.74	0.00	-7.19	60.69	0.00	7.74	27.85
Sept.	2.95	-69.42	0.00	3.02	0.00	-39.46	50.12	0.00	20.39	32.40
Oct.	0.02	-19.38	0.00	-0.24	0.00	9.60	-2.36	0.00	10.83	1.53
Nov.	0.46	24.03	0.00	-2.24	0.00	-26.42	-14.83	0.00	15.55	3.42
Dic.	-0.59	-28.83	0.00	-3.47	0.00	39.84	-4.05	0.00	-0.14	-2.76
Total	29.22	-676.93	0.00	-0.27	0.00	-6.47	350.86	0.00	73.49	230.04

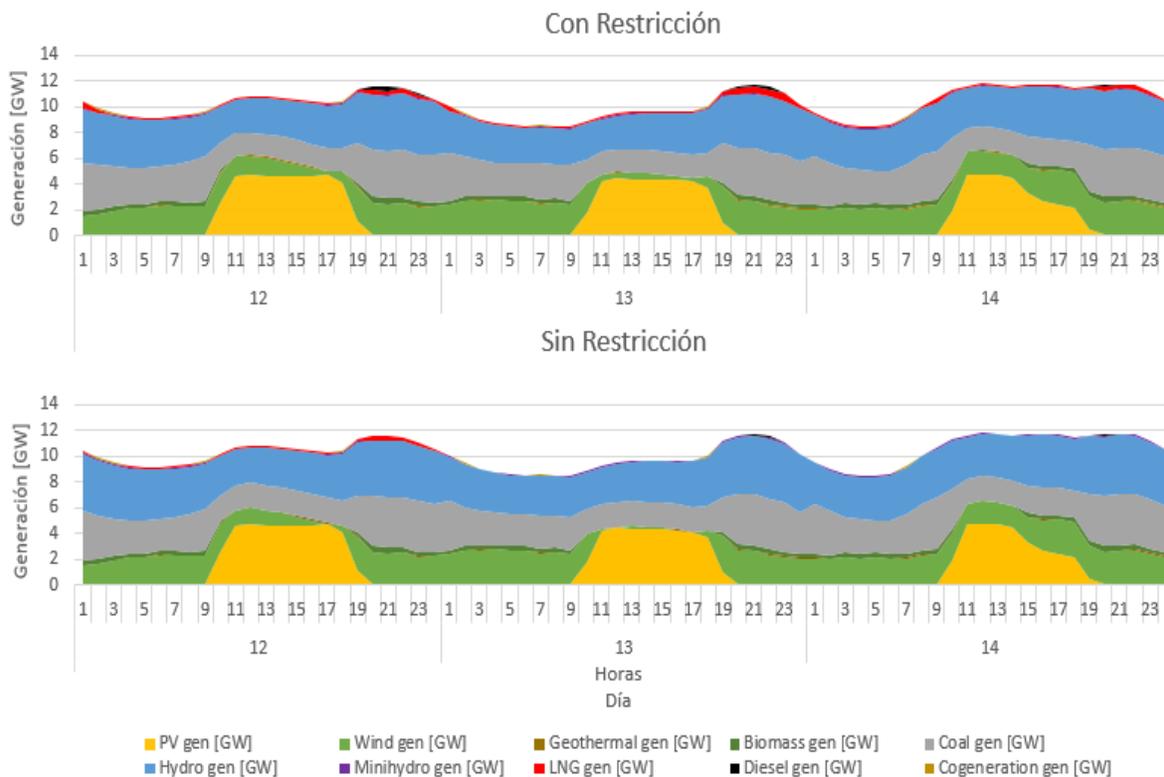


Figura 58. Generación horaria de los días 12 al 14 del mes de Julio.

Las diferencias en generación se aprecian de mejor forma al analizar un horizonte menor a nivel horario. Es por esto por lo que se consideran 3 días del mes de Julio, del 12 al 14, donde se produce la mayor diferencia de participación por parte del GNL. Como se presenta en la Figura 58 y en concordancia con lo mostrado en la Tabla 15, es notorio que el día 13 se produce una mayor integración de la energía eólica, con la consiguiente disminución de carbón y aumento de GNL para el caso con planificación restringida.

Tabla 16. Diferencia porcentual de generación entre la operación con planificación restringida e irrestricta respecto a esta última a nivel mensual y anual.

	Biomasa	Carbón	Cogener.	Diesel	Geotérm.	Hidro	GNL	Minihidro	Fotovolta.	Eólica
Enero	-0,66%	-0,09%	0,00%	-1,89%	0,00%	1,05%	-11,06%	0,00%	0,11%	-0,16%
Feb.	1,62%	0,61%	0,00%	14,66%	0,00%	-4,10%	17,22%	0,00%	0,18%	3,06%
Mar.	2,33%	-1,60%	0,00%	-6,03%	0,00%	0,79%	-2,00%	0,00%	0,26%	2,44%
Abril	5,06%	-5,71%	0,00%	-15,39%	0,00%	1,74%	10,90%	0,00%	0,25%	3,61%
Mayo	4,36%	-5,00%	0,00%	34,05%	0,00%	-1,22%	16,35%	0,00%	0,20%	7,48%
Junio	2,18%	-5,05%	0,00%	20,89%	0,00%	0,82%	23,21%	0,00%	0,19%	0,80%

Julio	0,72%	-5,74%	0,00%	-8,77%	0,00%	1,13%	37,82%	0,00%	0,03%	1,86%
Agosto	0,49%	-4,38%	0,00%	-5,63%	0,00%	-0,26%	30,22%	0,00%	0,53%	2,62%
Sept.	2,10%	-3,38%	0,00%	31,46%	0,00%	-1,45%	49,28%	0,00%	1,23%	4,28%
Oct.	0,02%	-1,06%	0,00%	-2,67%	0,00%	0,30%	-5,41%	0,00%	0,60%	0,21%
Nov.	0,37%	1,66%	0,00%	-33,72%	0,00%	-0,82%	-77,52%	0,00%	0,82%	0,44%
Dic.	-0,47%	-1,83%	0,00%	-23,33%	0,00%	1,21%	-16,35%	0,00%	-0,01%	-0,38%
Total	1,63%	-2,86%	0,00%	-0,16%	0,00%	-0,02%	12,95%	0,00%	0,37%	2,20%

Al considerar restricciones en la planificación se produce una reducción de generación en base a carbón (-676.93 GWh) y una cantidad bastante menor de hidro (-6.47 GWh) y diesel (-0.27 GWh). Por otra parte, se produce un aumento de gas natural licuado (350.86 GWh) y ERNC en forma de mayor integración de energía eólica (230.04 GWh), fotovoltaica (73.49 GWh) y biomasa (29.22 GWh). La generación proveniente de minihidros, cogeneración y energía geotérmica se mantienen invariantes. Es de esta forma que, a grandes rasgos, la mayor integración de ERNC y reducción de generación en base a carbón exige la integración de GNL para entregar flexibilidad al sistema.

4.3.3 Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO₂ y Costos

Con el fin de entender mejor las diferencias operacionales del sistema ante las diferentes planificaciones, se presenta la Tabla 17.

Tabla 17. Comparación de Encendidos, apagados, emisiones de CO₂ y Costos entre los casos con planificación con y sin restricciones. () Respecto a operación con planificación irrestricta.*

	Planificación Irrestricta	Planificación Restricta	Diferencia porcentual*
Número de Encendidos	408	401	-1,72%
Número de Apagados	409	401	-1,96%
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]	26,12	25,76	-1,38%
Factor de Sistema CO ₂ [TonCO ₂ /MWh]	0,284	0,280	-1,41%
Costo por Generación [MMUSD]	1221	1214,44	-0,54%
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]	27,66	26,83	-3,00%
Costo Total [MMUSD]	1248,66	1241,27	-0,59%

4.3.3 Indicador Ambiental

A partir de las entregas a nivel horario, se utiliza el indicador Richard-Baker de alteración hidrológica intradiaria utilizado por Olivares et al. (2015), Haas et al. (2015) y descrita por Baker et al. (2004). En base a este indicador se grafica su distribución de frecuencia para los escenarios de planificación restringida e irrestricta resultante de la modelación al año 2025 y de la operación real al año 2017 como series anuales para cada embalse de interés, lo cual se presenta de la Figura 59 a la Figura 66 a continuación:

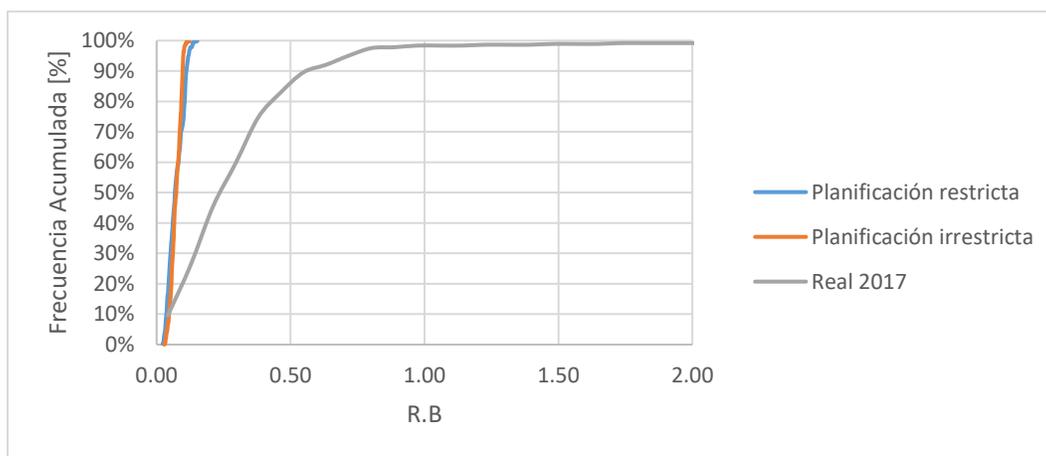


Figura 59. Frecuencia acumulada series completas. Embalse Colbún.

