



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

PLANIFICACIÓN CONFIABLE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO 100% RENOVABLE
EN CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

HUGO MATÍAS GUILLERMO GODOY VALLE

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS INZUNZA BESIO
LUIS VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE
2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Hugo Matías Guillermo Godoy Valle
FECHA: Abril 2017
PROFESOR GUÍA: Dr. Rodrigo Moreno Vieyra

PLANIFICACIÓN CONFIABLE DE UN SISTEMA ELÉCTRICO 100% RENOVABLE EN CHILE

Las energías renovables han aumentado en forma progresiva su presencia en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo. La actual dependencia energética en combustibles fósiles, el calentamiento global y los problemas (tanto sociales, como de seguridad) asociados a la energía nuclear, han estimulado el desarrollo de tecnologías que aprovechen los recursos renovables disponibles en cada nación. Muestra de lo anterior, es que actualmente 173 países (entre ellos Chile) ya cuentan con una política energética respecto al desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Ahora, si bien la investigación científica ha expandido el conocimiento respecto a este tipo de recursos y las tecnologías que permiten aprovecharlos, un número reducido de esfuerzos se han centrado en planificar matrices energéticas que no incluyan centrales convencionales que utilicen como fuente primaria de energía algún combustible fósil. Es así como esta investigación buscó dilucidar la composición y operación de un parque generador 100% renovable para Chile, el cual fuera confiable desde el punto de vista de las reservas necesarias para el control de frecuencia en varias escalas de tiempo, incluyendo la respuesta inercial del sistema.

Los diversos escenarios planteados en esta investigación buscaron explorar la evolución de las matrices eléctricas óptimas y el impacto de las ecuaciones de seguridad de suministro, bajo distintos supuestos entre los que se encuentra una caída agresiva en los costos de inversión de centrales eólicas y solares fotovoltaicas (FV), distintos niveles de gestión de demanda o *Demand Side Management* (DSM) en la operación del sistema y distintas penetraciones (como porcentaje de la demanda sistémica) de energía eólica y solar FV, por ejemplo. Especial énfasis fue puesto en el impacto del nivel de inercia en el sistema para los diferentes escenarios, resaltándose las consecuencias de considerar (o omitir) aquellas ecuaciones que describen la respuesta inercial.

La principal conclusión de este trabajo fue demostrar la factibilidad (desde el punto de vista de la seguridad de suministro) de varias matrices de generación que son 100% renovables, con distintos portafolios tecnológicos. En general se advierte que dichas matrices poseen una preferencia hacia la inversión en centrales hidráulicas (especialmente de embalse y pasada) tanto por su flexibilidad, como por su capacidad de generar energía limpia en términos neto (tecnologías de almacenamiento tales como las centrales hidráulicas de bombeo, no pueden generar electricidad en términos neto).

El análisis de los resultados también permitió concluir que existen tecnologías con una importante orientación hacia la suficiencia de suministro, mientras que existen otras que preferentemente se desempeñan en el ámbito de los servicios complementarios. Adicionalmente, el hecho de que las centrales geotérmicas se comporten como centrales de base y que las tecnologías eólica y solar FV vean estimulada su penetración a niveles crecientes de gestión de demanda, constituyen también conclusiones relevantes de esta investigación.

A mis padres, tías y abuela

Agradecimientos

Primero agradecer a mi abuela y madre por el apoyo y amor incondicional que me han dado toda la vida. Mamá y Nena: Las amo con todo mi corazón y gracias por estar conmigo siempre. Este logro se los debo a ustedes.

Agradecer también a mis amigos por todo lo vivido en esta etapa, especialmente a Víctor y Rodrigo por haber sido un pilar importante en el transcurso de estos seis años. Siempre les estaré agradecido por hacer de buena parte de este proceso una experiencia alegre y llena de anécdotas.

A mi profesor guía, Rodrigo Moreno, primero por aceptarme como su estudiante y segundo por sus oportunos consejos durante estos ocho meses. Del mismo modo, agradecer a Andrés Inzunza por todos los comentarios realizados y su inmensa disposición a ayudar.

A Camila, por su enorme cariño y apoyo durante este proceso.

A mi hermana y Marion por haber ayudado a levantarme durante todo este proceso. Marion: Eres la mejor tía que un sobrino podría pedir, te amo mucho.

Finalmente a Miguel, por la infinita paciencia y las múltiples conversaciones en el marco de esta tesis.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Justificación y motivación de la presente tesis	1
1.2. Objetivo general	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Estructura del documento	3
2. Antecedentes generales	5
2.1. Panorama mundial de las energías renovables	5
2.2. Panorama nacional de las energías renovables	6
2.3. Modelos de planificación y operación en sistemas eléctricos de potencia	13
2.3.1. Predespacho económico	14
2.3.2. Planificación de la expansión en generación	15
2.4. Impactos de una alta penetración de energías renovables en el sistema eléctrico	16
2.5. Sistemas eléctricos en el mundo con penetraciones de energía renovable en torno al 100 %	18
3. Metodología	19
3.1. Nomenclatura	19
3.1.1. Tecnologías de generación	19
3.1.2. Conjuntos	20
3.1.3. Parámetros	20
3.1.4. Variables de decisión	21
3.2. Modelo de optimización	22
3.2.1. Función objetivo	22
3.2.2. Restricciones de operación	23
3.2.3. Central solar CSP	25
3.2.4. Centrales hidráulicas de embalse y bombeo	26
3.2.5. Baterías electroquímicas	27
3.2.6. Restricciones de seguridad de suministro	28
4. Caso de estudio: Sistema Eléctrico Nacional	33
4.1. Consideraciones generales	34
4.1.1. Datos de entrada	34
4.1.2. Condiciones de borde	41
4.2. Escenarios implementados	42

4.2.1.	Escenario base	42
4.2.2.	Portafolio óptimo bajo un criterio heurístico de reserva secundaria	42
4.2.3.	Portafolio óptimo para distintos niveles de penetración de TGV	43
4.2.4.	Portafolio óptimo en el que las ecuaciones inerciales son omitidas	43
4.2.5.	Portafolio óptimo considerando distintos niveles de gestión de demanda (DSM)	43
4.2.6.	Variantes implementadas a partir del escenario base	43
5.	Resultados y discusión	45
5.1.	Portafolio óptimo para distintos criterios de reserva secundaria	46
5.1.1.	Análisis de la confiabilidad en la operación del escenario base durante año seco	52
5.2.	Inversión y operación bajo distintos niveles de penetración de TGV	57
5.2.1.	Operación detallada semana 24 del año 2052 en base al criterio estocástico de reserva secundaria	61
5.2.2.	Operación detallada semana 24 del año 2052 en base al criterio heurístico de reserva secundaria	63
5.3.	Respuesta inercial del sistema	66
5.4.	Diferentes niveles de gestión de demanda (DSM)	69
5.5.	Variantes implementadas a partir el escenario base	71
5.5.1.	Inversión y operación sin tecnologías de almacenamiento electroquímico/hidrobombeo	71
5.5.2.	Inversión y operación en base a las tecnologías eólica, solar FV y hidráulicas	72
5.5.3.	Inversión y operación bajo una disminución agresiva en los costos de inversión de las TGV	73
5.6.	Algunas consideraciones económicas	75
6.	Conclusiones	77
6.1.	Trabajo futuro	79
	Bibliografía	81
A.	Anexos	85
A.1.	Valores asignados a cada parámetro	85
A.2.	Restricciones que aseguran disponibilidad energética de una hora a otra	86
A.2.1.	Baterías electroquímicas	86
A.2.2.	Hidráulica de bombeo	86
A.2.3.	Hidráulica de embalse	87
A.2.4.	Solar CSP	87
A.3.	Restricción no lineal asociada a la reserva secundaria	87
A.4.	Operación detallada del día representativo de cada mes en el contexto del escenario base para los años húmedo y seco	90

Índice de Tablas

2.1.	Potencia total instalada a 2015 correspondiente a las 6 tecnologías (en base a energías renovables) con más impacto en la matriz energética mundial. . . .	6
2.2.	Generación bruta mensual asociada a cada tecnología en base a recursos renovables no convencionales en Chile. Primer semestre 2016.	7
2.3.	Cuadro comparativo que entrega el porcentaje de utilización del recurso renovable en base a su potencial estimado.	10
2.4.	Requerimientos sistémicos propios de un sistema eléctrico termoelectrico tradicional.	14
2.5.	Lugares donde se ha suplido la demanda en base a un porcentaje de ERNC cercano o igual al 100 %.	18
4.1.	Potencias mínimas y máximas de cada central disponible para invertir. . . .	38
4.2.	Costo de inversión para cada tecnología.	39
4.3.	Costos variables asociados a la operación de cada tecnología.	39
4.4.	Años hidrológicos considerados en esta investigación.	41
5.1.	Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología en el contexto del escenario base. Criterios de naturaleza estocástica y heurística para la reserva secundaria. 46	46
5.2.	Costos totales y costos de la energía bajo los dos criterios de reserva secundaria. 46	46
5.3.	Requerimientos de reserva secundaria bajo los dos criterios estudiados. . . .	47
5.4.	Asignación de reserva secundaria para cada tecnología.	47
5.5.	Energía generada por cada tecnología bajo ambos criterios de reserva secundaria. 48	48
5.6.	Participaciones de cada tecnología, en términos energéticos, al año 2016 y proyección al año 2051.	48
5.7.	Evolución de la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV, a partir del escenario base.	57
5.8.	Evolución de la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV, a partir del escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.	58
5.9.	Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Criterio estocástico de la reserva.	59
5.10.	Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Criterio heurístico de la reserva.	59
5.11.	Costo total, costo de la energía y cociente entre capacidad instalada y demanda máxima. Escenarios S_1 y S_2	66

5.12. Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología considerando tres niveles distintos (en términos del porcentaje de la demanda) de gestión de demanda.	69
5.13. Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Se incluyen las reservas asignadas a cada tecnología para los tres escenarios estudiados en el contexto de DSM.	70
5.14. Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario sin baterías ni centrales de bombeo. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.	71
5.15. Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario sin baterías ni centrales de bombeo.	72
5.16. Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario en base a viento, sol (FV) y agua. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.	73
5.17. Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario en base a viento, sol (FV) y agua.	73
5.18. Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario donde el costo de inversión de las TGV disminuye considerablemente. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.	74
5.19. Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario donde el costo de inversión de las TGV disminuye considerablemente.	74
5.20. Costo total y costo de la energía para el escenario base bajo los dos criterios de reserva secundaria estudiados.	75
5.21. Costo total y costo de la energía para aquellos escenarios donde se ha impuesto una penetración fija de TGV, bajo ambos criterios de reserva secundaria. . .	75
5.22. Costo total y costo de la energía para aquel escenario donde se han omitido las ecuaciones inerciales.	75
5.23. Costo total y costo de la energía para aquellos escenarios donde se han fijado distintos niveles de gestión de demanda.	75
5.24. Costo total y costo de la energía para los escenarios S , S' y S''	76
A.1. Valores asignados a las capacidades mínima y máxima (potencial) de cada tecnología, constantes de inercia, rampas horarias, rampas de emergencia y cotas para el nivel de agua almacenado en los embalses.	85
A.2. Valores asignados a múltiples parámetros utilizados en el presente trabajo. .	86

Índice de Ilustraciones

2.1.	Gráficos que muestran (a) la participación (en términos de capacidad en generación) de las ERNC en Chile y (b) los porcentajes de la capacidad en generación asociados a cada tecnología no convencional.	7
2.2.	Gráficos comparativos entre (a) la energía proveniente de fuentes ERNC y convencionales, y (b) la energía proveniente de cada una de las fuentes ERNC.	8
2.3.	Potencial regional de recursos renovables en Chile.	9
2.4.	Distribución del potencial en generación asociado a la tecnología geotérmica en Chile.	10
2.5.	Evolución histórica de las normativas de fomento a las ERNC en Chile	11
2.6.	Principales metas de Energía 2050.	12
2.7.	Modelos de planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia, en función de la complejidad y escala de tiempo considerada.	13
2.8.	Diagrama que representa el concepto de predespacho agrupado.	15
3.1.	Diagrama de flujos de potencia que representa la operación de la central solar CSP utilizada en este estudio. SP_j corresponde a la máxima energía termal que el receptor central puede absorber en la hora j	25
3.2.	Diagrama de flujos de potencia que representa la operación de la batería electroquímica utilizada en este estudio.	28
3.3.	Gráfico que ilustra la evolución temporal, post contingencia, de la frecuencia sistémica y $P_1 (= P_m - P_e)$	30
3.4.	Magnitud de la variable $\delta_{i,j}$ para todo el dominio de la misma.	31
4.1.	Primera semana del perfil de demanda utilizado en esta tesis.	34
4.2.	Proyecciones de demanda generadas en [1].	35
4.3.	Gráficos que muestran (a) la radiación en por unidad para las 8760 horas del año y (b) la radiación correspondiente a la primera semana de enero (curva azul) y primera semana de junio (curva roja).	36
4.4.	Distribución geográfica de las opciones de inversión en centrales eólica.	37
4.5.	Serie hidrológica generada a partir de un conjunto de tres años representativos de una hidrolología seca, media y húmeda.	41
5.1.	Despacho horario del día 24 de febrero de 2051. Escenario base.	49
5.2.	Despacho horario del día 6 de junio de 2051. Escenario base.	49
5.3.	Factores de planta de cada tecnología de generación implementada, para los dos días de estudio.	50

5.4.	Gráficos que muestran las reservas (a) primaria y (b) secundaria asignadas por el coordinador. 24 de febrero de 2051.	50
5.5.	Gráficos que muestran las reservas (a) primaria y (b) secundaria asignadas por el coordinador. 6 de junio de 2051.	51
5.6.	Evolución del factor de planta mensual asociado a las tecnologías solar CSP y hidráulica de embalse.	51
5.7.	Porcentaje de participación mensual de cada tecnología en el despacho de energía durante el año (a) húmedo y (b) seco.	52
5.8.	Porcentaje de participación mensual de cada tecnología en el despacho de reserva secundaria durante el año (a) húmedo y (b) seco.	53
5.9.	Evolución del nivel de agua almacenado en los embalses durante la serie de 3 años estudiada.	54
5.10.	Despacho horario del día 29 de marzo de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	54
5.11.	Asignación de reserva secundaria del día 29 de marzo de (a) 2050 y (b) 2052.	55
5.12.	Despacho horario del día 22 de agosto de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	55
5.13.	Asignación de reserva secundaria del día 22 de agosto de (a) 2050 y (b) 2052.	55
5.14.	Despacho horario del día 16 de diciembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	56
5.15.	Asignación de reserva secundaria del día 16 de diciembre de (a) 2050 y (b) 2052.	56
5.16.	Gráficos que ilustran la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV a partir de: (a) Escenario base y (b) escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.	57
5.17.	Requerimiento de reserva secundaria bajo distintas penetraciones de TGV para (a) criterio estocástico y (b) heurístico de reserva secundaria.	59
5.18.	Despacho horario escenario $\psi = 0, 25$. Criterio estocástico de reserva secundaria.	61
5.19.	Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0, 25$. Criterio estocástico. . .	61
5.20.	Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0, 25$. Criterio estocástico.	61
5.21.	Despacho horario escenario $\psi = 0, 35$. Criterio estocástico de reserva secundaria.	62
5.22.	Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0, 35$. Criterio estocástico. . .	62
5.23.	Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0, 35$. Criterio estocástico.	62
5.24.	Despacho horario escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.	63
5.25.	Asignación de reserva secundaria escenario base con criterio heurístico. . . .	63
5.26.	Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria. . .	63
5.27.	Despacho horario escenario $\psi = 0, 25$. Criterio heurístico de reserva secundaria.	64
5.28.	Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0, 25$. Criterio heurístico. . .	64
5.29.	Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0, 25$. Criterio heurístico.	64
5.30.	Despacho horario asociado al escenario $\psi = 0, 35$. Criterio heurístico de reserva secundaria.	65
5.31.	Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0, 35$. Criterio heurístico. . .	65
5.32.	Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0, 35$. Criterio heurístico.	65
5.33.	Gráficos que ilustran (a) ambos lados de la ecuación que limita el RoCoF máximo y (b) ambos lados de la ecuación que limita la reserva primaria desplegable. Escenario S_1 durante las 744 horas de enero.	67

5.34. Gráficos que ilustran (a) ambos lados de la ecuación que limita el RoCoF máximo y (b) ambos lados de la ecuación que limita la reserva primaria desplegable. Escenario S_2 durante las 744 horas de enero.	67
5.35. Asignación de reserva primaria para cada tecnología que debe prestar este servicio. Escenarios S_1 y S_2	68
A.1. Superficies generadas a partir de las tres expresiones en (A.2).	88
A.2. Curvas generadas a partir de las tres expresiones en (A.2).	89
A.3. Despacho horario del día 16 de enero de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	90
A.4. Asignación de reserva secundaria del día 16 de enero de (a) 2050 y (b) 2052.	90
A.5. Despacho horario del día 21 de febrero de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	91
A.6. Asignación de reserva secundaria del día 21 de febrero de (a) 2050 y (b) 2052.	91
A.7. Despacho horario del día 4 de abril de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base. .	92
A.8. Asignación de reserva secundaria del día 4 de abril de (a) 2050 y (b) 2052. .	92
A.9. Despacho horario del día 30 de mayo de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	93
A.10. Asignación de reserva secundaria del día 30 de mayo de (a) 2050 y (b) 2052.	93
A.11. Despacho horario del día 16 de junio de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	94
A.12. Asignación de reserva secundaria del día 16 de junio de (a) 2050 y (b) 2052.	94
A.13. Despacho horario del día 31 de julio de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base. .	95
A.14. Asignación de reserva secundaria del día 31 de julio de (a) 2050 y (b) 2052. .	95
A.15. Despacho horario del día 25 de septiembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	96
A.16. Asignación de reserva secundaria del día 25 de septiembre de (a) 2050 y (b) 2052.	96
A.17. Despacho horario del día 24 de octubre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	97
A.18. Asignación de reserva secundaria del día 24 de octubre de (a) 2050 y (b) 2052.	97
A.19. Despacho horario del día 24 de noviembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.	98
A.20. Asignación de reserva secundaria del día 24 de noviembre de (a) 2050 y (b) 2052.	98

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo comienza describiendo la justificación y motivación del trabajo de investigación realizado. Luego, se define el objetivo general y los objetivos específicos. Finalmente, se presentan los alcances de esta tesis y la estructura del documento.

1.1. Justificación y motivación de la presente tesis

La actual dependencia energética en combustibles fósiles, el calentamiento global y los problemas (tanto sociales, como de seguridad) asociados a la energía nuclear, son solo tres de los elementos que han estimulado el auge de tecnologías que aprovechen fuentes de energía renovable en el mundo. Prueba de lo anterior es que a 2016, 173 de los 195 países que conforman la Organización de las Naciones Unidas (ONU), ya cuentan con una política energética en torno al desarrollo de las energías renovables [2].

Respecto a la investigación científica, solo algunos esfuerzos se han centrado en planificar matrices eléctricas completamente renovables:

- A nivel internacional, [3] y [4] reportan trabajos en los que se estudian matrices con un nivel de penetración renovable del 100 %. Sin embargo, dichos desarrollos no están enfocados en modelar la respuesta inercial del sistema luego de una contingencia simple, ni optan por considerar un criterio de reserva secundaria que incorpore la estocasticidad de los recursos renovables.
- A nivel nacional, no se encontró bibliografía que modelara el conjunto SIC – SING con la finalidad de proponer una matriz eléctrica libre de fuentes convencionales y, consecuentemente, tampoco trabajos que evaluaran el impacto que el nivel de inercia sistémico tiene a la hora de planificar la expansión en generación en una matriz eléctrica libre de combustibles fósiles.