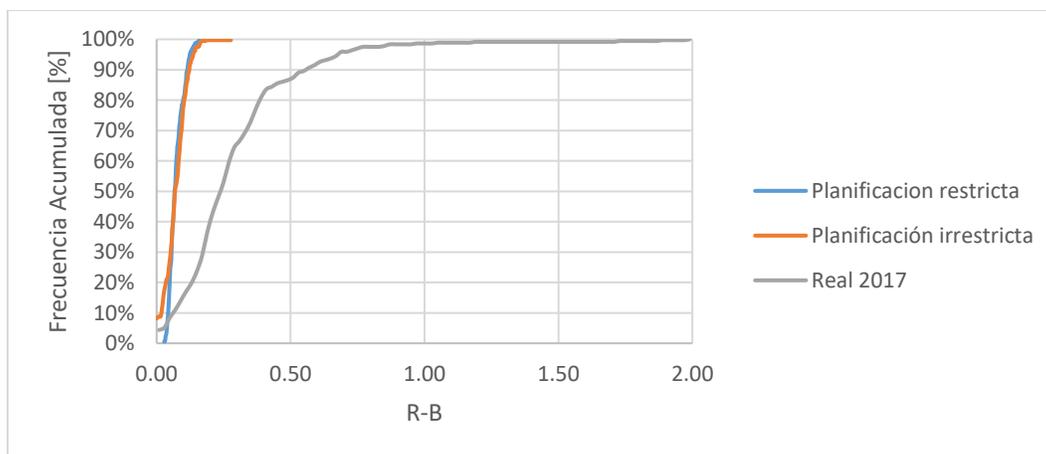


Figura 60. Frecuencia acumulada series completas. Embalse Ralco.

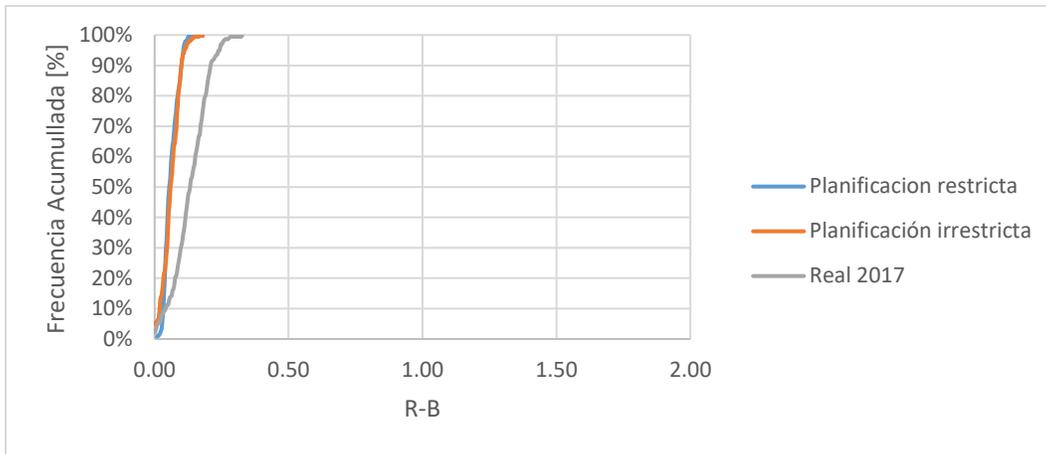


Figura 61. Frecuencia acumulada series completas. Embalse Pangue.

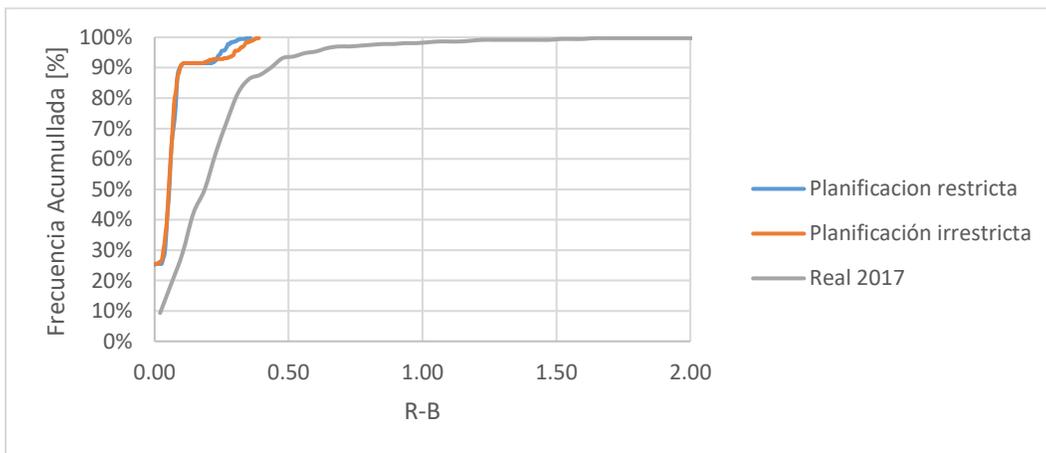


Figura 62. Frecuencia acumulada series completas. Embalse Melado.

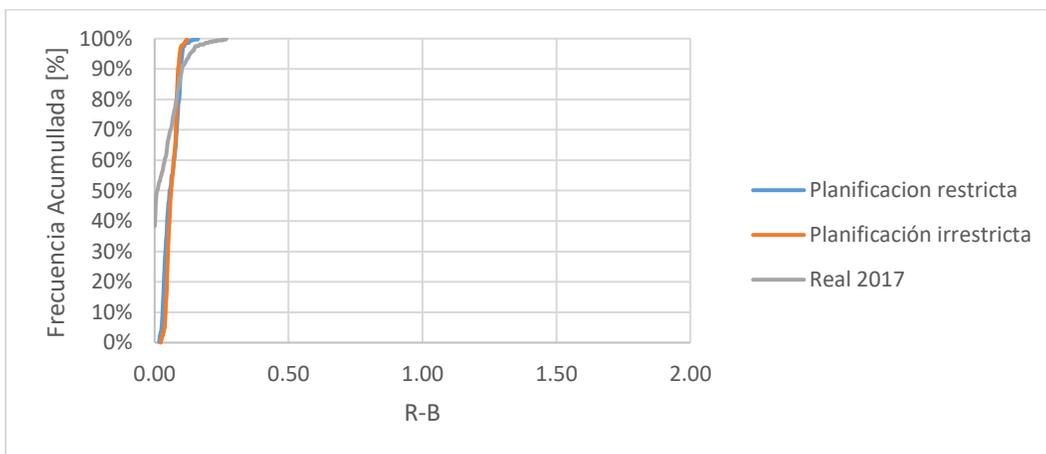


Figura 63. Frecuencia acumulada series completas. Embalse Machicura.