Es así como esta investigación buscó dilucidar la composición y operación de un parque generador 100 % renovable para Chile, el cual sea confiable desde el punto de vista de la regulación de frecuencia y, además, considere la estocasticidad propia de fuentes de energía

intermitente en la determinación de los niveles de reserva sistémica.

1.2. Objetivo general

El objetivo general de esta investigación es planificar de forma confiable¹ la expansión del sector generación de la matriz eléctrica chilena, teniendo como premisa (y principal restricción) que la penetración de energías renovables al año 2050 corresponderá a la totalidad² de la generación eléctrica anual en el país.

1.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos abordados en este trabajo son:

- Diseñar un modelo de planificación de expansión en generación equivalente a un problema de optimización lineal, cuyo output corresponda a un portafolio de tecnologías de generación 100% renovables para la matriz eléctrica de Chile.
- Integrar de forma analítica restricciones inerciales que aseguren una operación confiable desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. Además, se debe integrar la incertidumbre (propia de variables de naturaleza estocástica) asociada a la demanda y los recursos solar y eólico.
- Evaluar los cambios en el portafolio óptimo y el despacho³, como consecuencia de distintos niveles de penetración de generadores eólicos y solares FV (tecnologías intermitentes) en Chile.
- Reportar el potencial de las energías renovables a lo largo del territorio nacional.
- Desarrollar una solución que integre sistemas de almacenamiento de energía.

1.4. Alcances

- La metodología propuesta considera, en principio, un modelo determinístico de la problemática. Pese a ello, el modelo captura la estocasticidad tanto del recurso eólico y solar (en base a sus funciones de error de pronóstico), como de la demanda.
- El modelo cuenta con una resolución temporal de una hora.
- Representación uninodal del sistema eléctrico (capacidad de transmisión infinita en el territorio nacional).
- El problema de optimización debe considerar, a priori, generación a partir de plantas solares (FV y CSP), eólicas, hidráulicas (de pasada, embalse y bombeo) y geotérmicas.

¹ Confiable = Segura + Suficiente

² SIC + SING

³ Tanto de energía como de reservas.

Las baterías electroquímicas completan el conjunto de tecnologías disponibles para invertir.

- La planificación es desarrollada en el marco de una política pública que busca verificar la factibilidad técnica de una matriz eléctrica libre de generación en base a combustibles fósiles, por lo que un análisis económico detallado de los resultados queda fuera del alcance de esta investigación.

Cabe señalar que el modelo fue programado completamente en el software FICO Xpress⁴, el cual corresponde a un optimizador comercial para programación lineal (LP), lineal entera mixta (MILP), entre otros. Se utilizaron 8 equipos, cada uno con un procesador Intel® Core™ i7, 8 núcleos y 8 GB de memoria RAM.

1.5. Estructura del documento

El presente documento consta de 6 capítulos, cada uno comenzando con una breve introducción a los temas abordados. A continuación, se presenta una síntesis de cada uno de ellos.

El Capítulo 2 se compone de todos los antecedentes contingentes a esta investigación, comenzando por una breve mirada al panorama tanto internacional, como nacional del desarrollo de las energías renovables. Se incluyen también algunas consideraciones del predespacho económico y del modelamiento de la inversión.

El Capítulo 3 describe la metodología propuesta, comenzando por la nomenclatura básica utilizada. Posteriormente, los parámetros considerados, las variables de decisión y el modelo de optimización son explicados. El capítulo finaliza presentando las restricciones de seguridad de suministro que fueron consideradas en esta tesis.

En el Capítulo 4 se presenta el caso de estudio en el que se implementó el modelo matemático diseñado. Primeramente, los datos de entrada y condiciones de borde al modelo que consideran las características propias del Sistema Eléctrico Nacional (SEN⁵), son explicadas. Luego, se describen los escenarios simulados y el (los) objetivo(s) que persigue(n) cada uno de ellos.

En el Capítulo 5 se exponen y analizan los resultados más importantes en base a los escenarios introducidos en el capítulo 4.

Finalmente, el Capítulo 6 integra las conclusiones extraídas de las simulaciones y el análisis de los resultados obtenidos. Complementariamente, se realizan comentarios sobre el trabajo futuro que podría llevar esta investigación a un desarrollo más profundo.

⁴ Específicamente, se usaron herramientas de programación lineal propias de este software.

⁵ Conjunto SIC-SING.

Capítulo 2

Antecedentes generales

El presente capítulo incluye los antecedentes generales necesarios para una adecuada comprensión de la problemática abordada en esta memoria. De esta forma, se presentan los principales elementos recopilados a partir de una revisión bibliográfica que cubre aspectos propios del potencial de las energías renovables en Chile y el mundo, el desarrollo de modelos de planificación de la generación eléctrica, y los impactos derivados de una alta penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) en la operación y planificación de los sistemas eléctricos. Se incorpora, de forma adicional, una sección en la que se describen algunos sistemas eléctricos de potencia en el mundo que cuentan con un parque libre (o prácticamente libre) de combustibles fósiles.

2.1. Panorama mundial de las energías renovables

Actualmente, en el sector energético mundial existe una constante y creciente penetración de tecnologías de generación en base a fuentes renovables. Esta situación se basa tanto en la creciente preocupación por el calentamiento global (más de 66 % de las emisiones de CO₂ provienen de la combustión de combustibles fósiles [5]), como en el desarrollo y madurez que han alcanzado las tecnologías de generación renovable, situación que ha permitido que la producción en base a estas fuentes no convencionales sea costo-eficiente respecto a tecnologías basadas en combustibles fósiles. De hecho, hoy en día en el mundo se instala, anualmente, más capacidad de generación renovable que capacidad de generación a partir de combustibles fósiles [2].

Cuantitativamente, al final de 2015 la capacidad de generación renovable en el mundo alcanzó un nivel tal que un $\sim 24\%$ de la demanda eléctrica mundial podía ser suplida solo con fuentes renovables (con un $\sim 17\%$ de esa energía en base a hidroelectricidad) [2]. La Tabla 2.1, incluye la potencia instalada en el mundo, por tecnología (en base a recursos renovables), a 2015 [2]. Es importante mencionar que la capacidad *hidráulica* incluida en la Tabla 2.1 no incluye a las centrales de bombeo. Adicionalmente, se entiende por *Bio-generación* aquella generación de energía eléctrica en base a bio-combustibles.

Tabla 2.1: Potencia total instalada a 2015 correspondiente a las 6 tecnologías (en base a energías renovables) con más impacto en la matriz energética mundial.

Tecnología	Potencia Instalada [GW]
Bio-generación	106
Eólica	433
Geotermia	13,2
Hidráulica	1.064
Solar CSP	4,8
Solar PV	227

En términos de inversión, en 2015 se destinaron en total 285,9 billones de dólares a nivel mundial en el marco de las energías renovables. Lo anterior considera:

- Todos los proyectos de biomasa,
- Todos los proyectos en energía eólica y geotérmica de más de 1[MW] de potencia,
- Todos los proyectos en energía hidráulica (incluyendo los relacionados a la energía proveniente de los océanos) con potencias en el rango [1,50] [MW],
- Todos los proyectos solares,
- Todos los proyectos de bio-combustibles con una producción anual mayor o igual de 1 millón de litros.

Finalmente, tal como se menciona en la sección 1.1 un $\sim 90\%$ de los países pertenecientes a la ONU han generado (a 2016) su propia política energética asociada al desarrollo de las energías renovables. Un ejemplo emblemático de lo anterior lo constituye el plan energético a 2050 de la Unión Europea, el cual representa la hoja de ruta de los países miembros en su transición hacia una matriz energética con una reducción del 80-95% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 2050 respecto a 1990 [6]. Además, se busca alcanzar el objetivo planteado anteriormente al mismo tiempo que se incrementa la competencia y los requerimientos asociados a la seguridad de suministro eléctrico.

2.2. Panorama nacional de las energías renovables

Chile se encuentra en una posición privilegiada en términos de disponibilidad de recursos renovables, los cuales abundan a lo largo y ancho del territorio nacional. Sin embargo, pese a que las *Tecnologías de Generación Variable* (TGV)¹ son suficientemente maduras, sus altos costos de inversión constituyeron la principal barrera de entrada al sistema eléctrico nacional. Respecto a lo anterior, la organización internacional sin fines de lucro *Natural Resources Defense Council* (NRDC) desarrolló un análisis del costo nivelado de la energía o costo real de la energía en Chile [7], demostrando que las tecnologías de generación convencionales en el país no son necesariamente la opción más rentable y segura para el futuro del sistema eléctrico.

¹ En esta investigación, las TGV hacen referencia a las centrales eólicas y solares FV.

Adicionalmente, es importante mencionar que el reporte “Climascope 2015” desarrollado por Bloomberg New Energy Finance y el Banco Interamericano de Desarrollo, ubica a Chile en el tercer puesto en el ranking mundial de los países con un mayor atractivo de inversión en Energías Renovables No Convencionales (ERNC), lo que se debe principalmente a que el país comienza a consolidarse como un líder en el área de la energía solar.

A continuación, se presenta el estado actual² de las ERNC en Chile, considerando tanto el nivel de participación (por tecnología) en la capacidad total de la matriz eléctrica nacional (Figura 2.1), como en la energía generada en el primer semestre de 2016³ (Tabla 2.2). Es importante mencionar que para la obtención de la Figura 2.1, se utilizaron los datos de “Potencia Neta [MW]” entregados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el documento público “Capacidad instalada de generación”, el cual agrupa todas las centrales construidas en los 6⁴ sistemas interconectados del país.

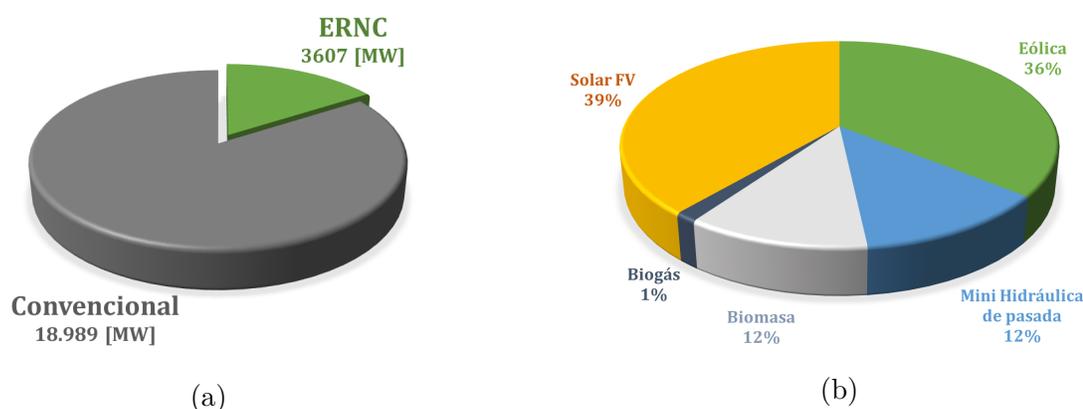


Figura 2.1: Gráficos que muestran (a) la participación (en términos de capacidad en generación) de las ERNC en Chile y (b) los porcentajes de la capacidad en generación asociados a cada tecnología no convencional.

Tabla 2.2: Generación bruta mensual asociada a cada tecnología en base a recursos renovables no convencionales en Chile. Primer semestre 2016.

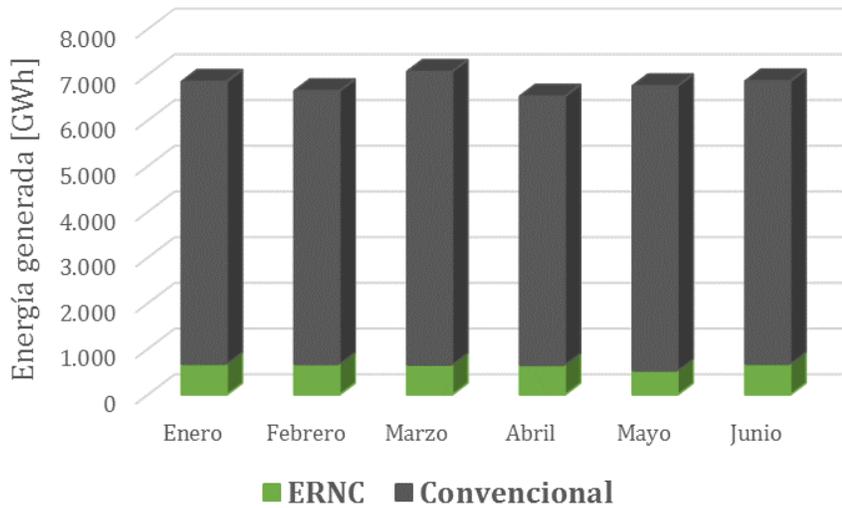
Fuente ERNC	Energía Generada [GWh]					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Biogás	17	17	19	20	22	22
Biomasa	176	197	222	203	209	222
Eólica	161	161	118	164	126	178
Mini Hidro	138	125	122	114	11	105
Solar FV	179	170	174	149	158	144
Total ERNC	671	70	655	650	526	671
Total ERNC + Convencional	6.182	5.977	6.415	5.879	6.230	6.190

² A septiembre de 2016.

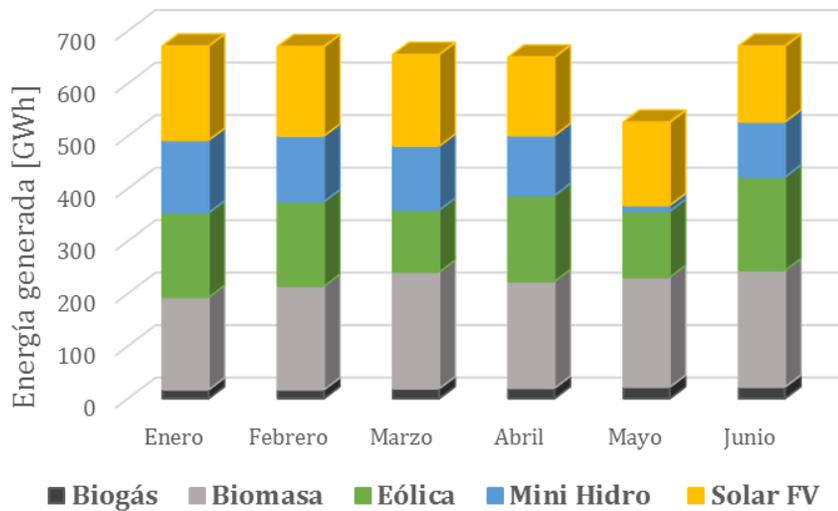
³ No se presentan datos posteriores a junio de 2016 dado que el último reporte CIFES publicado corresponde al mes de julio.

⁴ SING, SIC, LOS LAGOS, AYSÉN, MAGALLANES Y ISLA DE PASCUA.

A partir de la Tabla 2.2 se generaron los gráficos de la Figura 2.2, en donde se ordenan los datos de generación bruta presentados anteriormente.



(a)



(b)

Figura 2.2: Gráficos comparativos entre (a) la energía proveniente de fuentes ERNC y convencionales, y (b) la energía proveniente de cada una de las fuentes ERNC.

Es importante notar que el porcentaje de generación promedio asociado a las tecnologías renovables en la ventana de tiempo estudiada asciende a 10,4%, destacándose que la energía proveniente de la biomasa corresponde al máximo entregado por una única fuente ERNC en 5 de los 6 meses estudiados.

Con la finalidad de dimensionar el potencial de los recursos renovables en Chile, la Figura 2.3 muestra el potencial disponible en términos de energía solar (PV y CSP), eólica e hidráulica en el país. Esta información se obtuvo a partir de la publicación generada en 2014 por

el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH [8]. Es necesario mencionar que la energía geotérmica, biogás y biomasa, fueron excluidas del análisis desarrollado en [8] debido a que la metodología del estudio sólo permitía una estimación indirecta del potencial (geotermia), el potencial de la fuente de energía era muy bajo comparado a las que fueron estudiadas (biogás) o se estaban realizando estudios específicos para la tecnología en cuestión (biomasa).

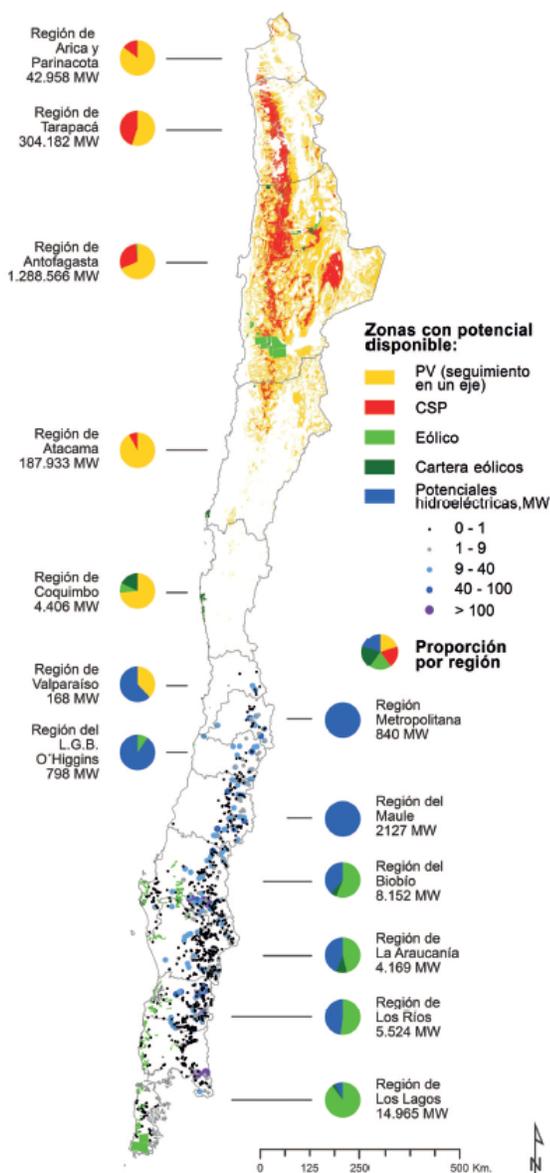


Figura 2.3: Potencial regional de recursos renovables en Chile.

Complementando la Figura 2.3 y con el fin de comparar las capacidades en tecnologías renovables instaladas (y proyectada) con sus respectivos potenciales, la Tabla 2.3 muestra el potencial en términos de [MW] a lo largo del territorio nacional en base a [8] y la potencia total⁵ de cada tecnología.

⁵ Considerando la potencia en operación, construcción, Resolución de Calificación Ambiental (RCA) apro-

Tabla 2.3: Cuadro comparativo que entrega el porcentaje de utilización del recurso renovable en base a su potencial estimado.

Tecnología	Solar FV	Solar CSP	Geotermia	Mini Hidro ⁶	Biomasa	Biogás	Eólica
En construcción [MW]	1.676	110	48	25	0	0	477
En calificación [MW]	5.434	1.270	0	95	67	0	1.949
En operación [MW]	1.267	0	0	435	417	53	947
Potencial [MW]	1,26 E+0,6	548.478	3.350	5.836	-	-	37.477
RCA Aprobada [MW]	12.038	1.085	120	455	112	8	6.500
Total [MW]	20.415	2.465	168	1.010	596	61	9.873
Porcentaje utilizado a la fecha ⁷	1,24	0,44	-	8,09	-	-	24,4

Se observa que el potencial nacional es al menos cuatro veces mayor que la capacidad considerada actualmente, independiente de la tecnología renovable que se quiera estudiar.

La Figura 2.4, muestra cómo se distribuye geográficamente el potencial del recurso geotérmico informado por Energía Andina. Tal como muestra la Figura, las zonas cordilleranas del norte grande y la zona centro sur corresponden a aquellas fuentes geotérmicas con mejor calidad del recurso.

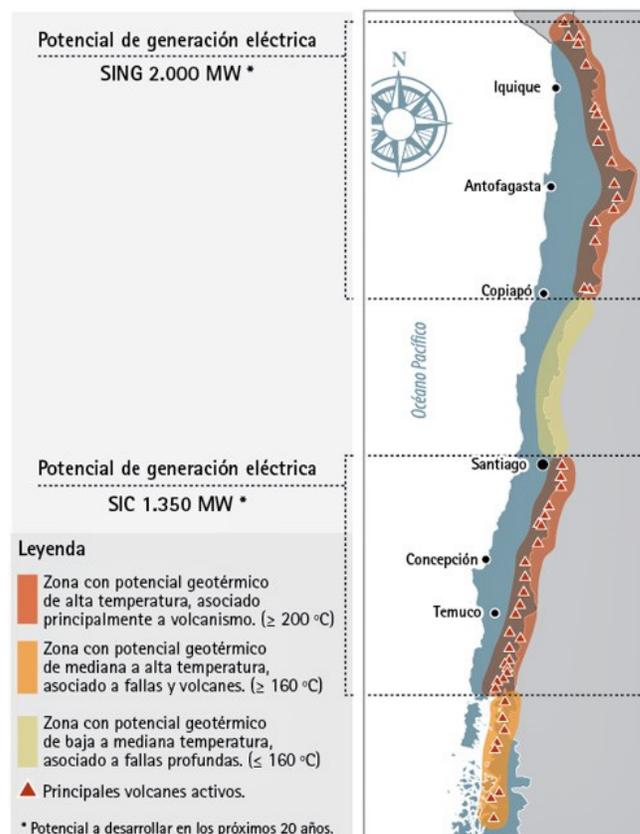


Figura 2.4: Distribución del potencial en generación asociado a la tecnología geotérmica en Chile.

bada y en calificación a junio de 2016.

⁶ Mini-hidro: Centrales hidroeléctricas de pasada con capacidades en el rango [0,40] [MW].

⁷ Calculado como: Total (En operación + En construcción + RCA aprobada + En calificación) dividido por el Potencial, multiplicado por 100.

Respecto a temas legislativos, la evolución histórica de las normativas de fomento a las ERNC en Chile se ilustra en la Figura 2.5.

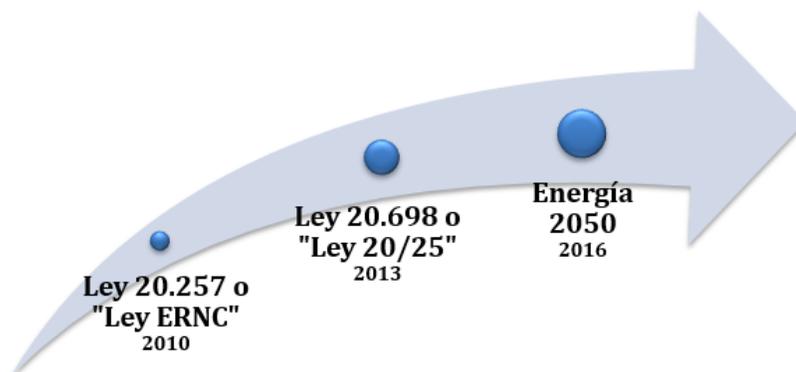


Figura 2.5: Evolución histórica de las normativas de fomento a las ERNC en Chile

La ley 20.257 no solo introdujo la definición de ERNC y las tecnologías consideradas por esta categoría, sino que además define una exigencia a toda empresa de generación respecto a los retiros realizados por las mismas. Así, todas las empresas de generación deben acreditar un porcentaje creciente⁸ de inyección ERNC en el origen de la energía retirada.

Posteriormente se promulga la Ley 20.698, la cual realiza modificaciones a las cuotas anuales que fijó la ley antecesora. El alcance de esta ley corresponde al año 2025, donde los retiros deberán acreditar un 20% de contenido renovable no convencional.

Finalmente, y en el marco de la *Agenda de Energía* (2014), se desarrolló desde agosto de 2014 a diciembre de 2016 un proceso inédito denominado *Energía 2050*, el cual correspondió a un proceso participativo de construcción de una Política Energética para las próximas décadas. En términos concretos, la Figura 2.6 muestra las principales (10) metas que fueron fijadas por el proceso.

⁸ Anualmente.

PRINCIPALES METAS 2050



Figura 2.6: Principales metas de Energía 2050.

Se destaca (pese a no corresponder a una Ley) el objetivo de tener una penetración igual al 70% de energías renovables a 2050. Si se considera la operación de los sistemas eléctricos en Chile durante el año 2015, dicho porcentaje supera en un 30% a la generación eléctrica bruta en el país mediante estas fuentes⁹.

⁹ En 2015, el 40% de la generación eléctrica total provino de fuentes renovables (tanto convencionales como no convencionales).

2.3. Modelos de planificación y operación en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por ser dinámicos y complejos. Así, es natural que su planificación y operación esté dividida en diversas ventanas de tiempo: desde los milisegundos a una serie de años. El trade-off entre el nivel de detalle de cada ventana y el horizonte de tiempo considerado, se ilustra en la Figura 2.7.

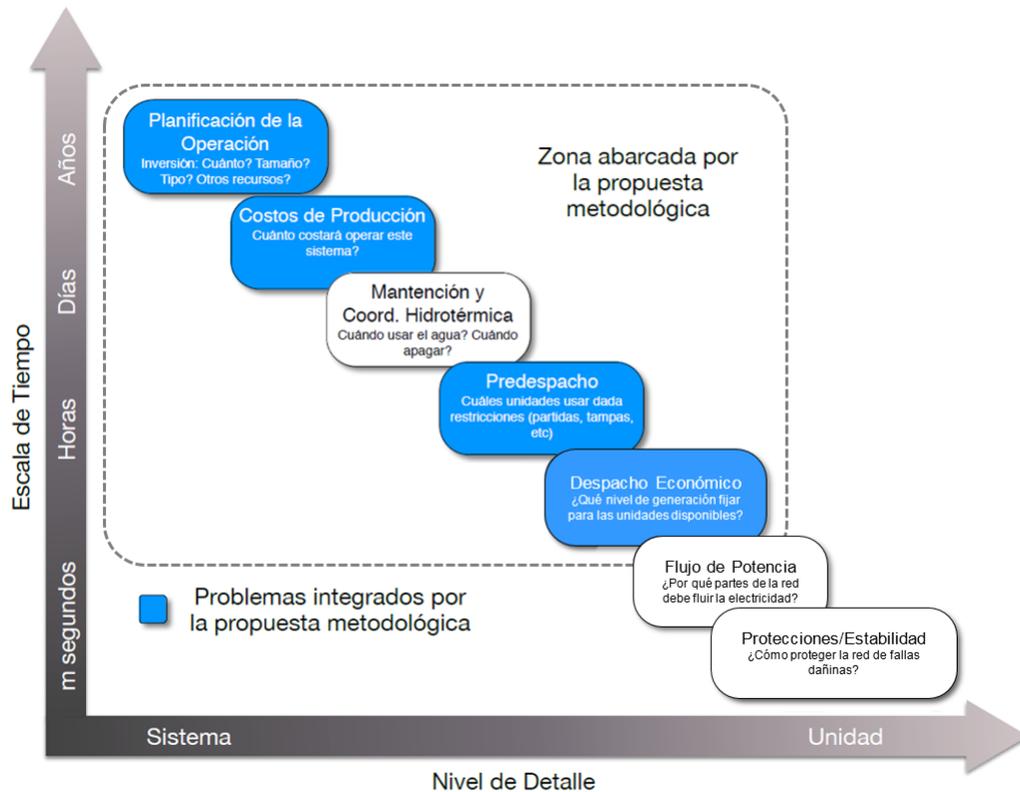


Figura 2.7: Modelos de planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia, en función de la complejidad y escala de tiempo considerada.

En el contexto de esta tesis, se estudiaron los problemas (ventanas de tiempo) de Despacho Económico (minutos-horas), Predespacho (horas-semanas), Costos de producción (algunos años) y Planificación de la Operación (sobre 10 años [9]). Es importante mencionar que, dada la complejidad computacional de resolver un problema con un horizonte de varios años y una resolución temporal horaria, el número máximo de años¹⁰ a simular en esta tesis asciende a 3 (26.280 horas). Lo anterior indica que la Planificación de la Operación es estudiada de forma simplificada en el presente trabajo.

En lo que sigue, se mencionan algunas consideraciones respecto a la forma en la que se implementa el predespacho en el marco de esta investigación, destacándose la técnica de

¹⁰ Con tal de alcanzar el óptimo del problema de optimización en tiempos no restrictivos (menos de 48 horas).

agrupamiento (clustering) de centrales que permitió reducir los tiempos de convergencia.

2.3.1. Predespacho económico

Tradicionalmente, el predespacho económico es definido¹¹ como aquel modelo que permite decidir qué unidades deben ser encendidas/apagadas en cada etapa (una hora) del horizonte de evaluación, buscando minimizar los costos totales de operación dado un conjunto disponible de unidades generadoras y un perfil de demanda sistémico. Adicionalmente, se debe cumplir de forma simultánea una serie de restricciones de operación (Tabla 2.4) .

Tabla 2.4: Requerimientos sistémicos propios de un sistema eléctrico termoeléctrico tradicional.

Restricciones de cada unidad generadora	Restricciones sistémicas
Capacidades máximas de generación	Balance carga/generación
Mínimos técnicos de generación	Capacidades de reserva
Rampas horarias	Restricciones de emisiones
Tiempos de encendido y apagado	Restricciones de transmisión

Respecto a Chile, modelos que rigen la operación del SIC y el SING han permitido implementar, a nivel sistémico, soluciones confiables en base a criterios determinísticos tanto para la restricción de balance, como para los requerimientos de reserva primarios y secundarios. Pese a ello, la alta penetración de TGV implicará un cambio en el paradigma de estos dos criterios, de tal forma que será necesario agregar en los modelos de planificación y operación variables que den cuenta de la naturaleza estocástica de los recursos. Así, esta tesis incorpora elementos que permiten capturar la estocacidad del recurso eólico y solar, con el fin de evaluar los costos reales que tendría la implementación confiable de una matriz con una agresiva penetración de tecnologías renovables.

En relación a la bibliografía considerada, se encontraron solo 3 documentos ([10],[11] y [12]), en los que se consideraron de forma explícita restricciones inerciales que aseguren un despacho confiable desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. Así, esta tesis constituye una instancia donde los esfuerzos dejan de ser centrados en restricciones de operación tradicionales, para pasar a aquellas restricciones que adquieren gran importancia en sistemas como los que se proyectan para el futuro en Chile y el mundo.

Finalmente, el modelo desarrollado en la sección 3.2 considera la técnica denominada *Predespacho Agrupado* [13], la cual permite disminuir los tiempos de cómputo y sacar del problema variables binarias asociadas al encendido y apagado de unidades de generación. La Figura 2.8 ilustra el agrupamiento considerado, donde se muestra cómo la central equivalente G_i se compone de un número entero (n_{gi}) de centrales más pequeñas. Es importante mencionar que en las simulaciones finales el número de centrales fue definido como un número real con tal de disminuir los tiempos de cómputo.

¹¹ En el contexto de matrices eléctricas de carácter hidrotérmico.

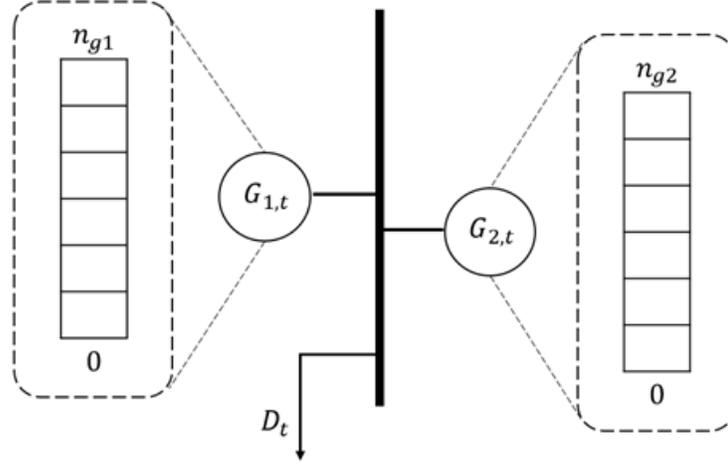


Figura 2.8: Diagrama que representa el concepto de predespacho agrupado.

2.3.2. Planificación de la expansión en generación

Uno de los elementos centrales del problema de expansión en la capacidad de generación, corresponde a la decisión de inversión. Así, se busca establecer en qué centrales se invertirá, cuánta capacidad se instalará de cada una y cuando deben entrar en operación, de manera que los costos totales de inversión y operación sean minimizados en el horizonte de evaluación. La forma más simple de la formulación lineal del problema de optimización asociado, se muestra en la ecuación (2.1).

$$C_{total} = \min \sum_{g \in G} \left(I_g c_g^{fijo} + \sum_{t \in T} P_{g,t} c_g^{var} \right) \quad (2.1)$$

Donde,

I_g : Capacidad de la tecnología g en la que se invierte, [MW].

$P_{g,t}$: Energía despachada por la tecnología g , en la ventana de tiempo t , [MWh].

c_g^{var} : Costos variables de operación asociados a la central g , [US\$/MWh].

c_g^{fijo} : Costos fijos (Costo total de inversión anualizado) asociados a la central g , [US\$/MW].

Un concepto importante en la ecuación (2.1) es el *Costo total de inversión anualizado*, el cual da cuenta de las cuotas (en montos iguales y pagadas periódicamente) en que se divide el pago total de una inversión. La ecuación (2.2) entrega el valor de la cuota correspondiente a cada tecnología de generación.

$$c_g^{inv} \cdot \underbrace{\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^\lambda} \right)}_{\text{Valor presente de una anualidad}} = C_g \quad (2.2)$$

Donde c_g^{inv} es el monto fijo de cada cuota [US\$/MW-año], r es la tasa de descuento, lambda

es la vida útil del bien adquirido y C_g es el valor total [US\$/MW] de cada tecnología g . Así, el costo total de inversión anualizado estará dado por la ecuación (2.3).

$$c_g^{\text{fijo}} = c_g^{\text{inv}} + c_g^{\text{COMA}} \quad (2.3)$$

Donde c_g^{COMA} en general es informado directamente en [US\$/MW-año].

Es importante mencionar que en el desarrollo de esta tesis no se usaron ventanas de tiempo de un año sino intervalos de tres años (horizonte de evaluación completo). Lo anterior responde a que la inversión se asume es realizada en la primera hora del primer año y operada durante los tres años restantes, por lo que se deben ser considerados pagos cada tres años y no anuales¹².

Consecuentemente, algunos parámetros de la ecuación (2.2) cambian:

- $\lambda \rightarrow \frac{\lambda}{3} = \lambda'$. Se reduce el número de cuotas en un factor igual a tres.
- $r \rightarrow (1 + r)^3 - 1 = r'$. Aumenta la tasa de retorno asociada a un periodo trienal.

Para finalizar esta sección, se menciona que hasta el día de hoy para planificar la expansión en generación se utiliza (entre otras) la abstracción teórica denominada *Screening Curves* [13], pero en la medida que los efectos de corto plazo toman más relevancia en la operación horaria de sistemas con una alta penetración de renovables, se hace necesario migrar a modelos que consideren restricciones de predespacho. El modelo de planificación desarrollado en la sección 3.2 resuelve el inconveniente mencionado previamente mediante el uso de programación lineal.

2.4. Impactos de una alta penetración de energías renovables en el sistema eléctrico

El uso masivo de TGV puede derivar en problemas en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), donde se destacan como mayores preocupaciones la estabilidad y la regulación de frecuencia del sistema. Entre las razones a este problema, encontramos:

- Suele no ser costo-eficiente mantener reservas de potencia en base a TGV. Esto es acentuado por el hecho de que este tipo de tecnologías buscan trabajar en el punto de máxima potencia mediante el algoritmo *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), por ejemplo.
- Las TGV que utilizan un convertidor no adicionan inercia al sistema.
- Nivel de disponibilidad variable en el tiempo (variabilidad) y que no se puede pronosticar de forma exacta (incertidumbre) asociada a los recursos utilizados por TGV.

¹² De esta forma, durante el horizonte de evaluación se pagará solo la primera cuota correspondiente a cada tecnología. Lo anterior es coherente con el hecho de que se evalúa la operación del parque por solo tres años (el programa ve que se acaba el mundo al final de este periodo).

Así, operar matrices eléctricas con una fuerte penetración de TGV implica disminuir la cantidad de centrales convencionales participando en la regulación de frecuencia, disminuir los niveles de inercia del sistema y aumentar (en la medida que la penetración de TGV aumente) la incertidumbre y variabilidad en el sistema.

Respecto a los niveles de reserva, la reserva primaria sufre cambios despreciables debido a que las centrales eólicas y solares FV no cambian la peor contingencia simple que puede afectar al sistema y, además, la desconexión masiva de todas las centrales eólicas es un evento no creíble [14]. Sin embargo, los niveles de reservas secundarias si se ven profundamente afectados debido a la variabilidad del recurso eólico, principalmente en la escala de 10-15 minutos [14]. El hecho de que mientras más amplio sea el horizonte de pronóstico, menos exacto es el valor del mismo, se traduce en un mayor impacto sobre el Control Secundario de Frecuencia (CSF) respecto a la variabilidad que pueda experimentar el Control Primario de Frecuencia (CPF).

Efectos en la regulación de frecuencia:

El decaimiento de la calidad de la respuesta en frecuencia bajo contingencias en un SEP, corresponde a uno de los efectos colaterales derivados de aumentar los niveles de TGV en el sistema. Lo anterior se traduce, por ejemplo, en los siguientes problemas:

- El SEP se expone a disminuciones más agresivas de frecuencia en instantes inmediatamente posteriores a una falla (empeoramiento de respuesta inercial). Esta situación puede desencadenar en desconexiones de carga por la activación de los relés de baja frecuencia (EDAC).
- Peor desempeño del CPF dada la incapacidad de amortiguar una excesiva caída en los niveles de frecuencia.
- Considerando la naturaleza estocástica del recurso eólico y solar, el sistema ahora debe estar preparado para compensar los cambios en la disponibilidad del recurso. Es así como los niveles de reserva secundarios aumentan si se quiere evitar exponer al SEP a un empeoramiento de su CSF.

En base a lo descrito en los párrafos anteriores, para asegurar la calidad del suministro eléctrico bajo un escenario de alta penetración de TGV, fuentes flexibles de generación (independientes de fuentes de generación convencional) constituyen alternativas indispensables en la conformación de la matriz energética a la que aspiran los países con políticas energéticas con énfasis en ERNC [15]. Al respecto, es importante mencionar que tecnologías como la geotermia han presentado en los últimos años avances tecnológicos que permiten no solo utilizarlas como centrales de base, sino como centrales generadoras excepcionalmente flexibles [16]. El desempeño de esta y otras tecnologías pioneras en Chile, fue evaluado en los escenarios de estudio propuestos en esta tesis.

2.5. Sistemas eléctricos en el mundo con penetraciones de energía renovable en torno al 100 %

El objetivo de establecer una matriz energética completamente en base a fuentes renovables ya no es una utopía: Una serie de localidades (desde algunas ciudades a países completos) en el mundo ya lo han conseguido o, al menos, cuentan con políticas energéticas de largo plazo que consideran una transición a matrices 100 % renovables [5]. La Tabla 2.5 incluye una serie de lugares en los que al menos un 96 % de la energía producida proviene de fuentes renovables (o se registraron días en que el despacho estuvo formado por los porcentajes indicados en la tabla). Cabe mencionar que los datos entregados para Islandia y Noruega, corresponden a los promedios para la operación de julio, agosto y septiembre de 2016, obtenidos a partir de [17].

Tabla 2.5: Lugares donde se ha suplido la demanda en base a un porcentaje de ERNC cercano o igual al 100 %.