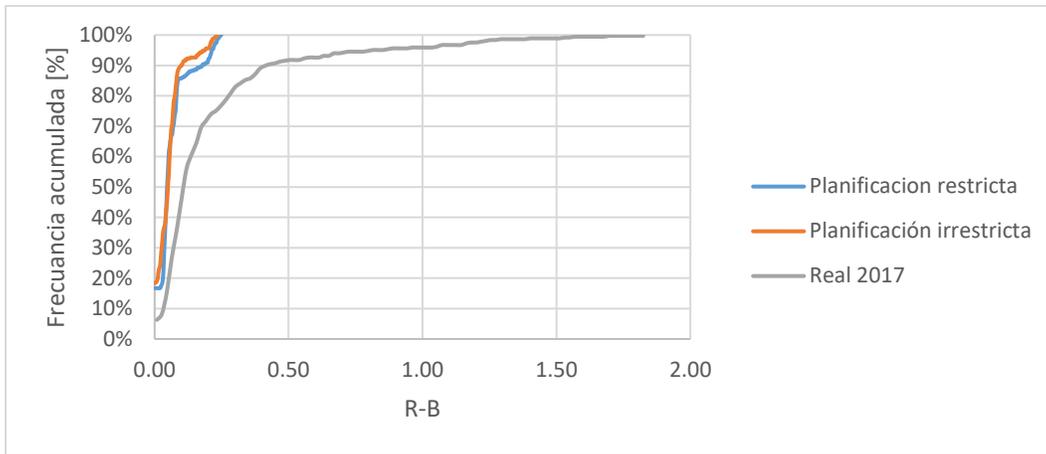


Figura 64. Frecuencia acumulada series completas. Laguna La Invernada.

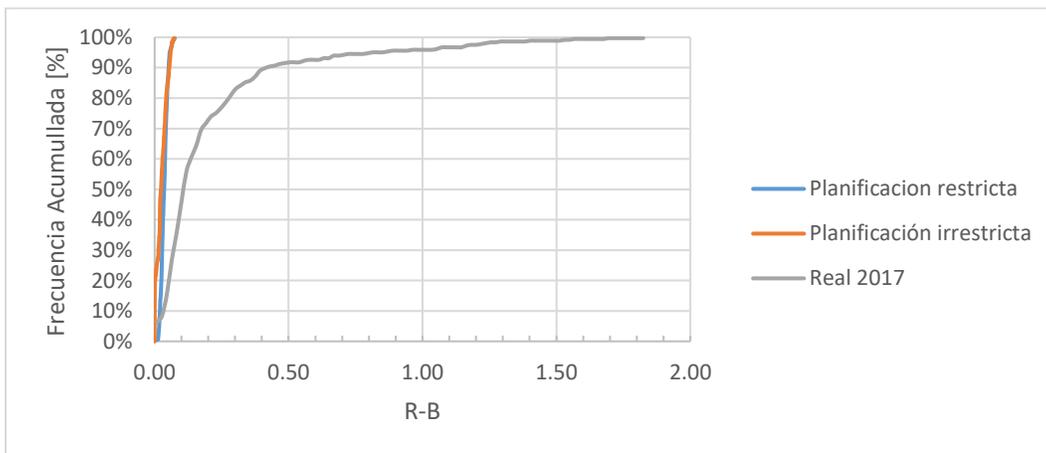


Figura 65. Frecuencia acumulada series completas. Laguna del Laja.

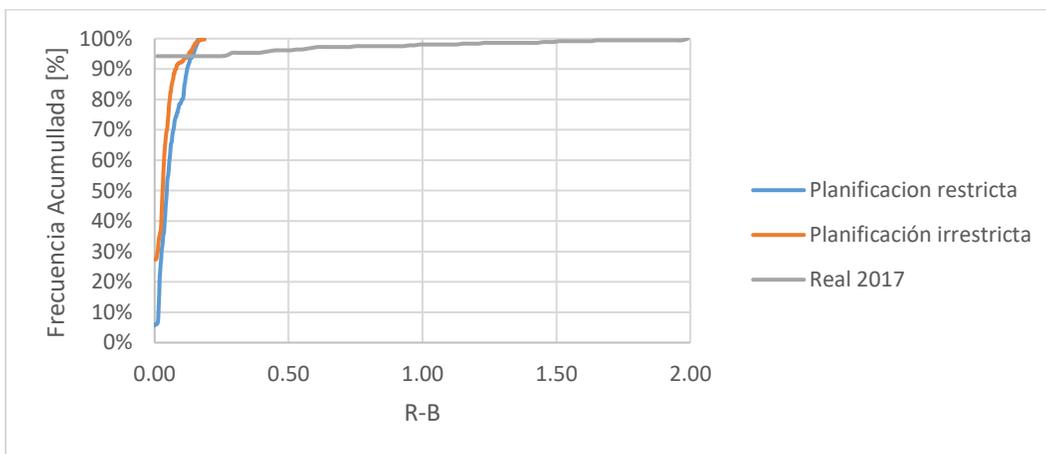


Figura 66. Frecuencia acumulada series completas. Laguna del Maule.

4.4 Escenario Húmedo Medio y Seco

4.4.1 Configuración de Escenarios

Mediante la utilización de las hidrologías del año 1977 como húmeda y el año 2012 como seca en base a la consideración de escenarios de disponibilidad hidroeléctrica alta y baja, se realiza el proceso descrito en 4.1.1 y nuevamente se consideran los escenarios con planificación restringida e irrestricta. El caso Medio, correspondiente a la hidrología del año 1974, corresponde al presentado en 4.1.1.

4.4.2 Comparación Trayectoria de Volúmenes

La trayectoria de volúmenes a nivel semanal de los embalses a considerar, correspondientes a los embalses Colbún, Ralco, Pangué, Melado, Machicura, Laguna La Invernada, Laguna de Laja y Laguna del Maule, resultantes de la operación con planificación restringida e irrestricta, en escenario de disponibilidad húmedo, medio y seco, se muestra en la Figura 67 como área apilada para mostrar el volumen embalsado controlado por restricciones. Se presentan de forma individual en el Anexo 1.

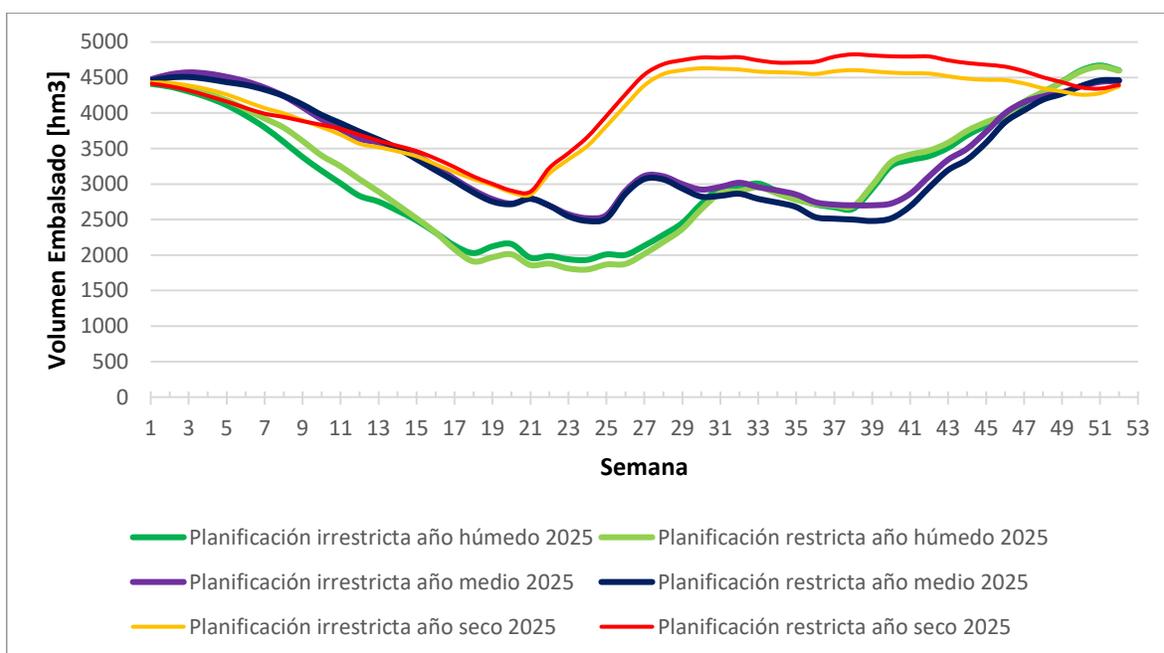


Figura 67. Volumen embalsado sujeto a restricciones acumulado resultante de operación condicionada por planificación restringida e irrestricta a nivel semanal, para escenarios de disponibilidad de generación hidroeléctrica húmeda, media y seca.

Para el escenario húmedo, se da una participación de la generación hidro 7,81% mayor al escenario medio, mientras que para el escenario seco es menor en un 8,66%.

4.4.3 Comparación Participación por Tecnología

El cambio que presenta la operación sujeta a planificación restringida e irrestricta, bajo escenarios de disponibilidad de generación hidroeléctrica húmeda, media y seca, es presentado por generación en la Tabla 18 mientras la diferencia porcentual respecto al caso con planificación restringida en la Tabla 19, ambas a nivel de total anual.

Tabla 18. Participación por tecnología de generación bajo planificación restringida e irrestricta; escenarios de disponibilidad hidroeléctrica húmedo, medio y seco.