Lugar	Porcentaje de penetración renovable	Tecnologías utilizadas
Baja Austria, Austria	100 %	Hidroelectricidad (63 %) Eólica (26 %) Biomasa (9 %) Solar (2 %)
Costa Rica	96 %	Hidroelectricidad (82 %) Biomasa/Geotermia/Eólica/Solar (14 %)
El Hierro, España	100 %	Eólica e Hidráulica de Bombeo
Islandia	100 %	Hidroelectricidad(73 %) Geotermia/Eólica/Solar(27 %)
Paraguay	99,9 %	Hidroelectricidad
Noruega	97,5 %	Hidroelectricidad (96 %) Geotermia/Eólica/Solar (1,5 %) Combustibles Fósiles (2,5 %)

Complementando la información de la Tabla 2.2, Portugal y Alemania también registraron (durante 2016) un despacho económico que cubrió 100 % de la demanda en base a fuentes renovables. Portugal alcanzó este récord en base a energía hidroeléctrica, eólica y solar, mientras que Alemania en base a energía solar y eólica.

A nivel sudamericano se destacan las políticas de Brasil, Ecuador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Uruguay, las cuales fijan los porcentajes de la electricidad suministrada en base a energías renovables en 86 % (a 2023), 90 % (2017), 80 % (2022), 80 % (2034), 94 % (2017) y 90 % (2015), respectivamente.

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se describe el modelo de optimización lineal propuesto. Primeramente, se establece la nomenclatura utilizada transversalmente en el documento. Luego, el modelo de optimización lineal es desglosado y cada ecuación del mismo es descrita.

Observación: Con la finalidad de simplificar la notación expuesta en esta sección, el subíndice y correspondiente al año, será omitido de las expresiones matemáticas. Así, se entenderá que las expresiones expuestas deben ser válidas para cada año y hora.

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Tecnologías de generación

A continuación, se incluye una lista con las abreviaturas correspondientes a cada una de las tecnologías consideradas para el desarrollo del modelo de optimización.

- b** : Batería Electroquímica.
- csp** : Termosolar de concentración (Concentrated Solar Power).
- g** : Geotermia.
- h** : Hidráulica de Embalse.
- p** : Hidráulica de Pasada.
- s** : Solar FV.
- v** : Hidráulica de Bombeo.
- w** : Eólica.

3.1.2. Conjuntos

- I : Conjunto de todas las tecnologías en las que se puede invertir.
- I^{CPS} : Conjunto de tecnologías que participan en el CPF y CSF.
- I^{WS} : Conjunto de tecnologías solar y eólica.
- I^S : Conjunto de tecnologías conectadas a través de un generador sincrónico.
- J_k : Conjunto de horas en el día k .
- J : Conjunto de horas en un año.
- Y : Conjunto de años.

3.1.3. Parámetros

- $cap_{i,base}$: Capacidad de referencia correspondiente a la central hidráulica i , [MW].
- cv_i : Costo variable (CVC + CVNC) de la tecnología i , [US\$/MWh].
- ci_i : Costo de inversión (anualizado) de la tecnología i , [US\$/MW].
- $\underline{C}_i, \overline{C}_i$: Cotas de capacidad mínima (igual a la instalada en el SIC-SING a 2016) y máxima (igual al potencial nacional) a instalar de la tecnología i , [MW].
- dc^+ : Costo de aumentar la demanda debido a gestión de la demanda, [US\$/MW].
- dc^- : Costo de disminuir la demanda debido a gestión de la demanda, [US\$/MW].
- $disp_{i,j}$: Disponibilidad del recurso (como porcentaje de la capacidad instalada) asociado a la tecnología i en la hora j , [p.u.].
- \overline{ds}^+ : Máximo porcentaje de la demanda que puede ser aumentada debido a gestión de la demanda, [p.u.].
- \overline{ds}^- : Máximo porcentaje de la demanda que puede ser disminuida debido a gestión de la demanda, [p.u.].
- D_j : Demanda en la hora j , [MW]
- E_{nom} : Capacidad nominal de una unidad del banco de baterías, [MWh].
- E_{csp}^{min} : Capacidad mínima del tanque de almacenamiento térmico de una central CSP, [MWh].
- E_{csp}^{max} : Capacidad máxima del tanque de almacenamiento térmico de una central CSP, [MWh].
- E_{anual} : Energía total demandada en un año, [MWh].
- f_o : Frecuencia nominal de la red [Hz].
- f_{min} : Frecuencia sistémica mínima permitida, [Hz].
- f_{db} : Banda de frecuencia muerta del controlador promedio del sistema, [Hz].
- η_i^C : Eficiencia de **carga** de la tecnología i , [-].
- η_i^D : Eficiencia de **descarga** de la tecnología i , [-].
- η_{PB} : Eficiencia del bloque de potencia de la central CSP, [-].
- $\eta_{storage}$: Eficiencia del almacenamiento térmico en las centrales CSP, [-]
- H_i : Constante de inercia de cada central de la tecnología i , [s]
- Inf_j : Afluente de agua a la central de embalse en la hora j , [hm³/h].
- λ_i : Pérdidas por evaporación y filtraciones en el embalse i , [p.u.].
- γ : Eficiencia de conversión correspondiente a las tecnologías que poseen un embalse, [MWh/hm³].

m_D	: Costo asociado a la operación en modo descarga de la batería, [US\$/MWh].
m_C	: Costo asociado a la operación en modo carga de la batería, [US\$/MWh]
M	: Parámetro asociado a la técnica big M.
n_{horas}	: Número de horas del año.
ρ_i	: Rampa horaria de la tecnología i, [MW/h]
P_i^{\min}, P_i^{\max}	: Potencias nominales mínima y máxima de cada central de la tecnología i, [MW].
P_1	: Mayor contingencia simple que puede afectar al sistema (Criterio N-1), [MW].
ψ	: Participación del conjunto Fotovoltaico-Eólico, como porcentaje de la energía total (anual) suministrada, [-].
r_i	: Rampa de emergencia de cada unidad de la tecnología i, [MW/s].
$Rocof_{\max}$: Máxima tasa de cambio de frecuencia permitida en el sistema, [Hz/s]
SP_j	: Radiación incidente en el receptor de la torre central en la hora j.
t_p	: Tiempo máximo en el que la reserva correspondiente al CPF puede ser desplegada, [h].
t_s	: Fracción de la potencia online que puede ser destinada a control secundario de frecuencia $\forall j$. Coincide con el tiempo máximo en el que la reserva correspondiente al CSF puede ser desplegada, [h].
$\bar{v}_i, \underline{v}_i$: Límites superior e inferior del nivel de agua del embalse asociado a la tecnología i, [hm ³].
$\tau_b, \tau_{csp}, \tau_{hydro}$: Porcentajes de la energía máxima disponible (calculada a partir de las capacidades instaladas) en la primera hora para baterías, CSP y centrales hidráulicas de embalse/bombeo, respectivamente, [-].
$voll$: Costo de Falla, [US\$/MWh].

3.1.4. Variables de decisión

C_i	: Capacidad instalada de la tecnología i, [MW].
D_j^-	: Disminución de la demanda en la hora j debido a gestión de la demanda, [MW].
D_j^+	: Aumento de la demanda en la hora j debido a gestión de la demanda, [MW].
$d_{i,j}$: Número de centrales de la tecnología i, apagadas en la hora j.
$E_{i,j}$: Energía almacenada por la tecnología i en la hora j, [MWh].
LL_j	: Demanda no suministrada en la hora j, [MW].
$n_{i,j}$: Número de centrales online de la tecnología i en la hora j [-]
N_i	: Número total de centrales instaladas de la tecnología i, [-].
$P_{i,j}$: Potencia despachada de la tecnología i en la hora j, [MW].
$P_{i,j}^C$: Potencia de carga de la tecnología i en la hora j, [MW].
$P_{i,j}^D$: Potencia de descarga de la tecnología i en la hora j, [MW].
$R_{i,j}^p$: Reserva en las centrales de la tecnología i en la hora j destinada al CPF [MW].
$R_{i,j}^s$: Reserva en las centrales de la tecnología i en la hora j destinada al CSF [MW].

- $s_{i,j}$: Número de centrales de la tecnología i , encendidas en la hora j .
 $u_{i,j}$: Variables binarias asociadas a la carga/descarga de la tecnología i en la hora j , [-].
 $v_{i,j}$: Volumen de agua almacenada en el embalse de la tecnología i en la hora j , [hm³].
 $V_{i,j}$: Vertimiento asociado a la central i en la hora j , [MW].

3.2. Modelo de optimización

3.2.1. Función objetivo

La función objetivo (3.1) abarca tanto los costos totales de operación (durante la totalidad del horizonte estudiado), como los costos totales de inversión (realizados al inicio del periodo de estudio) derivados de la operación confiable del portafolio óptimo entregado por el optimizador.

$$\text{Min } C_{op} + C_{inv} \quad (3.1)$$

s.t.:

$$C_{op} = \sum_{j \in J} \left(\sum_{i \in I, i \neq b} cv_i \cdot P_{i,j} + m_D \cdot P_{b,j}^D + m_C \cdot P_{b,j}^C + D_j^- \cdot dc^- + D_j^+ \cdot dc^+ \right) + \left(\sum_{j \in J} LL_j \right) \cdot \text{voll} \quad (3.2)$$

$$C_{inv} = \sum_{i \in I} ci_i \cdot C_i \quad (3.3)$$

En (3.2), los costos variables de operar las baterías son separados del conjunto de tecnologías disponibles para invertir, ya que, tal como se menciona en la sección 4.1.1, el objetivo de integrar este tipo de tecnología al modelo es explorar los beneficios que este conlleva en la operación del sistema y, por ende, el costo de operar las baterías es intencionalmente fijado en cero. Ahora, no sería correcto fijar m_D y m_C en cero¹ dado que en ese caso el optimizador vería un costo de operación nulo independientemente de la cantidad de energía cargada/descargada por las baterías. Así, es necesario asignar un precio ($m_{D,C} \rightarrow 0$) con tal de evitar una solución óptima que considere un mínimo local continuo en la operación de las baterías.

La ecuación (3.4) o de balance, asegura que el parque generador, considerando gestión de demanda y demanda no suministrada, producirá el nivel óptimo de energía con tal de balancear la generación con el perfil de demanda.

$$\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} P_{i,j} = D_j + D_j^+ - D_j^- - LL_j \quad (3.4)$$

¹En general esto es válido para cualquier parámetro asociado a costos de operación.

3.2.2. Restricciones de operación

Las ecuaciones (3.5) y (3.6) limitan las capacidades mínima y máxima a instalar de cada tecnología, respectivamente. Las tecnologías que deben cumplir con cotas mínimas corresponden a aquellas que actualmente forman parte del parte generador del SIC/SING: Hidráulica de Embalse y Pasada, Solar FV y Eólica.

Por otra parte, el hecho de fijar una cota máxima para el desarrollo de algunas tecnologías se condice con un potencial máximo finito para cada una de ellas, tal como se menciona en sección 2.2.

$$C_i \geq \underline{C}_i \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{p}, \mathbf{s}, \mathbf{w}\} \quad (3.5)$$

$$C_i \leq \overline{C}_i \quad i \in \{\mathbf{csp}, \mathbf{g}, \mathbf{h}, \mathbf{p}, \mathbf{s}, \mathbf{w}\} \quad (3.6)$$

Donde,

$$N_i \cdot P_i^{\max} = C_i \quad i \in \{\mathbf{csp}, \mathbf{g}, \mathbf{h}, \mathbf{p}, \mathbf{s}, \mathbf{w}\}$$

La ecuación (3.7), establece que el máximo número de centrales encendidas no debe exceder el número de unidades en las que se invirtió.

$$n_{i,j} \leq N_i \quad \forall i \in I, j \in J \quad (3.7)$$

Las ecuaciones (3.8) y (3.9) [12] limitan el aumento/disminución de la demanda (horaria) por un porcentaje fijo de la misma. (3.10), por su parte, asegura que los aumentos diarios de los niveles de demanda sean idénticos a las disminuciones decididas por el modelo dentro de un día (para todos los días).

$$D_j^+ \leq \overline{ds}^+ \cdot D_j \quad \forall j \in J \quad (3.8)$$

$$D_j^- \leq \overline{ds}^- \cdot D_j \quad \forall j \in J \quad (3.9)$$

$$\sum_{j \in J_k} D_j^+ - \sum_{j \in J_k} D_j^- = 0 \quad \forall k \in K \quad (3.10)$$

Las restricciones (3.11) a (3.17) se encargan de acotar tanto las potencia despachadas, como los niveles de reserva guardados por cada tecnología (a excepción de solar FV y eólica).

$$P_{i,j} + V_{i,j} = n_{i,j} \cdot P_i^{\max} \cdot \text{disp}_{i,j} \quad \forall i \in I^{\text{WS}}, j \in J \quad (3.11)$$

$$P_{i,j} + R_{i,j}^s \leq n_{i,j} \cdot P_i^{\max} \cdot \text{disp}_{i,j} \quad i \in \{\mathbf{g}, \mathbf{p}\}, j \in J \quad (3.12)$$

$$P_{i,j} \geq n_{i,j} \cdot P_i^{\min} \cdot \text{disp}_{i,j} \quad i \in \{\mathbf{g}, \mathbf{p}\}, j \in J \quad (3.13)$$

$$P_{i,j} + R_{i,j}^p + R_{i,j}^s \leq n_{i,j} \cdot P_i^{\max} \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{csp}\}, j \in J \quad (3.14)$$

$$P_{i,j} \geq n_{i,j} \cdot P_i^{\min} \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{csp}\}, j \in J \quad (3.15)$$

$$|P_{i,j} + R_{i,j}^p + R_{i,j}^s| \leq n_{i,j} \cdot P_i^{\max} \quad i \in \{\mathbf{b}, \mathbf{v}\}, j \in J \quad (3.16)$$

$$|P_{i,j}| \leq n_{i,j} \cdot P_i^{\max} \quad i \in \{\mathbf{b}, \mathbf{v}\}, j \in J \quad (3.17)$$

Al respecto, se establecieron las siguientes consideraciones:

- Solo las tecnologías que cuentan con algún tipo de almacenamiento fueron consideradas para proveer CPF.
- Excluyendo las centrales eólicas y solares FV, todas las demás tecnologías fueron consideradas para proveer CSF.
- El gap entre la potencia despachada por los parques eólicos y solares FV, y sus respectivas potencias máximas online, se consideró igual al vertimiento de estas tecnologías.
- Las ecuaciones asociadas a tecnologías que puedan despachar potencia negativa (baterías y centrales de bombeo), fueron modificadas con tal de capturar las diferencias de signo. Así, mediante la función módulo se pudo acotar el rango de variación de las variables de decisión involucradas.

La ecuación (3.18) representa el balance de potencia en base a los procesos de carga y descarga, mientras que las ecuaciones (3.19) y (3.20) permiten asegurar que tanto las baterías, como las centrales de bombeo, no podrán descargarse y cargarse simultáneamente durante una misma hora. Notar que una vez fijado el valor de la variable binaria $u_{i,j}$, se prohíbe al optimizador ya sea cargar o descargar energía.

$$P_{i,j} = P_{i,j}^D - P_{i,j}^C \quad i \in \{\mathbf{b}, \mathbf{v}\}, j \in J \quad (3.18)$$

$$P_{i,j}^D \leq (1 - u_{i,j}) \cdot M \quad i \in \{\mathbf{b}, \mathbf{v}\}, j \in J \quad (3.19)$$

$$P_{i,j}^C \leq u_{i,j} \cdot M \quad i \in \{\mathbf{b}, \mathbf{v}\}, j \in J \quad (3.20)$$

Finalmente, buscando bajar el nivel de carga no suministrada a cero, se optó por incluir la restricción (3.21) al modelo.

$$LL_j = 0 \quad \forall j \in J \quad (3.21)$$

3.2.3. Central solar CSP

El modelamiento de las centrales de concentración solar implementado en el contexto de esta tesis, corresponde al diseñado en [18]. El diagrama de bloques propuesto en el citado estudio se ilustra en la Figura 3.1, donde puede ser apreciado que se asume un almacenamiento directo² para las centrales.

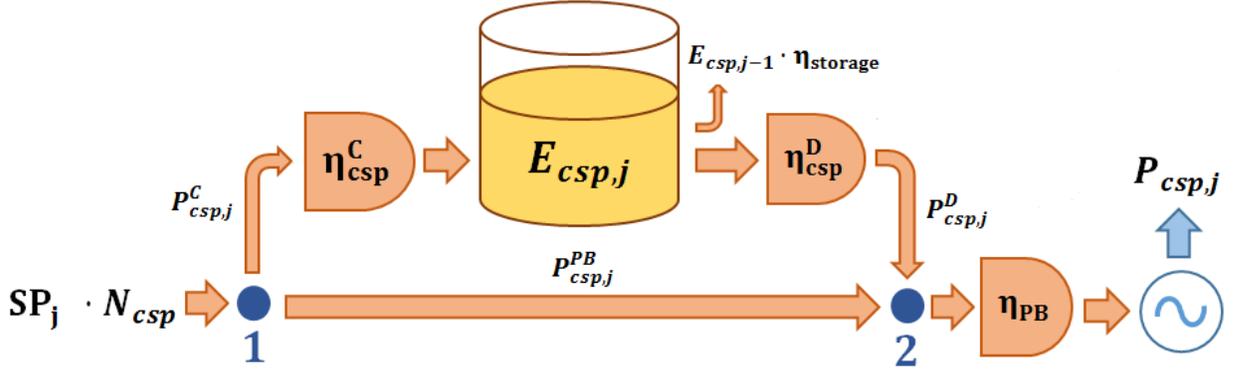


Figura 3.1: Diagrama de flujos de potencia que representa la operación de la central solar CSP utilizada en este estudio. SP_j corresponde a la máxima energía termal que el receptor central puede absorber en la hora j .

Las ecuaciones (3.22) y (3.23) modelan los balances de potencias en los nodos 1 y 2 de la Figura 3.1, respectivamente. Por otra parte, (3.24) explicita el balance energético entre dos horas contiguas. Es importante mencionar que la eficiencia de carga (descarga) hacia (desde) el tanque de sales calientes y la eficiencia propia del almacenamiento (η_{storage}), participan solo en el balance energético propio de la tecnología³.

$$SP_j \cdot N_{csp} \geq P_{csp,j}^C + P_{csp,j}^{PB} \quad \forall j \in J \quad (3.22)$$

$$P_{csp,j} = (P_{csp}^D + P_{csp,j}^{PB}) \cdot \eta_{PB} \quad \forall j \in J \quad (3.23)$$

$$E_{csp,j} = E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{csp}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} + P_{csp,j}^C \cdot \eta_{csp}^C - P_{csp,j}^D / \eta_{csp}^D \quad \forall j \in J, j > 1 \quad (3.24)$$

Adicionalmente, las tecnologías que disponen de almacenamiento deben asegurar explícitamente que la energía almacenada en una hora determinada es, al menos, la suma de las reservas asignadas más la potencia despachada en la hora inmediatamente posterior. Bajo ese argumento, (3.25) se integra al modelo⁴.

² Sistemas de torre central pueden tener sistemas directos o indirectos de almacenamiento. Si el medio de almacenamiento es el mismo fluido de transferencia (HTF), se trata de almacenamiento directo. En el caso que el HTF use un intercambiador de calor para transferir energía térmica al medio de almacenamiento, se tratará de almacenamiento indirecto [19].

³ Esta aseveración es válida también para las baterías electroquímicas y centrales de bombeo.

⁴ En la sección anexos se puede encontrar la derivación completa de esta ecuación.

$$E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{csp}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} \geq P_{csp,j}^D / \eta_{csp}^D - P_{csp,j}^C \cdot \eta_{csp}^C + R_{csp,j}^p \cdot t_p + R_{csp,j}^s \cdot t_s \quad \forall j \in J, j > 1 \quad (3.25)$$

Se incorporan a la ecuación anterior los parámetros t_p y t_s con la finalidad de capturar el tiempo máximo por el cual es factible suministrar las reservas primaria y secundaria, respectivamente. De otro modo, se estaría asumiendo que las reservas se pueden desplegar durante la hora completa, lo que respondería a un criterio demasiado conservador y probablemente erróneo.