	Biomasa [GWh]	Carbón [GWh]	Cogener [GWh]	Diesel [GWh]	Geotérm. [GWh]	Hidro. [GWh]	GNL [GWh]	Minihid. [GWh]	Fotovolta [GWh]	Eólica [GWh]
Húmedo Plan Rest.	1614,49	20249,35	138,39	139,58	368,96	39801,51	1712,84	429,62	18011,93	9538,04
Húmedo Plan. Irrest.	1594,04	20630,83	138,39	132,05	370,02	39712,23	1605,85	429,62	17954,59	9437,18
Dif. Húmedo	20,45	-381,48	0,00	7,53	-1,06	89,28	106,99	0,00	57,34	100,87
Medio Plan Rest.	1822,62	22968,97	138,39	169,13	385,88	32614,00	3059,44	435,76	19734,02	10676,54
Medio Plan Irrest.	1793,40	23645,90	138,39	169,40	385,88	32620,47	2708,58	435,76	19660,53	10446,49
Dif. Medio	29,22	-676,93	0,00	-0,27	0,00	-6,47	350,86	0,00	73,49	230,04
Seco Plan Rest.	1995,62	26917,52	138,39	257,99	385,88	24647,29	5296,24	452,35	20211,07	11702,43
Seco Plan. Irrest.	1991,69	26831,75	138,39	259,92	385,88	24637,80	5474,67	452,35	20198,70	11633,63
Dif. Seco	3,92	85,77	0,00	-1,93	0,00	9,48	-178,42	0,00	12,37	68,80

Tabla 19. Participación porcentual por tecnología de generación bajo planificación restricta e irrestricta; escenarios de disponibilidad hidroeléctrica húmedo, medio y seco.

	Biomasa	Carbón	Cogener.	Diesel	Geotérm.	Hidro	GNL	Minihidro	Fotovolt.	Eólica
Húmedo Plan Rest.	1,75%	22,01%	0,15%	0,15%	0,40%	43,26%	1,86%	0,47%	19,58%	10,37%
Húmedo Plan. Irrest.	1,73%	22,42%	0,15%	0,14%	0,40%	43,16%	1,75%	0,47%	19,51%	10,26%
Dif. Húmedo	0,02%	-0,41%	0,00%	0,01%	0,00%	0,10%	0,12%	0,00%	0,06%	0,11%
Medio Plan Rest.	1,98%	24,96%	0,15%	0,18%	0,42%	35,45%	3,33%	0,47%	21,45%	11,60%
Medio Plan Irrest.	1,95%	25,70%	0,15%	0,18%	0,42%	35,46%	2,94%	0,47%	21,37%	11,35%
Dif. Medio	0,03%	-0,74%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	0,38%	0,00%	0,08%	0,25%
Seco Plan Rest.	2,17%	29,26%	0,15%	0,28%	0,42%	26,79%	5,76%	0,49%	21,97%	12,72%
Seco Plan. Irrest.	2,16%	29,16%	0,15%	0,28%	0,42%	26,78%	5,95%	0,49%	21,95%	12,64%
Dif. Seco	0,01%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	-0,19%	0,00%	0,02%	0,08%

La mayor disponibilidad hidro en el escenario húmedo produce una disminución de las energías fotovoltaica, eólica, biomasa, GNL, diesel y carbón (-1,87%, -1,23%, -0,23%, -1,47%, -0,03% y -2,95%) respecto al escenario medio con planificación restricta. Comparando la operación con planificación restricta e irrestricta para esta hidrología se presenta una disminución en la participación del carbón (-0,41%) al considerar las restricciones en la planificación, aumentando las participaciones de la biomasa, generación fotovoltaica, eólica, en base a GNL, diesel e hidro (0,02%, 0,06%, 0,11%, 0,12%, 0,01% y 0,10%).

Por otra parte, la menor participación de hidrogenación en el escenario seco implica un aumento en la participación por parte de las energías en base a biomasa, fotovoltaica, eólica, GNL, diesel y carbón (0,19%, 0,52%, 1,12%, 2,43%, 4,30%, 0,10% y 4,30%) y al comprar según planificación restricta e irrestricta, el primero presenta una disminución en la participación de GNL (-0,19%) y aumentos en la participación de la biomasa, fotovoltaica, eólica, carbón, e hidro (0,01%, 0,02%, 0,08%, 0,10% y 0,01%).

4.4.4 Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO₂ y Costos

Con el fin de entender mejor las diferencias operacionales del sistema ante las diferentes planificaciones y escenarios de disponibilidad de generación hidroeléctrica, se presenta la Tabla 20 Tabla 17.

Tabla 20. Comparación de Encendidos, apagados, emisiones de CO₂ y Costos entre los casos con planificación con y sin restricciones; escenarios de disponibilidad de generación hidroeléctrica húmedo, medio y seco. () Respecto a operación con planificación irrestricta.*

	Escenario	Planificación Irrestricta	Planificación Restringida	Diferencia porcentual*
Número de Encendidos	Húmedo	330	332	0,61%
Número de Apagados		332	332	0,00%
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]		22,30	22,12	-0,81%
Costo por Generación [MMUSD]		1027,05	1016,96	-0,98%
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]		22,70	22,15	-2,42%
Costo Total [MMUSD]		1049,75	1039,11	-1,01%
Número de Encendidos	Medio	408	401	-1,72%
Número de Apagados		409	401	-1,96%
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]		26,12	25,76	-1,38%
Costo por Generación [MMUSD]		1221	1214,44	-0,54%
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]		27,66	26,83	-3,00%
Costo Total [MMUSD]		1248,66	1241,27	-0,59%
Número de Encendidos	Seco	765	736	-3,79%
Número de Apagados		764	735	-3,80%
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]		30,91	30,89	-0,06%
Costo por Generación [MMUSD]		1526,42	1519,01	-0,49%
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]		54,87	53,32	-2,82%
Costo Total [MMUSD]		1581,29	1572,33	-0,57%

Capítulo 5

Modelo 2030

5.1 Operación Con Planificación Restricta e Irrestricta

5.1.1 Configuración del Modelo

La configuración del modelo es similar a la indicada en 4.4.1, pero considerando un horizonte de un año comprendido entre el 1 de Enero 2030 y 1 de Enero 2031 y una proyección de demanda al año 2030 y escenario E de integración ERNC en base al Informe Final Corregido PELP 2018 mencionado en 2.1.4.

Además, tiene como datos de entrada la hidrología al año 1974 como escenario de disponibilidad hidroeléctrica media, una proyección de demanda al año 2030 y escenario E de integración ERNC en base al Informe Final Corregido PELP 2018 mencionado en 2.1.4.

Se utiliza como planificación la forzante de volúmenes diarios correspondiente a la resultante de la optimización del año completo con configuración temporal de etapas de 4 horas y 4 bloques por etapa resuelto con modelo de despacho para el caso irrestricto y Unit Commitment no secuencial para el caso restricto.

5.2 Comparación Operación Restricta e Irrestricta

5.2.1 Trayectoria de Volúmenes de Embalses

El interés se basa en el volumen embalsado total resultante de los 8 embalses a considerar: Colbún, Ralco, Pangué, Melado, Machicura, Laguna La Invernada, Laguna de Laja y Laguna del Maule; a partir de los cuales se consideran los casos sujetos a planificación restricta e irrestricta, en consideración de que las forzantes implican directamente un cambio en la operación de los embalses y su trayectoria de volúmenes, además de los escenarios húmedo, medio y seco para el año 2025, a modo de comparación con los modelos con planificación restricta e irrestricta para el año 2030. Lo anterior se presenta en la Figura 68.