Por último, una correcta operación del sistema de almacenamiento debe considerar una cota inferior y otra superior para la energía almacenada durante todo el horizonte de evaluación. Las ecuaciones (3.26) y (3.27) permiten asegurar lo descrito anteriormente.

$$E_{csp,j} \leq N_{csp} \cdot E_{csp}^{\text{max}} \quad \forall j \in J \quad (3.26)$$

$$E_{csp,j} \geq N_{csp} \cdot E_{csp}^{\text{min}} \quad \forall j \in J \quad (3.27)$$

3.2.4. Centrales hidráulicas de embalse y bombeo

Las centrales de embalse fueron modeladas siguiendo la metodología expuesta en [12]. Respecto a las centrales de bombeo y dado que la operación en modo generación es análoga a una central de embalse, la modelación de estas centrales es idéntica a una central de embalse con las siguientes modificaciones:

- $P_{i,j}$ puede adquirir valores tanto positivos como negativos. Notar que si el valor de $P_{i,j}$ es menor a cero entonces el término $\frac{-P}{\eta \cdot \gamma}$ en (3.29) es positivo y el volumen de agua incrementa como es de esperar en la operación en modo bombeo.
- Los afluentes Inf_j son cero para centrales de bombeo.
- Los volúmenes máximo y mínimo ($\overline{v}_v, \underline{v}_v$) del reservorio superior son considerablemente menores para las centrales de bombeo si son comparados con los límites en centrales de embalse. Basta comparar los volúmenes de agua de una cuenca con los de una gran *piscina* para comprender que existen diferencias en volúmenes de agua por varios ordenes de magnitud. Además, se considera que el reservorio inferior es muy grande (el océano, por ejemplo) con tal de asegurar que el recurso hídrico no se termine producto de las pérdidas λ_v .

Las ecuaciones (3.28) y (3.29) muestran las restricciones de balance para las centrales de embalse y bombeo, respectivamente. De forma complementaria, (3.30) y (3.31) imponen los volúmenes máximos y mínimos que deben respetar los embalses de las tecnologías citadas. Es importante mencionar que, para las centrales de bombeo, se cumple adicionalmente que $\frac{\text{cap}_v}{\text{cap}_{v,base}} = N_{v,j}$.

$$v_{h,j} = v_{h,j-1} + \text{Inf}_j \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - \frac{P_{h,j}}{\gamma} - V_{h,j} - \underbrace{v_{h,j} \lambda_h}_{\text{volumen perdido}^5} \quad j > 1 \quad (3.28)$$

$$v_{v,j} = v_{v,j-1} - \frac{P_{v,j}^D / \eta_v^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_v^C}{\gamma} - V_{v,j} - v_{v,j} \lambda_v \quad j > 1 \quad (3.29)$$

$$v_{i,j} \leq \bar{v}_i \cdot \frac{\text{cap}_i}{\text{cap}_{i,\text{base}}} \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{v}\}, \forall j \in J \quad (3.30)$$

$$v_{i,j} \geq \underline{v}_i \cdot \frac{\text{cap}_i}{\text{cap}_{i,\text{base}}} \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{v}\}, \forall j \in J \quad (3.31)$$

Las ecuaciones (3.32) y (3.33) son equivalentes a la ecuación (3.25), pero en el contexto de las centrales de embalse y bombeo.

$$\gamma \cdot \left(v_{h,j-1} + \text{Inf}_j \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - V_{h,j} - v_{h,j} \cdot \lambda_h \right) \geq P_{h,j} + R_{h,j}^p \cdot t_p + R_{h,j}^s \cdot t_s \quad j > 1 \quad (3.32)$$

$$\gamma \cdot (v_{v,j-1} - V_{v,j} - v_{v,j} \cdot \lambda_v) \geq P_{v,j}^D / \eta_v^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_v^C + R_{v,j}^p \cdot t_p + R_{v,j}^s \cdot t_s \quad j > 1 \quad (3.33)$$

3.2.5. Baterías electroquímicas

La formulación de las ecuaciones correspondientes a las baterías se basa en [20].

El balance energético entre dos horas contiguas es capturado por (3.34).

$$E_{b,j} = E_{b,j-1} - P_{b,j}^D / \eta_b^D + P_{b,j}^C \cdot \eta_b^C \quad j \in J, j > 1 \quad (3.34)$$

Por otra parte, (3.35) y (3.36) acotan el nivel de energía mínimo y máximo, respectivamente. Finalmente, (3.37) asegura que se guardará suficiente energía en las baterías con tal de satisfacer el despacho y las reservas que le sean asignadas para la hora subsiguiente.

$$E_{b,j} \geq 0 \quad \forall j \in J \quad (3.35)$$

$$E_{b,j} \leq N_b \cdot E_{\text{nom}} \quad \forall j \in J \quad (3.36)$$

$$E_{b,j-1} \geq P_{b,j}^D / \eta_b^D - P_{b,j}^C \cdot \eta_b^C + R_{b,j}^p \cdot t_p + R_{b,j}^s \cdot t_s \quad j \in J, j > 1 \quad (3.37)$$

La Figura 3.2 ilustra el modelo considerado para el flujo energético desde y hacia la batería electroquímica.

⁵ Volumen perdido por evaporación y filtraciones.

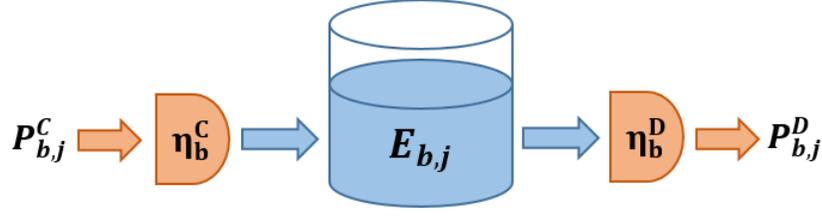


Figura 3.2: Diagrama de flujos de potencia que representa la operación de la batería electroquímica utilizada en este estudio.

3.2.6. Restricciones de seguridad de suministro

El desarrollo aquí expuesto en lo que respecta a las ecuaciones inerciales, se basa en los trabajos [10] y [12].

Respuesta inercial

En el modelamiento de sistemas de potencia que integran una gran cantidad de TGV, es fundamental incorporar restricciones que aseguren un desempeño confiable desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. En caso contrario, todos los problemas descritos en la sección 2.4 se manifestarían y el portafolio (aunque sea económicamente óptimo) sería técnicamente infactible. Además, los costos totales de inversión y operación podrían ser subestimados si estas restricciones se omiten.

El origen de las ecuaciones asociadas a la respuesta inercial y CPF, se remonta a la ecuación de movimiento o ecuación de swing, cuya expresión considerando varios generadores es [14]:

$$\Delta \dot{f} = \frac{f_0}{2 \cdot H_{sys,j}} \cdot (P_m - P_e) \quad (3.38)$$

Donde⁶,

- $H_{sys,j}$: Constante de inercia sistémica en la hora j , [MWs/Hz].
- P_m : $\sum_{i=1}^{n_{gen}} P_{m_i}$, es la potencia mecánica total del sistema, [MW].
- P_e : $\sum_{i=1}^{n_{gen}} P_{e_i}$, es la potencia eléctrica total demandada, [MW].
- f_0 : Frecuencia nominal del sistema, [Hz].
- f : Frecuencia del sistema, [Hz].

A partir de (3.38) se tiene que la tasa de cambio de frecuencia o *Rate of Change of Frequency* (RoCoF) post-contingencia, satisface la siguiente inecuación:

$$RoCoF = \Delta \dot{f} = \frac{P_1 \cdot f_0}{2 \cdot H_{sys,j}} \leq RoCoF_{max} \quad (3.39)$$

⁶ Notar que en la formulación presentada se ha asumido que las bases comunes de H_{sys} , P_m y P_e son idénticas.

Así, considerando que la mayor contingencia simple desconectará el generador sincrónico de la central de mayor P_{nom} (Hidráulica de embalse en este modelo), es directo encontrar una expresión que limite el RoCoF en base a los niveles de inercia **post-contingencia** del sistema:

$$H'_{sys,j} \geq \frac{P_1 \cdot f_0}{2 \cdot \text{RoCoF}_{\text{max}}} \quad \forall j \in J \quad (3.40)$$

Donde:

$$H'_{sys,j} = \sum_{i \in \mathbb{I}^s} H_i \cdot P_i^{\text{max}} \cdot n_{i,j} - \underbrace{H_h \cdot P_h^{\text{max}}}_{\text{Central de embalse desconectada}} \quad \forall j \in J \quad (3.41)$$

$$(3.42)$$

Reservas operacionales

Otro resultado fundamental de [10], es la determinación analítica de niveles de reserva primaria necesarios para asegurar que el límite inferior de frecuencia permitido (nadir), no sea sobrepasado. Las ecuaciones (3.43) y (3.44) son suficientes para asegurar que la frecuencia sistémica no bajara del límite establecido. Es importante notar que dado que las baterías pueden desplegar reserva de forma considerablemente más rápida que los generadores sincrónicos, la ecuación (3.43) es válida solo para las tecnologías que aportan inercia al sistema: Sería erróneo acotar la reserva que puede entregar la batería bajo el mismo criterio dado que los tiempos de acción son muy inferiores para dicha tecnología. No obstante, todas las tecnologías que participan en el CPF deben mantener un nivel de reserva primaria a lo menos equivalente en magnitud a la mayor contingencia simple (P_1), tal como indica (3.44).

$$R_{i,j}^p \leq 4 \cdot r_i \cdot \frac{H'_{sys,j} \cdot (f_0 - f_{\text{min}} - f_{\text{db}})}{P_1 \cdot f_0} \quad i \in \{\text{csp}, \text{h}, \text{v}\}, \forall j \in J \quad (3.43)$$

$$\sum_{i \in \{\text{b}, \text{csp}, \text{h}, \text{v}\}} R_{i,j}^p \geq P_1 \quad \forall j \in J \quad (3.44)$$

En (3.43), la reserva primaria asignada a cada generador sincrónico de la tecnología i , está acotada por la potencia máxima P_i^{nadir} que puede desplegar en una ventana de tiempo $\Delta t = t_{\text{NAD}}^7 - t_d^8$ y a una rampa de emergencia r_i , post-contingencia. Esto asegura que, no importando si P_i^{nadir} es mayor o menor al máximo nivel de reserva guardado por la tecnología i , la reserva asignada será siempre menor a la máxima potencia despachable en un tiempo menor a Δt . La Figura 3.3 muestra el modelo lineal utilizado en [10] para representar al controlador promedio del sistema, incorporando los términos utilizados en este párrafo.

⁷ t_{NAD} : tiempo al cual el límite de frecuencia mínima es alcanzado.

⁸ t_d : Tiempo muerto del controlador promedio sistémico.

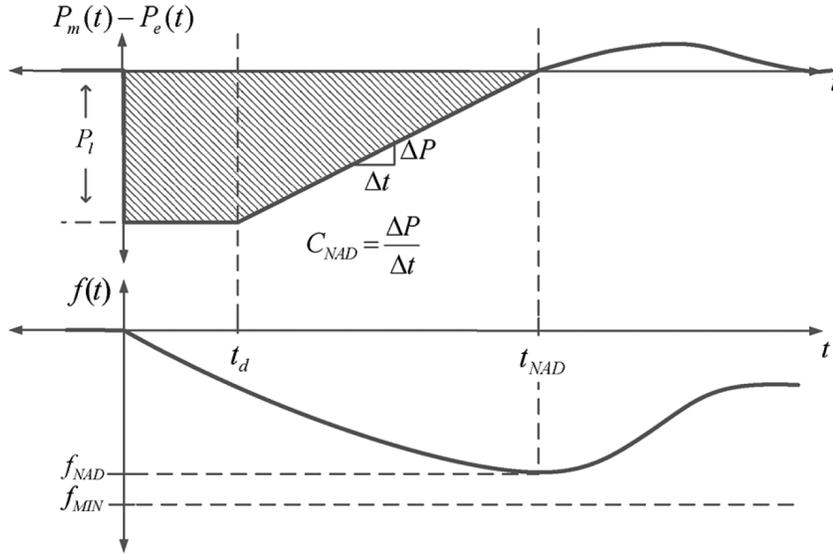


Figura 3.3: Gráfico que ilustra la evolución temporal, post contingencia, de la frecuencia sistémica y $P_1 (= P_m - P_e)$.

Respecto a las reservas secundarias, se utilizaron dos enfoques distintos⁹:

1. En base al desarrollo planteado en [9], uno de los criterios utilizados es fijar como reserva secundaria un nivel equivalente a la suma (en cada hora del horizonte) del 3% de la demanda más un 5% de la generación del conjunto eólico-solar FV.
2. Un segundo criterio más realista (explicado a continuación), integra al modelo la naturaleza estocástica tanto del recurso eólico y solar, como de la demanda¹⁰ [14].

De acuerdo a lo expuesto en [21], si razonablemente se asume que los pronósticos de demanda y viento no están correlacionados¹¹ y sus funciones de error de pronóstico distribuyen como variables aleatorias normales $N_i \approx (\mu_i, \sigma_i)$, entonces la incertidumbre conjunta de las variables está caracterizada por una distribución normal¹² de media cero y desviación estándar:

$$\sigma_{\text{tot}} = \sqrt{(\sigma_{\text{demanda}})^2 + (\sigma_{\text{viento}})^2} \quad (3.45)$$

Ahora, si además se considera la mayor contingencia simple y la incertidumbre del recurso solar, la incertidumbre total distribuye como una normal $N_{\text{tot}} \approx (\mu_{\text{tot}}, \sigma_{\text{tot}})$, donde:

$$\mu_{\text{tot}} = P_1 \quad (3.46)$$

$$\sigma_{\text{tot}} = \sqrt{(\sigma_{\text{demanda}})^2 + (C_{\text{viento}} \cdot \sigma_{\text{viento}})^2 + (C_{\text{sol}} \cdot \sigma_{\text{sol}})^2} \quad (3.47)$$

⁹ Ambos determinísticos, pero donde uno de ellos captura la estocacidad tanto de los recursos solar y eólico, como de la demanda.

¹⁰ De aquí en adelante este criterio sera mencionado como *criterio estocástico*.

¹¹ Extendible de forma directa al pronóstico del recurso solar.

¹² Se utilizan además las propiedades de variables normales independientes.

Notar que en (3.47), se ha incorporado la capacidad eólica y solar FV instalada dado que los pronósticos se realizan precisamente en términos de la capacidad neta instalada en el parque generador.

Los parámetros σ_{demanda} y σ_{viento} corresponden a valores únicos que fueron calculados de forma análoga a lo expuesto en [21] y [12], respectivamente. El parámetro σ_{demanda} se obtiene a partir de considerar que los errores de pronóstico de la demanda distribuyen como una gaussiana de media cero y desviación estándar igual al 1% de la demanda [21]. Así, considerar el 1% de la demanda máxima \bar{D} se utilizó como una estimación conservativa.

Respecto a σ_{viento} , más detalles son entregados en la sección 4.1.

Por otra parte, el parámetro σ_{sol} asociado a la incertidumbre solar es idéntico al propuesto en [12]. En dicho trabajo, un criterio diario (*day-ahead*) fue implementado con la finalidad de obtener un vector (horario) de 8760 datos, donde cada uno corresponde a una estimación conservativa de la desviación estándar del recurso en dicha hora.

Un inconveniente que podría emerger de la formulación anterior, corresponde a la asignación de reservas aun cuando el recurso eólico tenga disponibilidad cero en un conjunto determinado de horas. Para resolver este problema se introduce la variable $\delta_{i,j}$ ¹³, la cual se obtiene a partir de la función por partes (3.48).

$$\delta_{i,j}(\text{disp}_{i,j}, \sigma_i) = \begin{cases} 1 & \text{si } \text{disp}_{i,j} \geq 3 \cdot \sigma_i \\ \frac{\text{disp}_{i,j}}{3 \cdot \sigma_i} & \text{si } \text{disp}_{i,j} < 3 \cdot \sigma_i \end{cases} \quad (3.48)$$

De esta forma, similarmente al enfoque utilizado en [12] para solucionar este problema, en caso de que la disponibilidad sea mayor o igual a tres veces la incertidumbre total el criterio probabilístico es impuesto. En caso contrario, se define una cota determinista que permite recorrer de forma lineal distintos valores para $\delta_{i,j}$ en el rango $[0,1]$, alcanzando el mínimo (lo que se traduce en no guardar reserva secundaria) cuando $\text{disp}_{i,j} = 0$ y el máximo cuando $\text{disp}_{i,j} = 3 \cdot \sigma_i$. La Figura 3.4 muestra cómo varía $\delta_{i,j}$ para un valor $\sigma_i = 0,15$.

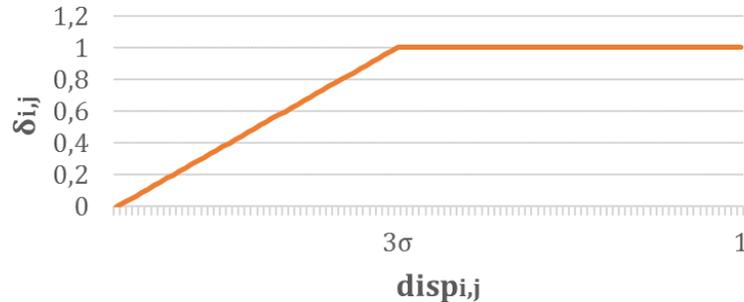


Figura 3.4: Magnitud de la variable $\delta_{i,j}$ para todo el dominio de la misma.

¹³ $i \in \{taltal, arrayan, cuel\}$

Finalmente, en [21] se concluye que los requerimientos de reserva deben satisfacer la ecuación (3.49),

$$R_{tot} \geq P_1 + 3 \cdot \sigma'_{tot} \quad (3.49)$$

donde,

$$\sigma'_{tot} = \sqrt{(\sigma_{demanda})^2 + (C_{viento} \cdot \sigma_{viento} \cdot \delta_{viento,j})^2 + (C_{sol} \cdot \sigma_{sol})^2}$$

El factor 3 proviene de considerar en la derivación de R_{tot} , que el 99,73% de una variable aleatoria normal se encuentra en el rango ± 3 sigma en torno a la media. Consecuentemente, este enfoque da cuenta del 99,73% de los errores de pronóstico, posicionándose como un método considerablemente más robusto que la regla heurística implementada en [9]. Ahora, el principal inconveniente de (3.49) es que corresponde a una restricción no lineal que no puede ser incorporada al software utilizado en esta investigación, por lo que siguiendo el enfoque propuesto en [12] se desarrolló una linealización de dicha restricción que genera soluciones factibles pero conservadoras. En la sección A.2 de los anexos se encuentra el desarrollo de dicha linealización.

Otra consideración importante respecto a las reservas secundarias, está relacionada a las características técnicas de cada máquina: Dada una rampa horaria ρ_i , las unidades solo pueden asegurar que podrán desplegar una reserva secundaria menor a la cota impuesta por (3.50). En [14], un horizonte temporal entre 15-30 minutos es mencionado como cota máxima para finalizar el CSF, por lo que la reserva debe poder ser despachada en ventanas de tiempo en torno a dichos valores.

$$R_{i,j}^s \leq t_s \cdot n_{i,j} \cdot \rho_i \quad \forall i \in I^{CPS}, j \in J \quad (3.50)$$

Rampas horarias

De acuerdo a la naturaleza de la tecnología, se hicieron las siguientes distinciones para los requerimientos de rampa:

- **Centrales hidráulicas:** Utilizando los mismos supuestos que [12], las rampas horarias para las tecnologías hidráulicas se consideraron no acotadas¹⁴.
- **Centrales térmicas:** Respecto a las centrales CSP y geotérmicas, se consideró que las unidades recién encendidas se despachan durante la primera hora a P_i^{\min} , pero aquellas que venían ya encendidas pueden alcanzar su potencia máxima dentro del transcurso de una hora. Lo anterior es resumido mediante la restricción (3.51).

$$|P_{i,j} - P_{i,j-1}| \leq n_{i,j-1} \cdot \rho_i + (s_{i,j} - d_{i,j}) \cdot P_i^{\min} \quad i \in \{\mathbf{g}, \mathbf{csp}\}, j \in J, j > 1 \quad (3.51)$$

¹⁴ Las máquinas hidráulicas pueden pasar del reposo a plena carga en menos de una hora.