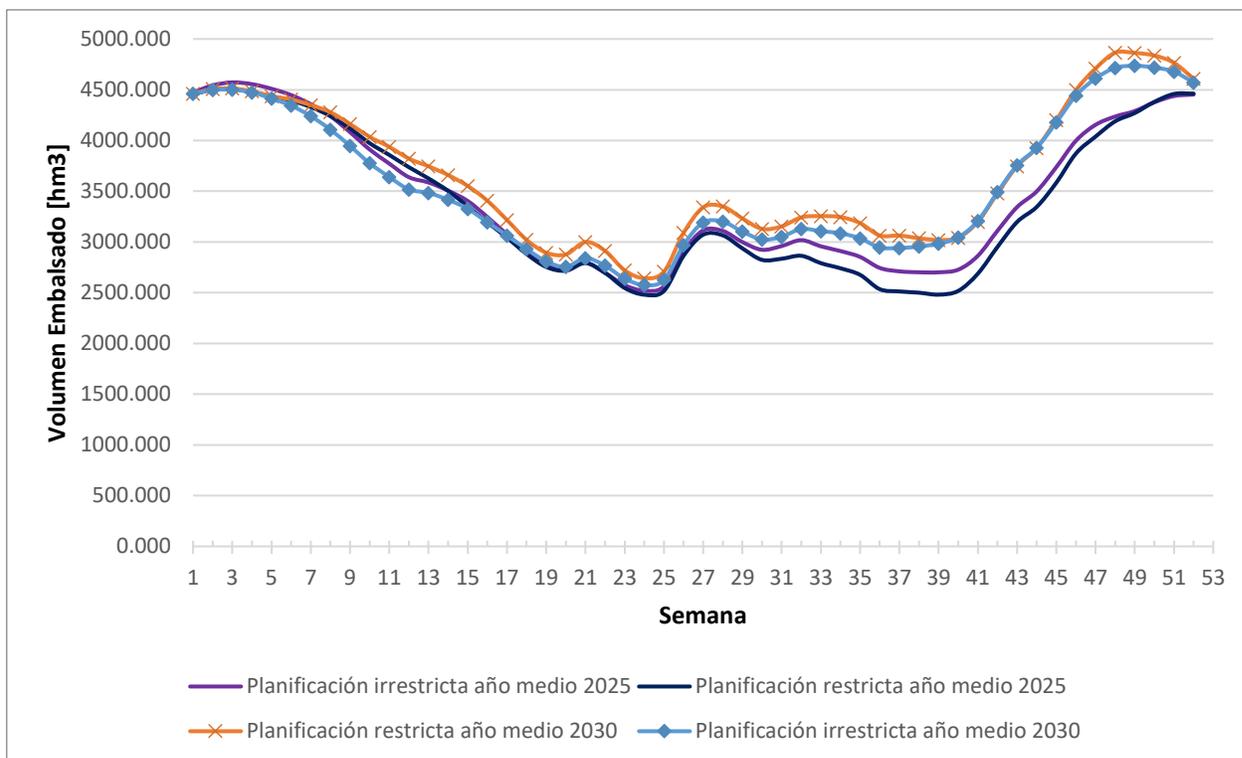


Figura 68. Trayectoria de volumen resultante total con forzante restricta e irrestricta de los embalses; año medio proyección 2025 y 2030.

Es posible notar que entre las semanas 5 y 40, el volumen del caso restricto está por encima del caso sin restricciones en la planificación, siendo posteriormente su diferencia considerablemente menor hasta la semana 46, para entonces volver a converger. Esta trayectoria de volúmenes indica que la mayor parte del tiempo el caso restricto guarda más agua que su contraparte.

5.2.2 Comparación Participación por tecnología

El cambio que presenta la operación al considerar planificación con restricción respecto a la planificación irrestricta en términos de generación por parte de las centrales con distintas fuentes primarias, además de la participación porcentual por caso, es presentado a nivel anual en la Tabla 21.

Tabla 21. Comparación participación por tecnología según planificación, año 2030.

	Biomasa	Carbón	Cogener.	Diesel	Geotérm.	Hidro.	GNL	Minihidr.	Fotovolt.	Eolica
Diferencia Generación [GWh]	-13,04	108,22	0,00	-65,65	0,00	-21,30	48,58	0,00	-53,93	-2,89

Participación Plan. Irrestringida [%]	1,70	24,72	0,13	0,53	0,35	29,08	7,90	0,40	25,59	9,60
Participación Plan. Restringida [%]	1,69	24,81	0,13	0,47	0,35	29,06	7,95	0,40	25,54	9,60

La consideración de las restricciones en la planificación produce un aumento de generación en base a carbón (108,22 GWh) y GNL (48,58 GWh). Por otra parte, se produce una disminución de ERNC en forma de menor integración de energía eólica (-2,89 GWh), fotovoltaica (-53,93 GWh) y biomasa (-13,04 GWh), con una disminución en el uso de diesel (-65,65 GWh). La generación proveniente de minihidros, cogeneración y energía geotérmica se mantienen invariantes. Es de esta forma que el reemplazo del uso de diesel y aumento del carbón resta flexibilidad al sistema, siendo necesario el vertimiento ERNC.

5.2.3 Comparación Encendidos, Apagados, Emisiones CO₂ y Costos

Con el fin de entender mejor las diferencias operacionales del sistema ante las diferentes planificaciones, se presenta a forma de resumen la Tabla 22.

Tabla 22. Comparación de Encendidos, apagados, emisiones de CO₂ y Costos entre los casos con planificación con y sin restricciones. Proyección Año 2030. () Respecto a operación con planificación irrestringida*

	Planificación Irrestringida	Planificación Restringida	Diferencia porcentual*
Número de Encendidos	1560	1459	-6,47%
Número de Apagados	1553	1454	-6,37%
Emisiones CO ₂ [MMTonCO ₂]	32,68	32,74	-0,18%
Factor de Sistema CO ₂ [TonCO ₂ /MWh]	0,300	0,280	-6,67%
Costo por Generación [MMUSD]	1824	1817	-0,38%
Costo Encendidos y Apagados [MMUSD]	114,1	109,4	-4,12%
Costo Total [MMUSD]	1939	1927	-0,62%

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo Futuro

Al analizar la distribución del recurso hídrico en el caso de estudio ilustrativo, resultante de la consideración de restricciones en un escenario de alta penetración ERNC, es posible concluir que el agua se desplaza hacia los periodos de mayor variabilidad ERNC, producto de una necesidad de mayor flexibilidad en donde la generación hidroeléctrica apoya en distintas funciones bajo restricciones eléctricas, mientras obliga a modificar su operación de las generadoras térmicas por parte de las restricciones ambientales. De forma individual, las restricciones impactan de forma distinta a la generación hidroeléctrica, pero es en su conjunto cuando los requerimientos adicionales entran en conflicto.

Bajo un escenario de restricción de rampa en las centrales de generación en base a carbón, el caso ilustrativo muestra que es la generación hidroeléctrica la que asume funciones de rampa en periodos de alta variabilidad ERNC, siendo las centrales de generación térmica las que absorben el consiguiente desplazamiento.

Las consideraciones de restricciones de tiempo mínimo en las centrales a carbón muestran por su parte un fuerte impacto sobre el sistema, puesto que el empuntamiento se ve restringido, siendo nuevamente la generación hidroeléctrica un reemplazo principalmente en periodos de alta variabilidad ERNC sobre las unidades que, o bien salen de operación o disminuyen a sus mínimos técnicos dependiendo del grado de variabilidad ERNC.

Por otro lado, las restricciones ambientales tienen impactos tanto sobre periodos de alta integración ERNC, donde el caudal ecológico obliga a la generación hidroeléctrica en dichos periodos desplazando a otras tecnologías incluso hasta generar vertimientos ERNC, mientras que en los periodos de baja integración ERNC la restricción de rampa en la generación hidroeléctrica induce funcionamiento de rampa en unidades a carbón.

Los distintos escenarios de restricciones individuales tienen un impacto sobre los costos totales de operación del sistema, siendo su suma inferior al resultante del caso con todas las restricciones activas. Además, el escenario de restricción eléctrica sobre el sistema tiene el mayor impacto económico y la mayor similitud con la operación con todas las restricciones, siendo entonces la de mayor impacto con un total de 847.594 [MMUSD], un 7,98% superior al caso irrestricto y 0,78% superior a la suma de los aumentos individuales por restricción.

De igual forma, cada escenario de restricción tiene un impacto sobre la variabilidad de la generación hidroeléctrica durante el periodo de simulación, mostrando una disminución en su desviación estándar para todos los casos y siendo el caso con todas las restricciones activas la de menor desviación, con un descenso de un 14,87% respecto al caso irrestricto.

En términos de participación de las distintas tecnologías, al comparar la operación real del caso de estudio ilustrativo, tanto considerando restricciones y exenta de estas en su planificación, es posible notar que al no considerarlas en la planificación se produce un aumento de la participación del carbón de un 0,23%, y gas natural licuado del 0,05%, junto con el diesel que, si bien porcentualmente la variación en su participación es despreciable, tiene un aumento de generación de un 44,31% respecto a la planificación restringida. Por su parte, la integración ERNC se da con un aumento de participación de un 0,28%, siendo su generación un 0,73% mayor, en el caso restringido que en el caso irrestricto. La ausencia de las restricciones en la planificación no permite el manejo eficiente de agua en que el traslado del recurso a periodos de mayor variabilidad ERNC lo cual es fundamental para su integración, siendo necesario la utilización de energías de punta como lo son el diesel y gas natural licuado, resultando en un aumento de generación termoeléctrica, disminución de integración ERNC y menor eficiencia por parte de la generación hidroeléctrica.

Al comparar la operación real sujeta a restricciones y planificación de volúmenes con la operación con planificación irrestricta, esta última es un 1,28% más costosa, equivalente a un aumento de 11.3 [MMUSD], y aumentando el costo medio de generación por MWh en 0.16 USD, tomando entonces gran importancia en términos de costos al sistema la consideración de las restricciones en la planificación.

Al analizar los resultados de los modelos de operación con proyección de demanda al año 2025 y escenario E de integración ERNC referente al Informe Final Corregido PELP al año 2018, es posible obtener resultados referentes a la trayectoria de volúmenes de los embalses, participación por tecnologías e indicadores operacionales y ambientales.

En cuanto a la trayectoria de volúmenes de los 8 embalses sujetos a restricciones a considerar (Colbún, Ralco, Pangué, Melado, Machicura, Laguna La Invernada, Laguna de Laja y Laguna del Maule), es posible notar que las diferencias se presentan entre las semanas 22 y 48, donde el caso con planificación restringida alcanza un volumen menor a su par irrestricto y por tanto utilizando en primera instancia más agua y tiene flexibilidad suficiente para alcanzar el mismo volumen antes de terminado el periodo de estudio.

Por otra parte, en términos de participación a nivel anual de las distintas tecnologías de generación, al considerar las restricciones en la planificación, se produce una mayor integración de ERNC y reducción de generación en base a carbón, exigiendo la integración de GNL para entregar flexibilidad al sistema.

Además, se produce una reducción de un 1.72% y 1.96% de encendidos y apagados respectivamente, reducción en 1.38% de emisiones de CO₂, reducción de costo por generación de un 0.54%, de un 3.00% por encendidos y apagados, y un costo total de 0.59%. La disminución de costos no es trivial puesto que, si bien la mayor integración de ERNC y disminución del uso de carbón reduce costos, en este es capaz de compensar la mayor participación de una tecnología de punta de alto costo como lo es el GNL.

A partir de la comparación de la distribución de frecuencia de los indicadores de alteración hidrológica intradiaria respecto a la operación real al año 2017, es posible ver que tanto para

planificación restricta como irrestricta se presentan mejoras en sus valores, sin embargo entre ellos no existen mayores diferencias puesto que si bien tienen planificaciones distintas, ambas operaciones cuentan con las restricciones activas que limitan las variaciones intradiarias en términos de rampa máxima y caudal mínimo. Destaca el hecho que, con excepción a los casos de Laguna de Maule, Machicura y Melado, prácticamente para todo nivel de frecuencia se tienen alteraciones hidrológicas intradiarias menores, siendo incluso casi la totalidad de los valores (o bien el mayor índice) menor a los valores reales encontrados correspondientes al rango 20-30% inferior. Además, para Maule se tiene un 94% de valores nulos asociados más bien a ausencia que a mantener un nivel de entrega lo que se traduce en indicadores R-B extremos considerablemente mayores en la situación real al 2017, mejorando considerablemente entonces al implementar las restricciones y tomando especial importancia la restricción de caudal mínimo para este caso. Este modelo también fue resuelto para hidrologías húmeda y seca, considerando estas como escenarios de mayor y menor disponibilidad de hidrogenación respectivamente.

Para el escenario húmedo, la mayor disponibilidad de hidrogenación respecto al escenario medio genera la disminución de las energías fotovoltaica, eólica, biomasa, GNL, diesel y carbón. Comparando la operación con planificación restricta e irrestricta para esta hidrología, se presenta una disminución en la participación del carbón al considerar las restricciones en la planificación, aumentando las participaciones de la biomasa, fotovoltaica, eólica, GNL, diesel e hidro.

Por parte del escenario seco, de menor disponibilidad de hidrogenación, se produce un aumento en la participación por parte de las energías en base a biomasa, fotovoltaica, eólica, GNL, diesel y carbón. En este escenario, al comprar según planificación restricta e irrestricta, presenta una disminución en la participación de GNL y aumentos en la participación de la biomasa, fotovoltaica, eólica, carbón, e hidro, similarmente a lo obtenido en las hidrologías media y húmeda.

En este trabajo también se consideró la proyección de demanda al año 2030 y el correspondiente escenario E de integración ERNC referente al Informe Final Corregido PELP al año 2018, de cuya modelación al igual que en el caso referente al año 2025, es posible obtener resultados referentes a la trayectoria de volúmenes de los embalses, participación por tecnologías e indicadores operacionales y ambientales. Este caso se considera como una sensibilidad donde se aumenta el nivel de participación de ERNC variable con respecto al 2025, a efectos de estresar las restricciones de operación eléctrica y verificar sus impactos en la planificación del agua embalsada.

En cuanto a la trayectoria de volúmenes a considerar, es posible notar que la mayor parte del tiempo el caso restricto guarda más agua que su contraparte. Además, ambos casos están por encima y presentan menores diferencias que los casos del 2025 que por cierto tiene una menor integración de ERNC y por tanto presenta un sistema de menor flexibilidad.

La participación a nivel anual para la proyección al 2030 de las distintas tecnologías de generación, al considerar las restricciones en la planificación, produce un aumento de generación en base a carbón y GNL. Por otra parte, se produce una disminución de ERNC

en forma de menor integración de energía eólica, fotovoltaica y biomasa, con una disminución en el uso de diesel. La generación proveniente de minihidros, cogeneración y energía geotérmica se mantienen invariantes. Es de esta forma que el reemplazo del uso de diesel y aumento del carbón resta flexibilidad al sistema, siendo necesario el vertimiento ERNC.

En términos operacionales, también se produce una reducción de un 6,47% y 6,37% de encendidos y apagados respectivamente, reducción de 0,18% en emisiones de CO₂. Además, se da una reducción de un 0,62% en términos de costos totales, los cuales corresponden a una reducción de un 0,38% en costo únicamente por generación y de un 4,12% por encendidos y apagados.

Es entonces importante la consideración de las restricciones para la planificación del uso del agua embalsada, especialmente cuando en el sistema exista, por un lado, alta ernc y, por otro, centrales con restricciones en su operación, es decir, con alta variabilidad e inflexibilidad. Los embalses son capaces de entregar flexibilidad al sistema, siendo visible una integración mayor de ERNC de la mano de un aumento en el GNL y bajas del carbón y diesel, correspondiendo esto a un servicio adicional que compite con los de arbitraje, riego e incluso generación hidroeléctrica. Es importante destacar que, en este caso, la mayor integración ERNC y reducción de costos totales de generación resultante de la modelación presente no están condicionados a una inversión adicional, respondiendo únicamente a una planificación más representativa de la realidad que se traduce en la modificación de la trayectoria de volúmenes de manera leve.

Este caso no considera incertidumbre, el modelo está sostenido en un entorno determinístico y la consideración de las restricciones en la planificación podrían aportar al manejo de la variabilidad introducida junto su consideración, siendo interesante la discusión respecto a la capacidad de respuesta o bien flexibilidad del sistema frente a la incertidumbre. Se puede tomar como punto de consideración para esto el estudio de escenarios húmedo y seco, donde el primero, al tener una mayor disponibilidad de agua y por tanto flexibilidad, logra una mayor integración de ERNC y una disminución de generación a carbón puesto que la flexibilidad adicional aporta principalmente a la integración renovable de alta variabilidad, mientras que en el segundo si bien hay un aumento menor de ERNC, se presenta una disminución de generación en base a GNL, intercambiando así la flexibilidad que entrega la planificación sobre la generación con esta tecnología de alto costo pero gran flexibilidad. El presente trabajo sirve tanto como primera aproximación para determinar un orden de magnitud sobre los distintos parámetros estudiados como de los factores que influyen sobre la integración de variabilidad o flexibilidad al sistema.

Finalmente, como el concepto de la facilidad de adaptación a la variabilidad, ya sea de la demanda, de la hidrología, o de la generación eólica y solar, que se caracterizan por su intermitencia y aleatoriedad, es uno de los principales aportes de la planificación considerando las restricciones, el estudio de la implementación de tecnologías de almacenamiento de energía como las centrales de bombeo, que precisamente aportan

flexibilidad al sistema eléctrico en las que operan, parece un punto de comparación importante puesto que contrapone la introducción de flexibilidad al sistema mediante un cambio de planificación con una inversión en tecnología aplicable tanto para instalaciones existentes como a nuevos proyectos hidráulicos a desarrollar.

De esta forma es que se podrían presentar distintos escenarios futuros en que se mejore la eficiencia de respuesta a la integración de energías renovables, al aumento de demanda, del funcionamiento de centrales a carbón y el uso de agua, tanto mediante una inversión, una mejor planificación o la integración de ambas.