Capítulo 4

Caso de estudio: Sistema Eléctrico Nacional

Con la finalidad de evaluar el modelo desarrollado en la sección 3.2 en el marco de un SEP real, se consideró planificar la expansión en generación del Sistema Eléctrico Nacional para el horizonte temporal comprendido entre los años 2050 a 2052.

Primeramente, se identifican los datos de entrada comunes a todas las simulaciones realizadas, los cuales dan cuenta de las características técnicas del parque generador actual en Chile. Adicionalmente, se detallan las condiciones de borde impuestas al sistema.

Posteriormente, en la sección 4.2, se describen los principales enfoques implementados en base a una serie de escenarios. Se informan de igual modo los parámetros adicionales de cada escenario, lo que permite tener una completa descripción del trabajo desarrollado.

4.1. Consideraciones generales

Dependiendo del escenario estudiado, el conjunto de parámetros introducido en la sección 3.1.3 es fijado de forma distinta para responder a los requerimientos contingentes. Pese a ello, la información de entrada al modelo (demanda, perfiles de recursos variables, etc.) es común para todas las simulaciones y se presenta a continuación.

4.1.1. Datos de entrada

Demanda

A partir de la curva de demanda anual correspondiente a 2016¹, se proyectó la demanda al año 2050 considerando el estudio desarrollado en [1]. El citado estudio proyecta la demanda nacional utilizando métodos econométricos, concluyendo que al año 2050 la demanda total (anual) por electricidad en el país será del orden de los 129 [TWh]. La Figura 4.1 muestra la primera semana de la curva anual utilizada, mientras que la Figura 4.2 incluye las proyecciones de demanda para los años 2015 a 2050.

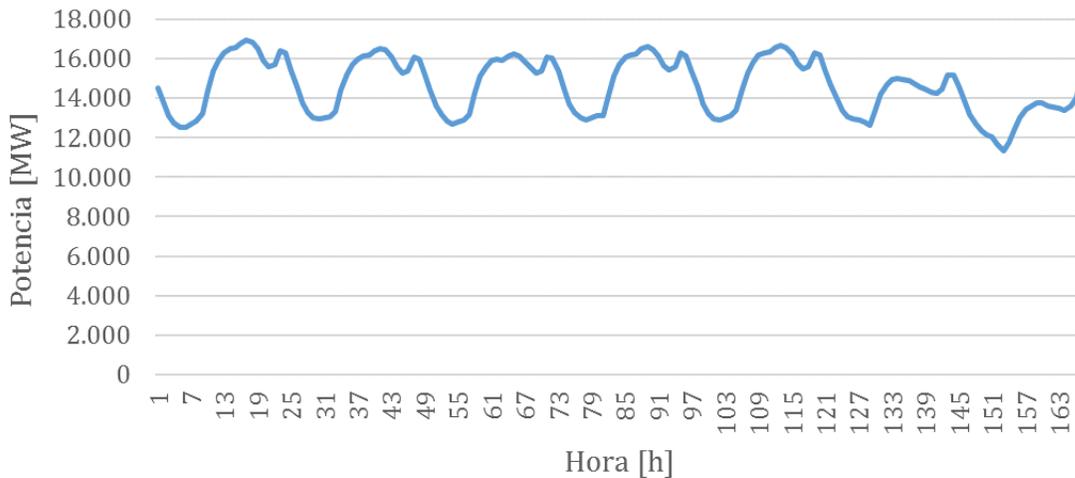


Figura 4.1: Primera semana del perfil de demanda utilizado en esta tesis.

¹ Proporcionada por el Centro de Energía de la FCFM.

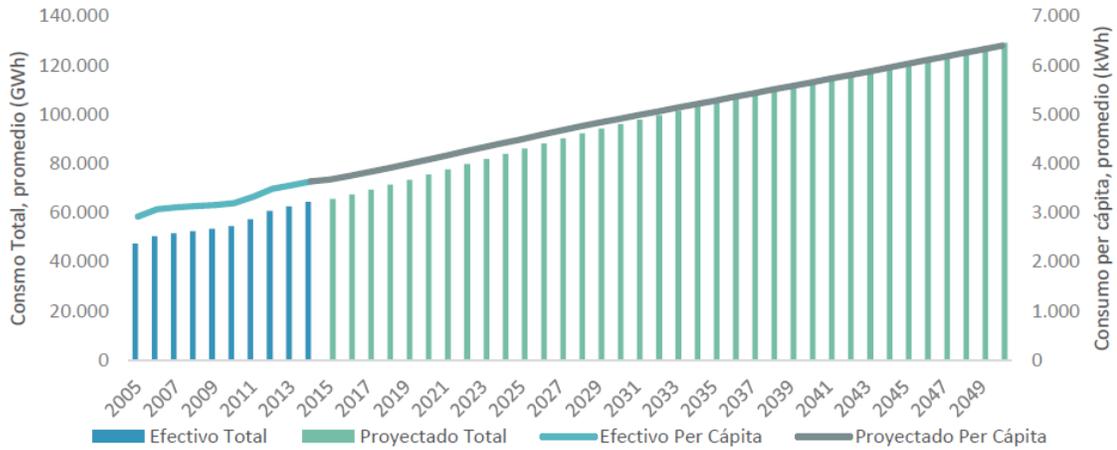


Figura 4.2: Proyecciones de demanda generadas en [1].

Es importante mencionar que los valores máximos y mínimos de la curva de demanda utilizada en este estudio son $\bar{D} = 17.385$ [MW] y $\underline{D} = 11.364$ [MW], respectivamente.

Perfiles de disponibilidad

Tal como se puede apreciar en las ecuaciones (3.11), (3.12) y (3.13), el modelamiento de las centrales hidráulicas de pasada, geotérmicas, eólicas y solares FV, considera perfiles horarios de factores de capacidad ($disp_{i,j}$), cuyos valores son reales positivos en el rango $[0,1]$. A modo de ejemplo, una vez fijada la potencia nominal de una central y considerando un valor del perfil igual a uno, se tiene que aquella central puede generar a plena carga durante esa hora.

Los perfiles asociados a centrales de pasada (10 en total, uno para cada hidrología en orden creciente en los niveles de humedad) y a centrales solares FV, son idénticos a los utilizados en [12].

Para generar el perfil de las centrales geotérmicas, se usó como supuesto que dichas centrales poseen un factor de planta del 83% en promedio. De esta forma, se generó un perfil con una disponibilidad horaria mínima (máxima) del 80 (86) %.

La obtención de los perfiles eólicos y los perfiles solares asociados a centrales CSP, se describen a continuación:

- **Perfil solar para centrales CSP**

El perfil de radiación en p.u. (Rad_j) correspondiente a las centrales solares, fue facilitado por la empresa consultora SPEC limitada. Dicho perfil consiste en un conjunto de 8760 números reales entre $[0,1]$, donde cada dato corresponde a la máxima radiación que el receptor en la torre central es capaz de absorber, en una hora determinada. La Figura 4.3 muestra el perfil citado, incorporándose además la radiación correspondiente a la primera semana de enero y junio.

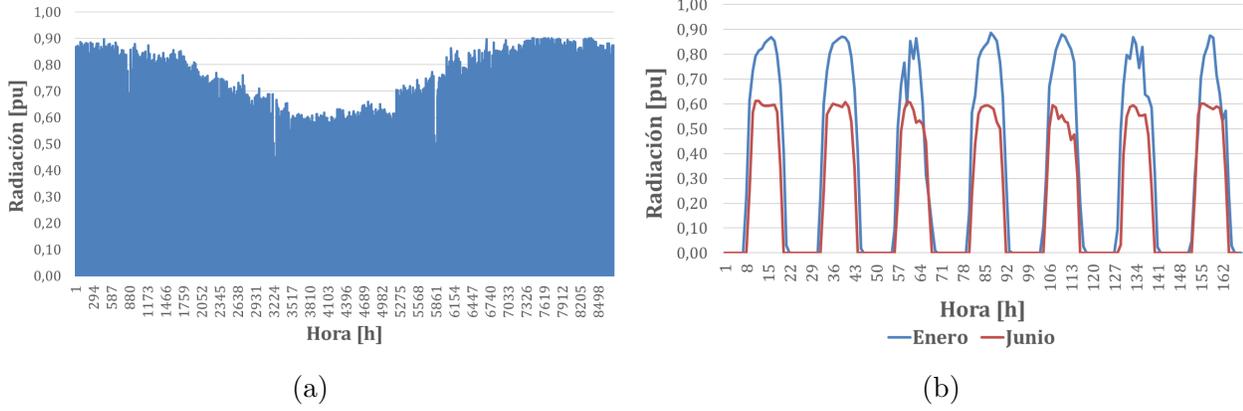


Figura 4.3: Gráficos que muestran (a) la radiación en por unidad para las 8760 horas del año y (b) la radiación correspondiente a la primera semana de enero (curva azul) y primera semana de junio (curva roja).

Notamos que la radiación aprovechable es considerablemente mayor en los meses de verano, si se compara con el valor de la misma en los meses de invierno. Cuantitativamente, el factor de planta promedio en verano ($\overline{fp}_{\text{verano}} = 0,354$) es un 30 % mayor que el mismo parámetro asociado a invierno ($\overline{fp}_{\text{invierno}} = 0,25$).

Finalmente, utilizando (4.1) y (4.2) [18] se generó un perfil de entrada correspondiente a la máxima energía termal que el receptor central puede absorber hora a hora.

$$\overline{SP} = \frac{SM_{\text{csp}} \cdot P_{\text{csp}}^{\text{max}}}{\eta_{\text{PB}}} \quad (4.1)$$

$$SP_j = \overline{SP} \cdot \text{Rad}_j \quad \forall j \in J \quad (4.2)$$

Donde,

\overline{SP} : Potencia máxima del campo solar [MWt/h].

SP_j : Es la potencia máxima disponible del campo solar [MWt/h].

SM_{csp} : Múltiplo solar [-].

El múltiplo solar considerado en este estudio es $SM_{\text{csp}} = 3$, lo que indica que cada central CSP recibe una radiación de entrada cuyo máximo valor (para $\text{Rad}_j = 1$) equivale a tres veces la capacidad del bloque de potencia.

• Perfil eólico

En este caso, para obtener el perfil de disponibilidad se utilizó el Explorador Eólico de la Universidad de Chile.

Pese que un perfil agregado del territorio nacional es suficientemente representativo (tal como se asume en [12]), se estimó que un único perfil no capturaba de manera óptima la variabilidad del recurso desde Arica hasta Chiloé. Así, mediante la información disponible en la página web de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (ACERA), se pudieron identificar cuatro *zonas privilegiadas* de desarrollo en los que se concentra la mayoría de las centrales eólicas ya sea en operación, construcción o aprobadas por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA):

- Desde Quillagua hasta Taltal, región de Antofagasta
- Desde Vallenar (Atacama) hasta Illapel (Coquimbo)
- Desde Concepción (Bío-Bío) hasta Collipulli (Araucanía)
- Desde Frutillar hasta Chiloé, región de Los Lagos.

A partir de lo anterior, se seleccionaron los Parques Eólicos Taltal (Antofagasta), Arrayán (Coquimbo) y Cuel (Bío-Bío), como aquellas centrales representativas del recurso eólico en Chile (Figura 4.4).



Figura 4.4: Distribución geográfica de las opciones de inversión en centrales eólica.

Una vez determinados los tres puntos de interés, se extrajeron los perfiles de potencia de una turbina eólica DeWind 8.1² (2 [MW] nominales) en las coordenadas de cada central. Posteriormente, se le aplicó la técnica de *persistencia*, con tal de obtener la

² Se eligió esta turbina dado que su potencia nominal es equivalente a la turbina promedio instalada en el país (CNE).

curva de error de pronóstico y extraer de ella la desviación estándar (σ_i) del error, la cual es de vital utilidad a la hora de calcular el nivel de reserva secundaria según lo expuesto en la sección 3.2.6. Cabe mencionar que el método de persistencia tiene un desempeño aceptable para tiempos de pronóstico menores a 4 horas [21], por lo que un horizonte conservador de 1 hora fue escogido en el contexto de esta tesis.

Potencia nominal y mínima de cada tecnología

La Tabla 4.1 resume las potencias mínimas y máximas consideradas para cada unidad generadora.

Tabla 4.1: Potencias mínimas y máximas de cada central disponible para invertir.

Tecnología	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]
Baterías electroquímicas	-4	4
Eólica	0	2
Geotermia	24	80
Hidráulica de Bombeo	-300	300
Hidráulica de Embalse	37,7	377
Hidráulica de Pasada	2,1	21
Solar CSP	16,5	110
Solar FV	0	26

Costos de inversión

Considerando que ningún documento resumía los costos para todas las tecnologías que considera la presente investigación y, además, no existe una única proyección de costos de inversión en la literatura, los valores de inversión implementados fueron extraídos de [22], [23], [24], [25] y [26]. Al respecto, se mencionan las siguientes consideraciones:

- Asumiendo que la información en [26] a 2025 es precisa y pese a que la intuición dice que los costos de inversión (principalmente de las centrales eólicas y solares FV que son tecnologías maduras) seguirán disminuyendo hacia 2050, se optó por introducir al modelo los costos asociados a 2025. Lo anterior responde a evitar una especulación de costos de inversión hacia 2050, lo que introduciría más ruido al modelo.
- Respecto a las tecnologías de generación hidráulica, se fijó un único costo de inversión para las tres tecnologías incluidas. Así, en base a [24] y [25] se determinó el precio entregado al problema como parámetro de entrada. Un concepto importante relacionado a la generación hidráulica es la *tasa histórica de aprendizaje*, la cual da cuenta de como van disminuyendo los precios de forma sostenida año a año. En este caso la tasa de aprendizaje utilizada fue 1 %, lo que se condice con lo indicado en [25].
- La opción de inversión considerada para baterías electroquímicas, corresponde a la misma tecnología que se está utilizando hoy en día en el SING [27]: Batería de litio-ferrofosfato (*Lithium iron phosphate*).

- La capacidad nominal de las baterías se fijó en $E_{\text{nom}} = 8[\text{MWh}]$, por lo que un precio de 550 [US/\$kWh] es equivalente a 1.100 [US/\$kW] si consideramos que la potencia nominal es la mitad que la capacidad (lo que ocurre en el contexto de esta tesis, por ejemplo).

Tomando en cuenta lo descrito anteriormente, la Tabla 4.2 muestra los costos de inversión considerados.

Tabla 4.2: Costo de inversión para cada tecnología.

Tecnología	Costo de Inversión [US\$/kW]
Baterías	1.100
Eólica	1.370
Geotermia	3.550
Hidráulica de Bombeo	2.400
Hidráulica de Embalse	2.400
Hidráulica de Pasada	2.400
Solar CSP	3.600
Solar FV	790

Costos variables

Una de las principales ventajas de las tecnologías de generación renovable corresponde a que los costos asociados a combustibles son, en principio, nulos. No obstante, los costos variables³ de una central incluyen una componente denominada costo variable no combustible (CVNC)⁴ que depende de la energía producida, pero no está relacionada al combustible utilizado. En la Tabla 4.3 se adjuntan los costos variables asociados a cada tecnología. Los costos asociados a operar las baterías electroquímicas y operar las centrales de bombeo en modo bombeo, son nulos. Así, el costo indicado para las centrales de bombeo en la Tabla 4.3 corresponde al modo generación.

Tabla 4.3: Costos variables asociados a la operación de cada tecnología.

Tecnología	Costo variable [US\$/MWh] ⁵
Eólica	7,7
Geotermia	2
Hidráulica de Bombeo	5
Hidráulica de Embalse	5
Hidráulica de Pasada	5
Solar CSP	21
Solar FV	7,7

³ Costo variable (CV) = Costo Variable Combustible (CVC) + Costo Variable no Combustible (CVNC)

⁴ El CVNC da cuenta de costos atribuibles a operaciones de mantenimiento y consumos de energía debido a servicios auxiliares propios de cada central, por ejemplo.

⁵ Fuentes: Solar FV, Geotermia y Eólica: [24]; Hidráulica de Embalse y Solar CSP: [28]

El hecho de asumir un costo cero para la operación de las baterías, responde al objetivo de evaluar los beneficios que la implementación de este tipo de tecnologías induce en la operación del sistema.

Parámetros asociados a la respuesta inercial

A continuación, se describe brevemente la obtención de los 5 parámetros esenciales de la implementación de restricciones inerciales.

- $RoCoF_{max}$: El Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por subfrecuencia exigido por la Norma Técnica (NT) chilena considera 6 escalones⁶, de los cuales dos son activados por gradiente de frecuencia (-0,6 Hz/seg) y supervisados por frecuencia absoluta (49,0 [Hz] y 48,8 [Hz]), mientras que los cuatro escalones restantes operan solo en base a criterios de frecuencia absoluta. Dado lo anterior, se fija el gradiente de frecuencia conservativo $|RoCof_{max}|=0,5$ [Hz/seg].
- f_0, f_{min} y f_{db} : El valor nominal de la frecuencia se fijó en 50 [Hz], la frecuencia mínima en 49,2 [Hz]⁷ y la banda de frecuencia muerta de los controladores en ± 25 [mHz]⁸
- P_1 : La central generadora de mayor capacidad es de tecnología hidráulica de embalse y está caracterizada por $P_{nom}= 377$ [MW].

Serie hidrológica

A continuación se enumeran los pasos que permitieron extraer la curva de afluentes para los 3 años de estudio.

1. En base a los afluentes históricos (con resolución semanal) a los embalses del SIC y la información proporcionada por el Centro de Energía de la FCFM, se seleccionaron 3 años hidrológicos representativos con tal de generar una serie compuesta por un año seco, uno medio y otro húmedo.
2. Posteriormente, utilizando el software MATLAB, se pudo generar la curva horaria de afluentes concatenando los años en el siguiente orden: Húmedo \rightarrow medio \rightarrow seco.
3. Finalmente, se integra al modelo final la curva de 26.280 horas obtenida.

La Tabla 4.4 resume las características de cada año incluido en la serie (año y afluente promedio) y la Figura 4.5 ilustra la curva final utilizada como parámetro de entrada al modelo.

⁶ Información referida al SIC únicamente.

⁷ En el Artículo 6-53 de la NT 2014, se establece que “La DO deberá ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]”.

⁸ Máxima banda muerta permitida para el controlador de carga/velocidad de cada unidad generadora sincrónica. NT 2014.

Tabla 4.4: Años hidrológicos considerados en esta investigación.