Bibliografía

- Baker, D. B., Richards, R. P., Loftus, T. T. & Kramer, J. W. 2004. A new Flashiness index: Characteristics and applications to midwestern rivers and streams. *Journal of the American Water Resources Association*, 40(2), 503-522, doi:10.1111/j1752-1688.2004.tb01046.x.
- Benavides, C. 2008. Herramienta computacional para modelo de pre-despacho económico de carga. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.
- Chen, Z. & Forsyth. 2008. Pricing Hydroelectric Power Plants With/without Operational Restrictions: A Stochastic Control Approach. *Nonlinear Models in Mathematical Finance*. Nova Science Publishers, 1(9): 275–304. <http://www.cs.uwaterloo.ca/~paforsyt/powerplant.pdf>.
- Comisión Nacional de Energía. 2018. Anuario Estadístico de Energía. [En Línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf> [consulta: 21-08-2019]
- Coordinador Eléctrico Nacional. 2017. Reporte Anual.
- Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2004. Ley 19.940. <http://bcn.cl/1v19t>. [consulta: 21-08-2019]
- Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2005. Ley 20018. <http://bcn.cl/1uyd9>. [consulta: 21-08-2019]
- Chile. Ministerio de Energía. 2013. Ley 20698. <http://bcn.cl/1uyc4>. [consulta: 21-08-2019]
- Edwards, B. K., Flaim, S. J. & Howitt, R. E. 1999. Optimal Provision of Hydroelectric Power under Environmental and Regulatory Constraints. *Land Economics* 75(2): 267-83.
- European Commission Environment. 2015. Ecological Flows in the Implementation of the Water Framework Directive.
- Fosso, O. B., & Belsnes, M. M. 2004. Short-Term Hydro Scheduling in a Liberalized Power System. 2004 International Conference on Power System Technology, PowerCon 2004 (November 2016): 1321–26.
- Generadoras Chile. 2017. Reporte Anual [En Línea] <http://generadoras.cl/media/page-files/526/Reporte%20Anual%20Generadoras%20de%20Chile%202017.pdf> [Consulta: 20-6-2019]
- Guisández, I., Pérez-Díaz, J. I., & Wilhelmi, J. R. 2016. Influence of the Maximum Flow Ramping Rates on the Water Value. *Energy Procedia* 87: 100–107. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.363>.
- Guisández, I., Pérez-Díaz, J. I., & Wilhelmi, J. R. 2014. Effects of the Maximum Flow Ramping Rates on the Long-Term Operation Decisions of a Hydropower Plant. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 1(April): 514–19.

- Guisández, I., Pérez-Díaz, J. I., & Wilhelmi, J. R. 2016. Approximate formulae for the assessment of the long-term economic impact of the environmental constraints on hydropeaking Energy, 112: 629-641.
- Haas, J., Olivares, M.A & Palma-Behnke, R. 2015. Grid-wide subdaily hydrologic alteration under massive wind power penetration in Chile. Journal of environmental management, 154, 183-189.
- Harpman, D. 1999. Assessing the Short-Run Economic Cost of Environmental Constraints on Hydropower Operations at Glen Canyon Dam. Land Economics, 75(3): 390–401.
- Kosnik, L. 2013. Balancing Environmental Protection and Energy Production in the Federal Hydropower Licensing Process. Land Economics, 86(3): 444–66. <http://le.uwpress.org.silk.library.umass.edu/content/86/3/444.short>.
- Krause, C. W., Newcomb, T. J. & Orth, D. J. 2005. Thermal Habitat assessment of alternative flow scenarios in a tailwater fishery. River Research and Applications, 21(6): 581-593.
- Ministerio de Energía de Chile. 2018. Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.
- Niu, S. & Isley, 2013. On the Economics of ramping rate restrictions at hydropower plants: balancing profitability and environmental costs. Energy Econ 2013, 39: 39-52.
- Olivares, M. A., Haas, J., Palma-Behnke, R. & Benavides, C. 2015. A Framework to Identify Pareto-Efficient Subdaily Environmental Flow Constraints on Hydropower Reservoirs Using a Grid-Wide Power Dispatch Model. Water Resources Research, 51(5): 3664–3680.
- Padhy, N. P. 2004. Unit commitment—A bibliographical survey. IEEE Transactions on Power Systems, 19(2): 1196-1205.

Anexo 1: Volúmenes de Embalses

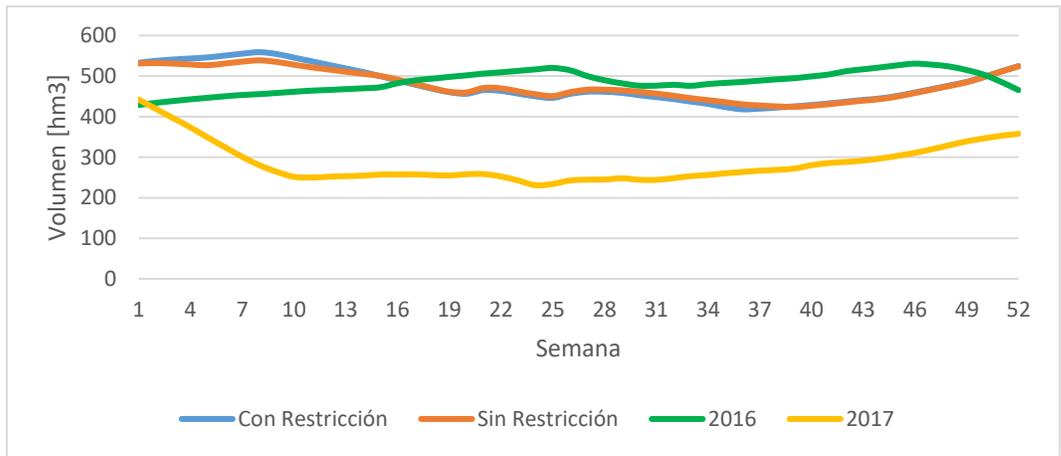


Figura 69. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, Laguna del Maule.

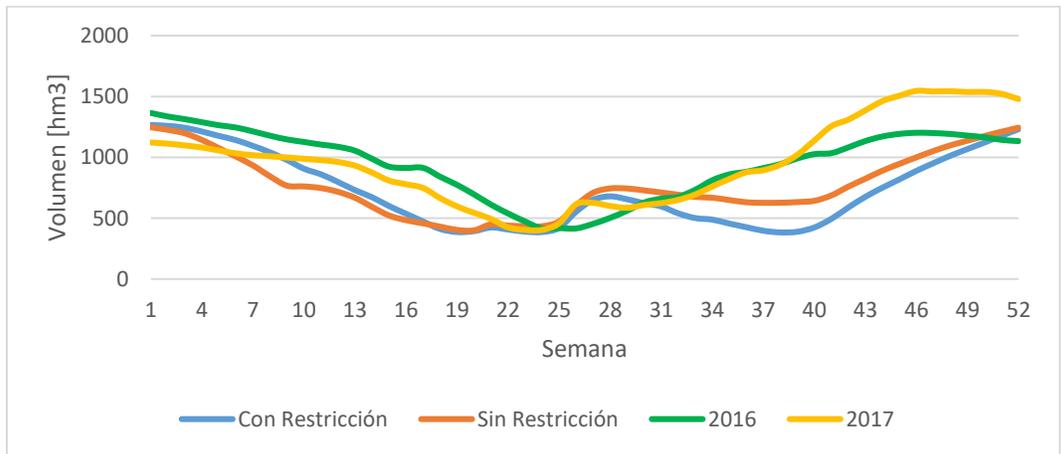


Figura 70. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, embalse Colbún.

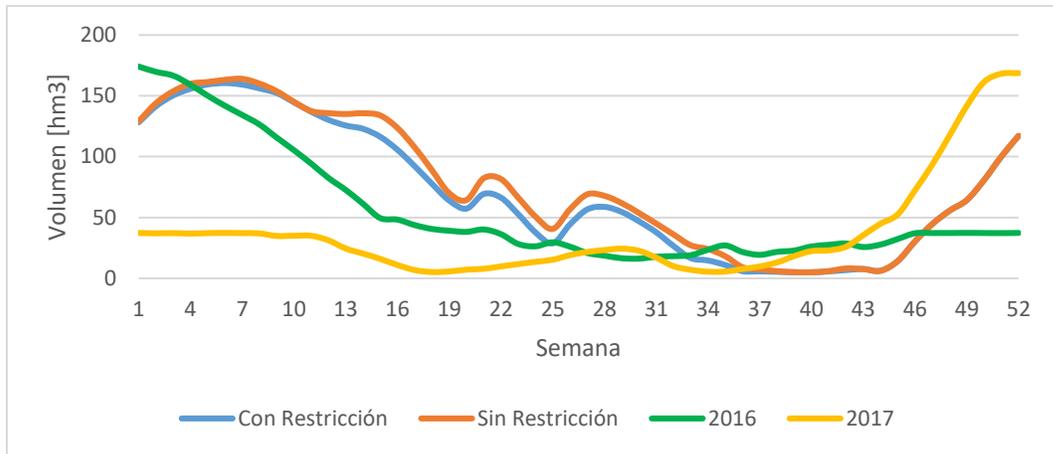


Figura 71. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, Laguna La Invernada.