Año	Clasificación	$\widehat{\text{Inf}}$ [hm/h]
1996	Seco	1,42
1971	Medio	2,92
1972	Húmedo	4,85

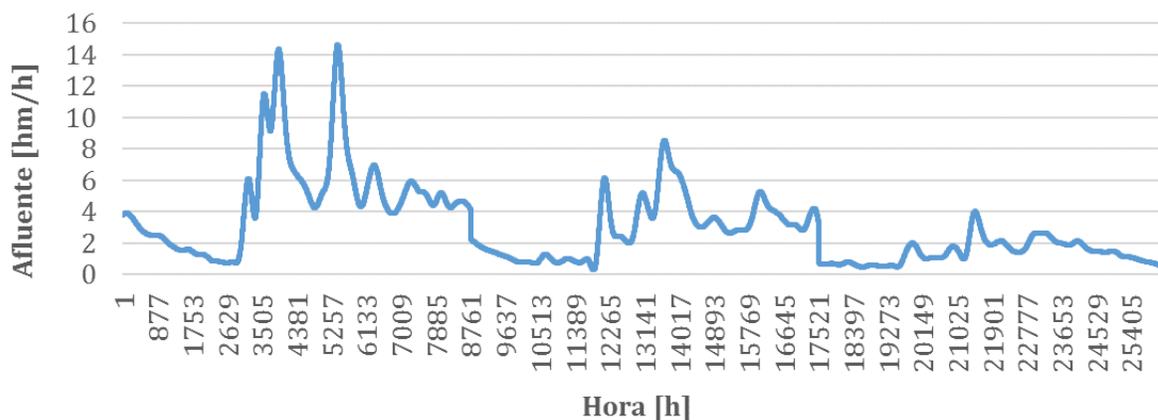


Figura 4.5: Serie hidrológica generada a partir de un conjunto de tres años representativos de una hidrología seca, media y húmeda.

Finalmente, los valores de todos los parámetros citados en la sección 3.1.3 y que no han sido descritos en esta sección, fueron tabulados en el Anexo A.1. Así, en dicho anexo se informan los potenciales (en [MW]) de las tecnologías consideradas y las eficiencias de carga/descarga asignadas a las baterías, por ejemplo.

4.1.2. Condiciones de borde

Las ecuaciones (4.3), (4.4), (4.6) y (4.7), fijan la energía en la primera hora del horizonte de estudio como un porcentaje de la energía máxima permitida a cada tecnología que considere almacenamiento. Complementariamente, las ecuaciones (4.5) y (4.8), exigen al modelo que la energía almacenada en la primera hora del año y , sea idéntica a la energía en la última hora del mismo año. De esta forma, el programa comienza con un nivel de energía mayor a cero pero no puede terminar el año con un nivel energético distinto al asignado inicialmente.

Finalmente, la ecuación (4.9) fija una cuota de participación en la energía generada por el conjunto de TGV. Esta restricción fue utilizada en aquellos escenarios en los que se deseó investigar el efecto de aumentar de forma sostenida la penetración de generación variable. Más detalles se presentan en la sección 4.2.3.

$$E_{b,1} = N_b \cdot E_{\text{nom}} \cdot \tau_b \quad (4.3)$$

$$E_{csp,1} = N_{csp} \cdot E_{csp}^{\text{max}} \cdot \tau_{csp} \quad (4.4)$$

$$E_{csp,1} = E_{csp, \text{nhoras}} \quad \forall y \in Y \quad (4.5)$$

$$v_{h,1} = \bar{v}_h \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h, \text{base}}} \cdot \tau_{\text{hydro}} + \text{Inf}_1 \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h, \text{base}}} - \frac{P_{h,1}}{\gamma} - V_{h,1} - v_{h,1} \lambda_h \quad (4.6)$$

$$v_{v,1} = \bar{v}_v \cdot N_v \cdot \tau_{\text{hydro}} - \frac{P_{v,1}^D / \eta_v^D - P_{v,1}^C \cdot \eta_v^C}{\gamma} - V_{v,1} - v_{v,1} \lambda_v \quad (4.7)$$

$$v_{i,1} = v_{i, \text{nhoras}} \quad i \in \{\mathbf{h}, \mathbf{v}\}, \in Y \quad (4.8)$$

$$\sum_{j \in J, i \in \{\mathbf{s}, \mathbf{w}\}} P_{i,j} = E_{\text{annual}} \cdot \Psi \quad \forall y \in Y, \Psi \in [0, 1] \quad (4.9)$$

4.2. Escenarios implementados

Los distintos enfoques utilizados para implementar el modelo, se detallan a continuación. Los resultados respectivos se analizan en el capítulo 5.

4.2.1. Escenario base

Buscando generar un escenario que sirviera como punto de partida para todas las simulaciones ejecutadas, se configuraron las siguientes características para el **escenario base**:

- Criterio estocástico para la determinación de los niveles de reserva secundaria requeridos.
- El nivel óptimo de penetración de TGV es optimizado por el modelo (no se incluye, por ende, la ecuación (4.9)).
- Ecuaciones inerciales (3.40) y (3.43) activas.
- DSM = 3%
- Las 8 tecnologías modeladas en este estudio se encuentran disponibles en el inventario de inversión.
- Costos de inversión dados por la Tabla 4.2.

4.2.2. Portafolio óptimo bajo un criterio heurístico de reserva secundaria

Para comparar la solución correspondiente al escenario base con un escenario en el que se configure un criterio de reserva secundaria distinto, se implementó una simulación en la que el criterio heurístico explicado en la sección (3.2.6), reemplazó al criterio estocástico propio del escenario base.

Este enfoque buscó explorar los posibles efectos adversos que tiene considerar una heurística en la determinación de la reserva secundaria.

4.2.3. Portafolio óptimo para distintos niveles de penetración de TGV

Este estudio corresponde a una extensión de lo implementado en 4.2.1 y 4.2.2, donde el único cambio fue la incorporación al modelo de la restricción (4.9). Así, la participación del conjunto eólico-solar FV, se fijó en 15, 25 y 35 % bajo ambos criterios de reserva. Todos los parámetros implementados en este contexto son idénticos a los utilizados bajo el marco del escenario base.

4.2.4. Portafolio óptimo en el que las ecuaciones inerciales son omitidas

Enfoque que pretendió evaluar el impacto de las ecuaciones inerciales (3.40) y (3.43), en la inversión y operación del parque generador.

4.2.5. Portafolio óptimo considerando distintos niveles de gestión de demanda (DSM)

Complementando los estudios anteriores, se analizaron las consecuencias de implementar gestión de la demanda en base a porcentajes de participación. Así, el valor de los parámetros \overline{ds}^+ y \overline{ds}^- se modificó desde un porcentaje base del 3%, a 0% (no se ejecuta DSM) y 5% (mayor gestión de demanda que la considerada en el escenario base).

4.2.6. Variantes implementadas a partir del escenario base

A continuación, se listan las variantes del escenario base estudiadas:

- a) **Portafolio óptimo que no considera tecnologías de almacenamiento eléctrico en el inventario de inversión:** Este enfoque buscó dilucidar el portafolio óptimo en el caso en que no se instalen baterías ni centrales de bombeo en la matriz eléctrica.
- b) **Portafolio óptimo en base a las tecnologías eólica, solar FV y hidráulicas:** En base a los resultados asociados al caso base (sección 5.1), se decidió eliminar del inventario de inversión a las tecnologías solar CSP y geotermia. La primera fue eliminada para explorar el cambio en las decisiones de inversión y operación cuando las centrales de embalse y solares CSP no pueden complementar su operación (tal como se menciona más adelante en la sección 5.1), mientras que la segunda fue eliminada dado que corresponde a la tecnología más inmadura en el contexto nacional.

- c) **Costo de inversión de las tecnologías eólica y solar FV decrece agresivamente:** Este escenario fue diseñado para revelar los impactos que costos de inversión cercanos a cero para parques eólicos y centrales solares FV, generarían en la matriz eléctrica. Qué ocurre con la distribución de las reservas?, Qué tecnología(s) pierde(n) importancia?, Qué tecnología(s) tiende(n) a tomar mayores niveles de reserva?.

Capítulo 5

Resultados y discusión

En este capítulo se exponen y analizan los principales resultados derivados de la metodología expuesta en el capítulo 3 y los escenarios descritos en la sección 4.2.

Primeramente, se presenta la matriz de generación óptima para el escenario base considerando ambos criterios de reserva secundaria, incorporándose información propia del despacho óptimo encontrado: Día representativo de invierno y verano, reservas asignadas a cada tecnología, etc.

Luego, se analiza el efecto de un aumento progresivo en la cuota de generación¹ en base a TGV en el despacho, bajo los dos criterios para la determinación de la reserva secundaria indicados en la sección 3.2.6.

Con la finalidad de evaluar el impacto de las ecuaciones inerciales (3.40) y (3.43) presentadas en la sección 3.2.6, se comparan los portafolios óptimos para implementaciones del modelo con y sin las citadas ecuaciones. Complementariamente, se estudian además los resultados obtenidos a partir de las variantes del escenario base donde, por ejemplo, se examinan los efectos que tiene una reducción agresiva de los costos de inversión asociados a TGV sobre las decisiones óptimas de inversión y operación. Posteriormente, se comparan los portafolios óptimos en escenarios con distinto nivel de gestión de la demanda (DSM).

Para finalizar este capítulo, se incluye una breve subsección dedicada a los costos incurridos en la inversión y operación de las distintas soluciones computadas.

Es importante mencionar que todas las capacidades a invertir informadas incluyen la capacidad instalada en el SEN a diciembre de 2016. Así, una capacidad informada de 12 [GW] para centrales hidráulicas de pasada, se traduce en que a los 3,275 [GW] instalados a diciembre de 2016, se agregan 8,725 [GW] con tal de satisfacer los requerimientos operacionales de la serie de tres años estudiada.

¹ Como porcentaje de la energía total demandada en el horizonte de estudio.

5.1. Portafolio óptimo para distintos criterios de reserva secundaria

En esta sección se analizan los resultados asociados a la implementación del escenario base bajo los dos criterios de reserva introducidos. La Tabla 5.1, expone los portafolios óptimos de capacidad en generación para ambos criterios.

Tabla 5.1: Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología en el contexto del escenario base. Criterios de naturaleza estocástica y heurística para la reserva secundaria.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	
	Criterio estocástico	Criterio heurístico
Baterías	231	242
Eólica	4.268	5.441
Geotermia	3.350	3.350
Hidráulica de Bombeo	0	0
Hidráulica de Embalse	6.115	5.431
Hidráulica de Pasada	12.017	11.925
Solar CSP	3.972	3.773
Solar FV	2.160	2.046
TOTAL	32.112	32.208

Es interesante notar que la decisión óptima bajo el criterio estocástico consideró prácticamente 1 [GW] menos en centrales eólicas, lo que se condice con la forma en que este criterio define los niveles de reserva: A mayor capacidad en TGV, mayor es la reserva secundaria asignada a las tecnologías que deben prestar dicho servicio. Por otra parte, la tecnología más cotizada por el modelo correspondió a las centrales de pasada, las cuales representaron un 37% de la capacidad en la que se decidió invertir. Lo anterior, implica que la capacidad en centrales hidroeléctricas de pasada aumentaría (al año 2050 y bajo un criterio estocástico de reserva) 3,69 veces respecto a la capacidad instalada a 2016. También es destacable que la única tecnología que agotó el potencial nacional es la geotermia, lo que se atribuye al elevado factor de planta que alcanza esta tecnología y que la transforma en una fuente energética muy confiable.

Pese a que la expansión en generación pareció tender a un punto común para ambos criterios de reserva, existen diferencias en términos de la inversión (costo total) y el despacho económico, los cuales se explican a continuación. La Tabla 5.2 compara los costos totales y costos de la energía bajo ambos criterios.

Tabla 5.2: Costos totales y costos de la energía bajo los dos criterios de reserva secundaria.

	Criterio estocástico	Criterio heurístico
Costos totales [B US\$]	31,95	31,57
Costo de la energía [US\$/MWh]	82,26	81,29

Se advierte que bajo el criterio estocástico, el portafolio óptimo fue un 1,19 % más costoso si se compara bajo el mismo escenario pero basado en el criterio heurístico. Lo anterior se debe a una cadena de situaciones que tiene como origen la abultada diferencia en la magnitud de la reserva secundaria asignada por el sistema. Lo anterior es corroborado por la Tabla 5.3, en la cual se comparan las reservas secundarias (promedio trienal) asignadas bajo ambos criterios.

Tabla 5.3: Requerimientos de reserva secundaria bajo los dos criterios estudiados.

	Criterio estocástico	Criterio heurístico
Reserva secundaria [MW]	1.980	546

Así, un menor requerimiento de reserva le permite al coordinador encender menos unidades encargadas de proveer este servicio, lo que se traduce en cesar de despachar (por lo menos a mínimo técnico) las unidades encargadas de mantener reserva y asignar ese nivel de generación a tecnologías más baratas como las centrales eólicas y solares FV. Para aclarar lo anterior se incluye la Tabla 5.4, donde se presentan los niveles de reserva secundaria asignados a cada tecnología (promedio trienal).

Tabla 5.4: Asignación de reserva secundaria para cada tecnología.

	Criterio estocástico	Criterio heurístico
Baterías	20	7
Geotermia	0	0
Hidráulica de Bombeo	0	0
Hidráulica de Embalse	1.326	374
Hidráulica de Pasada	186	1
Solar CSP	448	163

Vemos que a las centrales CSP fueron asignados 448 [MW] en promedio (equivalente a un 23 % del total) bajo el criterio estocástico, lo que se traduce en un mayor número de unidades encendidas (respecto al escenario bajo un criterio heurístico) que deben ser despachadas a lo menos a mínimo técnico para cumplir con los requerimientos. Así, el coordinador no puede (en pos de la seguridad del sistema) despachar tecnologías como viento y sol FV que producen energía a aproximadamente un tercio del costo correspondiente a CSP.

En términos energéticos, las Tabla 5.5 muestra como se repartió la generación de los ≈ 388 [TWh]² entre las distintas tecnologías. Cabe mencionar que la energía total generada no es idéntica en ambos escenarios, lo que se debe a una diferencia en la operación de las baterías en ambos casos y, por ende, distintas pérdidas totales por concepto de carga/descarga de dicha tecnología.

² ≈ 129 [TWh] anuales, durante 3 años.

Tabla 5.5: Energía generada por cada tecnología bajo ambos criterios de reserva secundaria.

	Criterio estocástico		Criterio heurístico	
	E_{gen} [GWh]	π_{gen} [%]	E_{gen} [GWh]	π_{gen} [%]
Eólica	36.417,7	9,4	43.691,4	11,2
Geotermia	73.066,7	18,8	73.066,7	18,8
Hidráulica de Embalse	70.744,2	18,2	62.743,1	16,2
Hidráulica de Pasada	157.064,8	40,4	160.877,9	41,4
Solar CSP	39.900,5	10,3	37.762,6	9,7
Solar FV	11.266,5	2,9	10.322,4	2,7
TOTAL	388.460,5	100,0	388.464,0	100,0

Por otra parte, con el fin de comparar los niveles de participación actual de las tecnologías con los obtenidos para el periodo 2050-2052, la Tabla 5.6 resume los valores correspondientes al escenario base y la situación actual (a diciembre de 2016) en el SEN.

Tabla 5.6: Participaciones de cada tecnología, en términos energéticos, al año 2016 y proyección al año 2051.

	π_{gen}^{2016} [%]	π_{gen}^{2051} [%]
Eólica	3,1	9,4
Geotermia	-	18,8
Hidráulica de Embalse	10,8	18,2
Hidráulica de Pasada	15,7	40,4
Solar CSP	-	10,3
Solar FV	3,5	2,9
Termoeléctrica convencional	66,7	-

Se advierte que al eliminar las centrales termoeléctricas convencionales del portafolio, la tecnología hidráulica de pasada pasó a ser la tecnología con mayor cuota de generación en la matriz eléctrica y, por otra parte, la generación hidráulica se transformó en la forma de generación con más peso en la matriz eléctrica.

Retomando los resultados incorporados en la Tabla 5.1, es interesante notar que dados los costos de inversión y operación utilizados, los resultados sugieren que la capacidad en centrales solares FV no tiene un desarrollo tan amplio como marca la tendencia hoy en Chile (ver Tabla 2.3 en el capítulo 2). El fenómeno anterior es confirmado por la disminución porcentual que experimentaría la tecnología solar FV en la energía total generada, tal como se muestra en la Tabla 5.6. De todas maneras, un análisis económico más detallado sería fundamental para extrapolar a la realidad los resultados mencionados previamente.

Buscando ilustrar el desempeño en tiempo real de los portafolios obtenidos, las Figuras 5.1 y 5.31 incluyen los despachos hora a hora del **escenario base** para dos días representativos³ del invierno y verano de 2051 (correspondiente al año con hidrología media). Específicamente, la Figura 5.1 muestra el despacho correspondiente al 24 de febrero de 2051, mientras que la Figura 5.31 representa el 6 de junio de 2051.

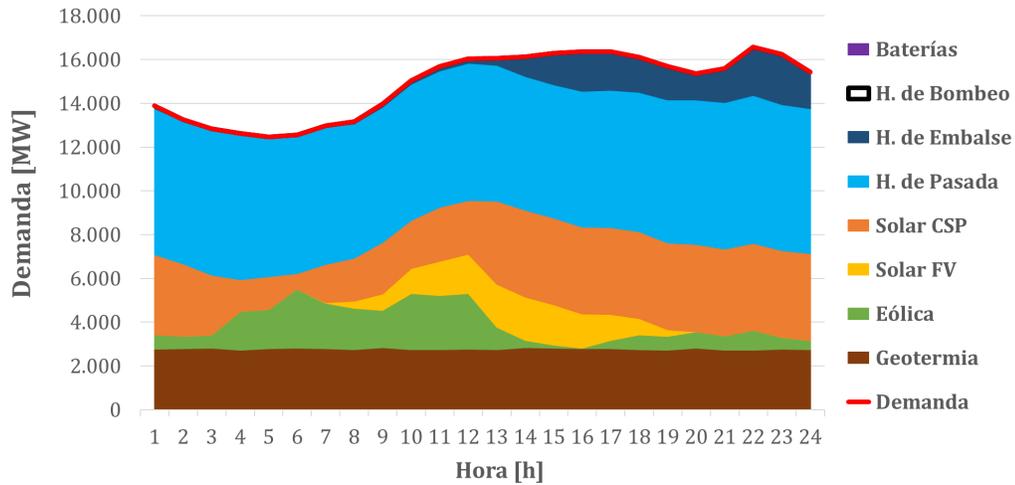


Figura 5.1: Despacho horario del día 24 de febrero de 2051. Escenario base.

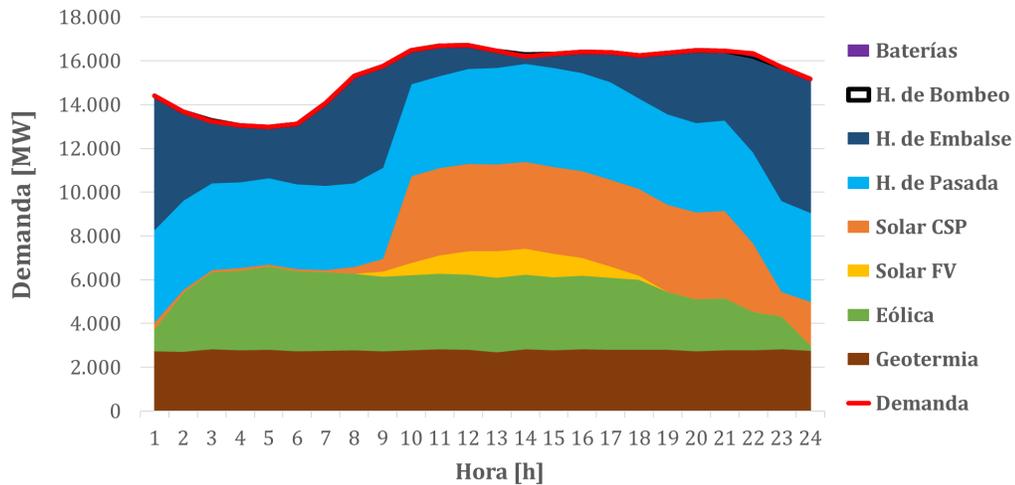


Figura 5.2: Despacho horario del día 6 de junio de 2051. Escenario base.

En base a las dos figuras anteriores se puede observar que:

- Las centrales geotérmicas figuraron como las centrales de base del portafolio⁴, siendo despachadas a plena carga durante los tres años de operación.