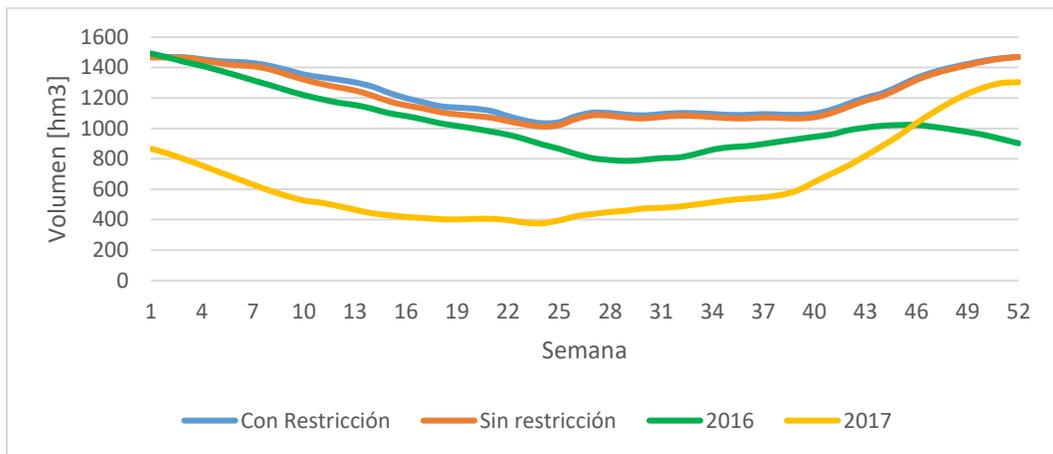


Figura 72. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, Laguna del Laja.

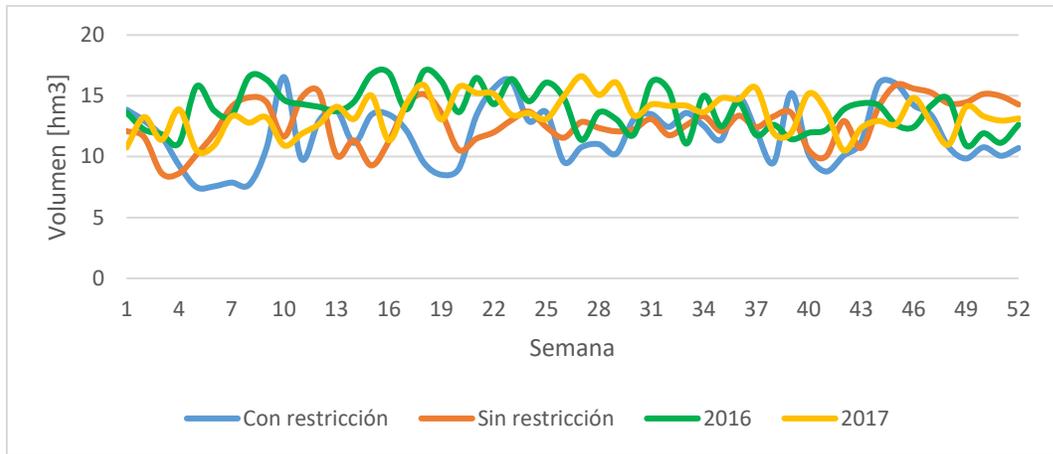


Figura 73. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, embalse Machicura.

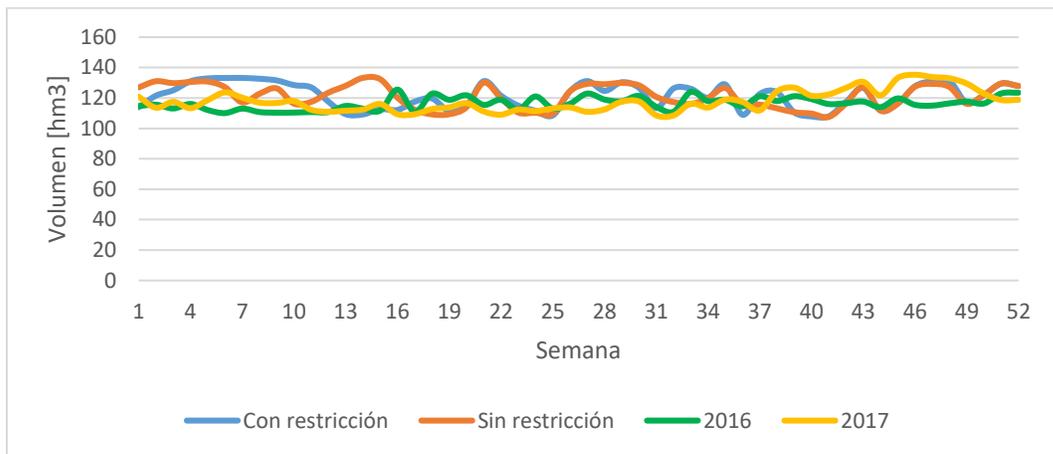


Figura 74. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, embalse Melado.

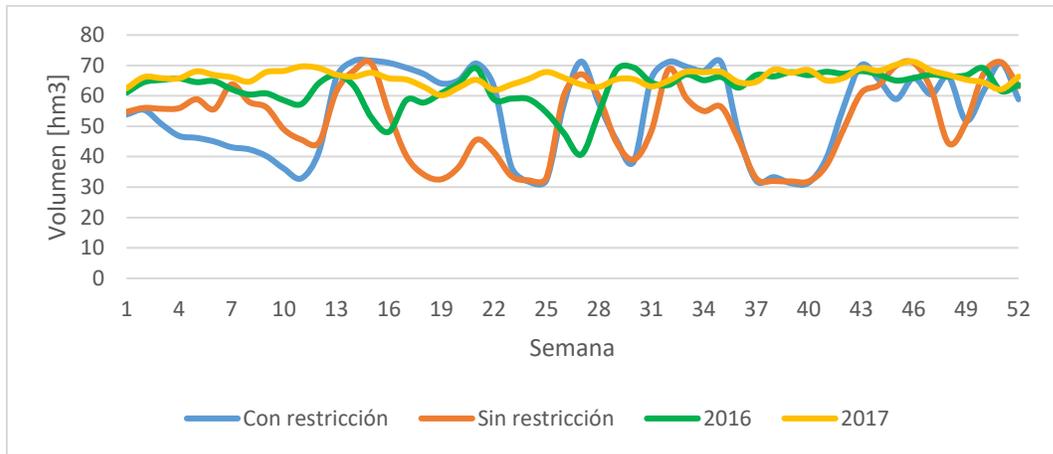


Figura 75. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, embalse Pangue.

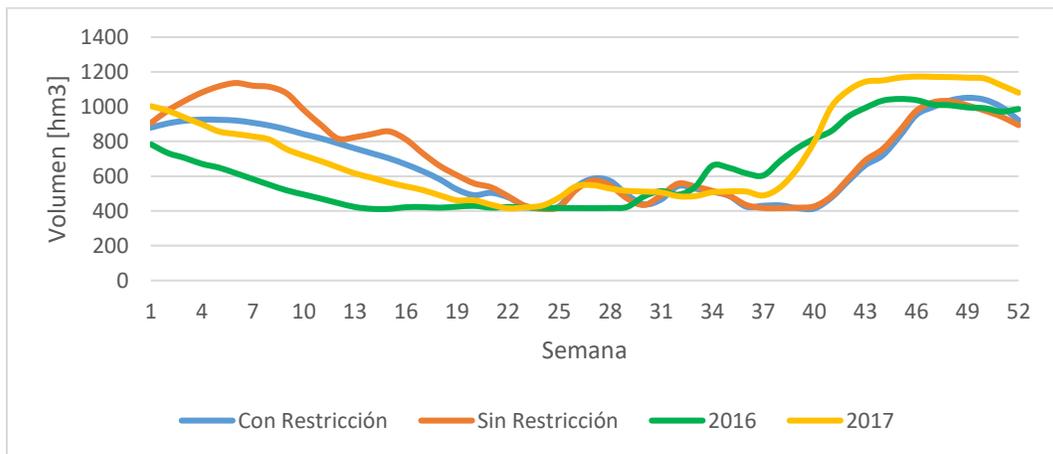


Figura 76. Trayectoria de volúmenes para proyección 2025 según planificación, embalse Ralco.