³ Los días ilustrados son aquellos que poseen el menor error cuadrático medio respecto a los días promedio de febrero y junio de 2051. Se eligieron esos meses por simplicidad.

⁴ Esto es verdadero durante todo el horizonte de estudio y, en particular, para los dos días señalados.

- Tal como se esperaba, las tecnologías en base al recurso solar disminuyeron el factor de planta en el día representativo del mes de junio (respecto al símil en febrero). La Figura 5.3 respalda lo mencionado anteriormente, en la cual también se puede ver el aumento en la participación de la tecnología hidráulica de embalse en junio (lo que se condice con una mayor disponibilidad del recurso hídrico en los meses de invierno).

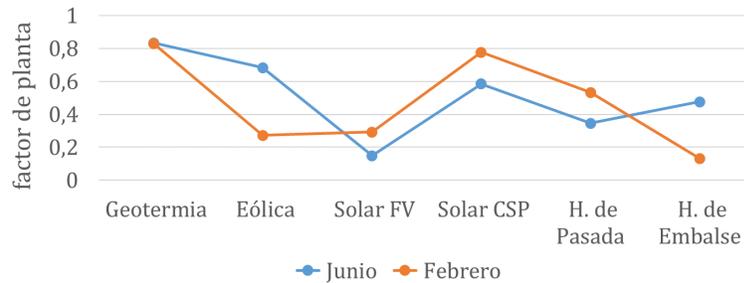


Figura 5.3: Factores de planta de cada tecnología de generación implementada, para los dos días de estudio.

Complementando lo anterior, las Figuras 5.4 y 5.5 presentan la evolución de las reservas primarias y secundarias, correspondientes a los días 24 de febrero y 6 de junio. Es importante mencionar que, tal como será explicado en las secciones posteriores, las tecnologías predominantes en términos de asignación de reserva secundaria fueron las centrales de embalse y las solares CSP. Una muestra de ello corresponde a lo mostrado en las Figuras 5.4b y 5.5b, donde prácticamente la totalidad de las reservas fueron asignadas a dichas tecnologías.

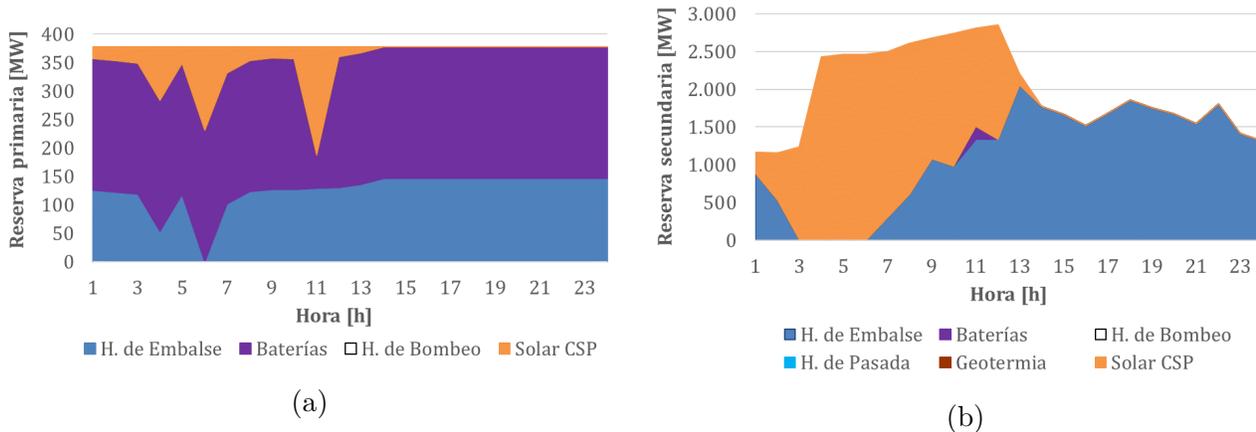


Figura 5.4: Gráficos que muestran las reservas (a) primaria y (b) secundaria asignadas por el coordinador. 24 de febrero de 2051.

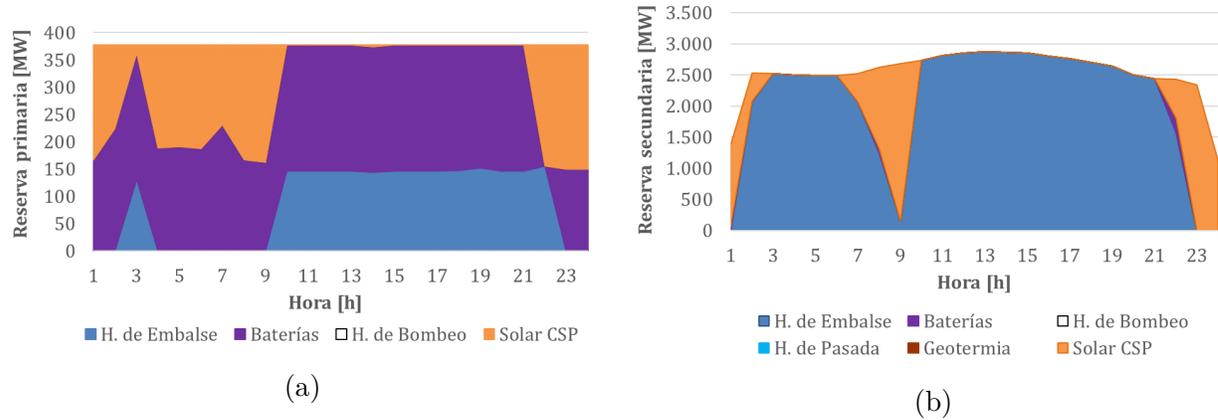


Figura 5.5: Gráficos que muestran las reservas (a) primaria y (b) secundaria asignadas por el coordinador. 6 de junio de 2051.

Se podría discutir que las variaciones tanto de las potencias despachadas, como de las reservas, presentan tasas de cambios muy bruscas de una hora a otra. Lo anterior no es correcto dado que las rampas de las tecnologías involucradas igualan (o superan) en magnitud a la potencia que cada unidad sincronizada puede tomar o desprender en una ventana de tiempo de una hora.

Otro resultado importante se ilustra en la Figura 5.6, la cual muestra cómo las tecnologías hidráulica de embalse y solar CSP mostraron un comportamiento complementario en término de sus factores de planta (fp) en el contexto del escenario base. Así, podemos ver que el fp para las centrales de embalse fue mayor en aquellos meses de invierno-primavera⁵, mientras que en el verano (precisamente cuando la radiación alcanza sus máximos niveles anuales) la tecnología solar CSP tendió a sobrepasar a las centrales de embalse. Un caso especial corresponde al tercer año de estudio: Dado los escasos afluentes de agua, CSP pasó a predominar por sobre las centrales de embalse durante todo el año. El desempeño de la matriz eléctrica sin la complementariedad recién descrita fue estudiado en la sección 5.5.2, donde geotermia y solar CSP fueron eliminadas del inventario de inversión.

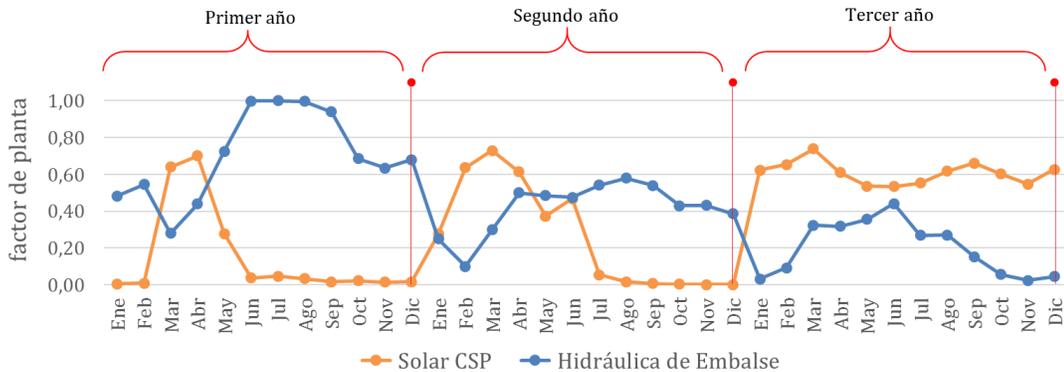


Figura 5.6: Evolución del factor de planta mensual asociado a las tecnologías solar CSP y hidráulica de embalse.

⁵ Propio de una combinación entre un régimen pluvial y uno mixto.

Buscando justificar cómo el portafolio asociado al escenario base (que instala mucha hidroelectricidad) sobrevive a un año seco, en lo que sigue se reúnen aquellos elementos que permitieron entender cómo cambiaron las decisiones del operador desde un año húmedo a un año seco con tal de mantener la seguridad y suficiencia en la operación del sistema.

5.1.1. Análisis de la confiabilidad en la operación del escenario base durante año seco

Durante el año seco de la serie hidrológica utilizada, la operación de la matriz eléctrica debió enfrentar afluentes y factores de disponibilidad del recurso considerablemente menores asociados a las centrales de embalse y pasada, respectivamente. Cuantitativamente, el promedio de los afluentes anuales a los embalses cae en un 70 % durante el año seco respecto al mismo valor asociado al año húmedo y, por otra parte, el factor de disponibilidad de las centrales de pasada cae un 9 % (en promedio) entre dichos años.

Con la finalidad de comprender como cambiaron las decisiones tomadas por el operador entre el año húmedo y el seco, la Figura 5.7 ilustra la evolución del porcentaje de participación en la energía generada por cada tecnología en dichos años, utilizando una resolución mensual. Adicionalmente, la Figura 5.8 muestra la evolución de la reserva secundaria promedio asignada a cada tecnología utilizando la misma resolución temporal. Notar que un valor igual al 50 % significa que dicha tecnología en ese mes generó (guardó) la mitad de la energía (reserva secundaria) demandada en promedio ese mes.

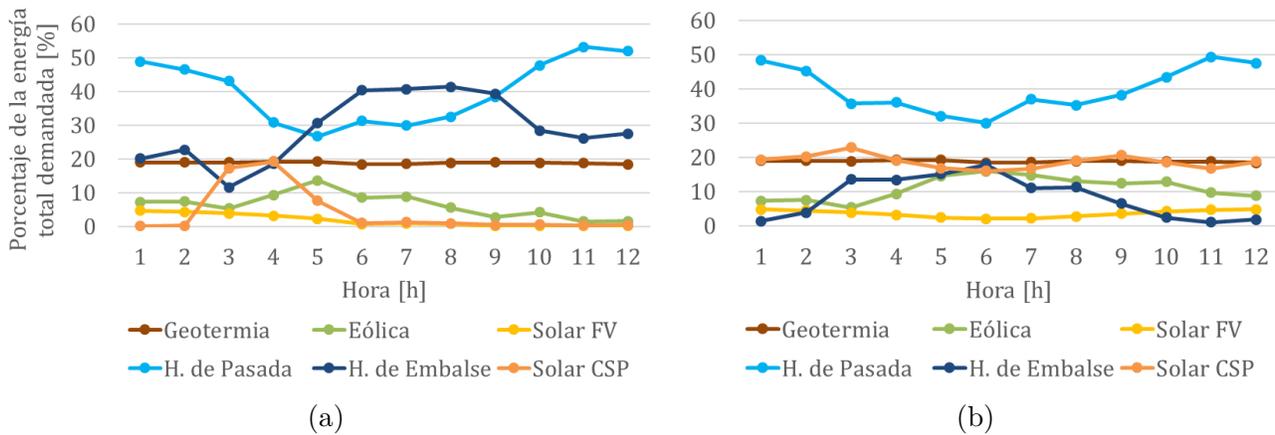


Figura 5.7: Porcentaje de participación mensual de cada tecnología en el despacho de energía durante el año (a) húmedo y (b) seco.

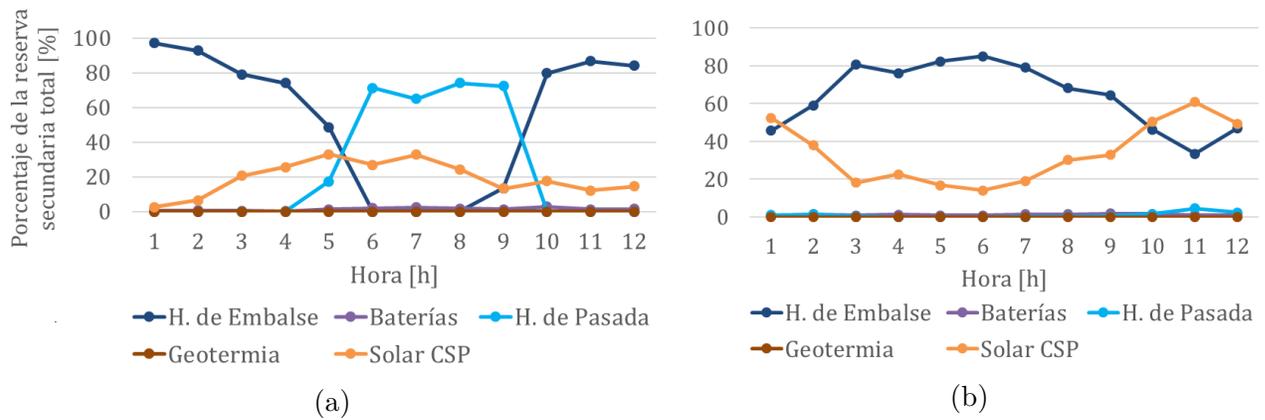


Figura 5.8: Porcentaje de participación mensual de cada tecnología en el despacho de reserva secundaria durante el año (a) húmedo y (b) seco.

A partir de los resultados presentados en dos figuras anteriores, se pudieron destacar los siguientes elementos:

- El aporte en generación por parte de las centrales de pasada sigue un perfil similar durante ambos años. No obstante, dado que durante el año húmedo el factor de planta de las centrales de pasada es mayor, esta tecnología puede guardar niveles considerables de reserva secundaria. De hecho, es la tecnología que guarda los mayores niveles de reserva desde junio hasta septiembre de 2050, aún cuando su participación en el despacho energético no disminuye.
- Durante el año húmedo de las 36 centrales solares CSP en las que se invierte solo se mantienen 10,8 encendidas en promedio. Lo anterior se atribuye primero a que la abundancia del recurso hídrico induce que la generación mediante centrales CSP (la cual cuesta más dinero por cada MWh) disminuya, y segundo a que encender las máquinas sincrónicas de las centrales CSP se traduce en un gasto adicional que el operador desea evitar. Por otra parte, dado que el recurso hídrico es más escaso durante el año seco, las centrales solares CSP aumentan considerablemente su participación tanto en el despacho energético, como en el de reserva secundaria, lo que se condice con las 33,5 máquinas encendidas en promedio ese año (el operador mantiene encendidas prácticamente todas las centrales CSP durante el año seco).
- Durante el año seco las tecnologías solar FV, solar CSP y eólica toman los niveles de generación que ya no pueden ser generador a partir de centrales hidráulicas de embalse. Se aprecia que la participación en la generación de esta última tecnología es creciente hasta junio y luego comienza a decrecer hasta noviembre, lo que se explica recordando que los peores niveles de radiación se encuentran en el periodo mayo → julio y, por tanto, es natural que se reduzca la generación mediante centrales solares FV y CSP.

Con tal de respaldar la curva de operación de los embalses mostradas en las Figuras 5.7a y 5.7b, la Figura 5.9 muestra la evolución del nivel de agua almacenada en los embalses durante los tres años de estudio.

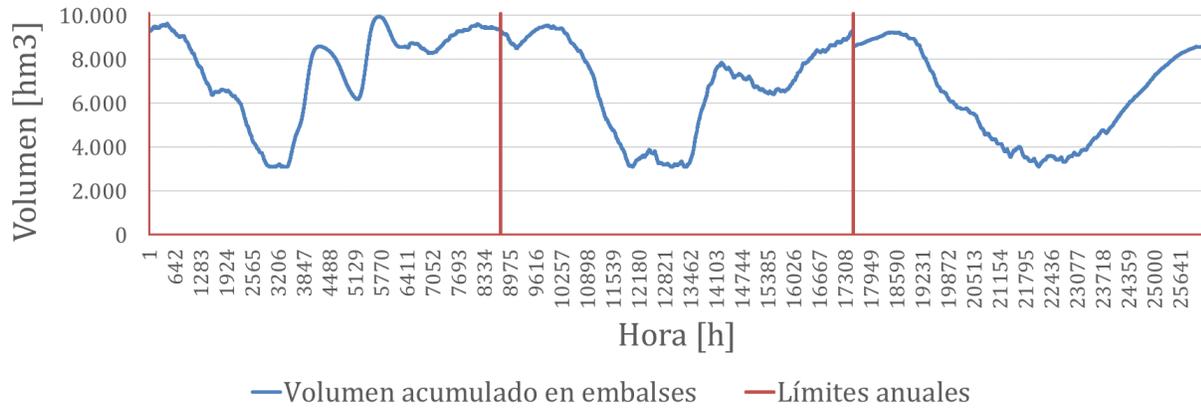


Figura 5.9: Evolución del nivel de agua almacenado en los embalses durante la serie de 3 años estudiada.

Dado que las Figuras 5.7 y 5.8 responden a una mirada resumida del despacho de energía y reserva secundaria, se incluyen también las Figuras 5.10 a 5.15 las cuales ilustran la operación detallada (despacho de energía y reservas) de los días representativos de marzo, agosto y diciembre⁶. La operación de los días representativos de los 9 meses restantes se presenta de forma complementaria en la sección A.4 de los anexos.

Operación detallada de los años húmedo y seco durante el mes de Marzo:

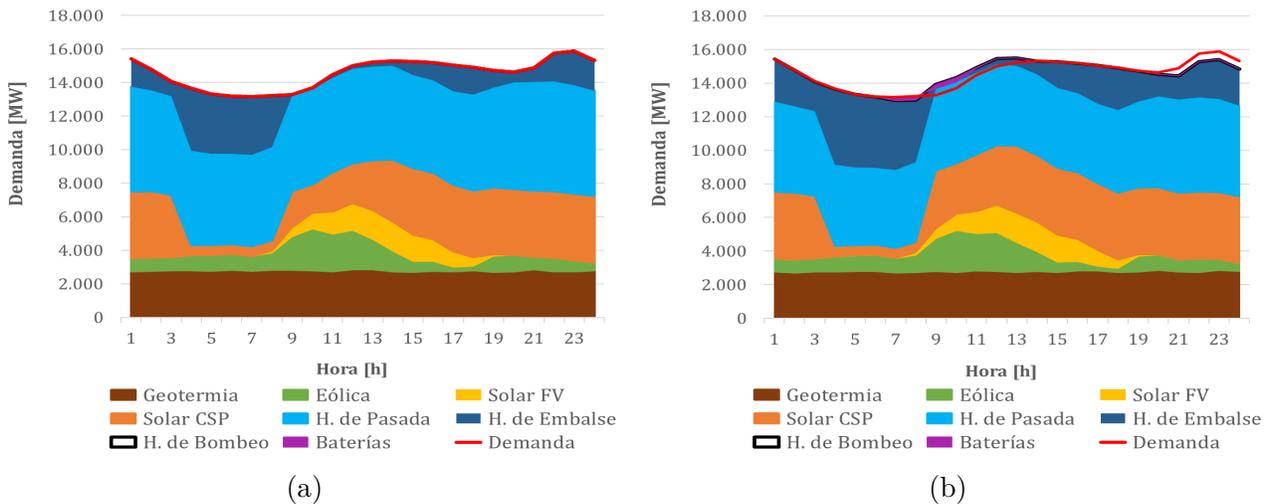


Figura 5.10: Despacho horario del día 29 de marzo de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

⁶ Se presentan solo estos meses primero por que dan cuenta de forma satisfactoria de los principales variaciones entre los meses del tercer año, y segundo para no incluir gráficos en exceso al cuerpo de esta sección. Se utilizó la misma metodología utilizada para generar las Figuras 5.1 y 5.31.

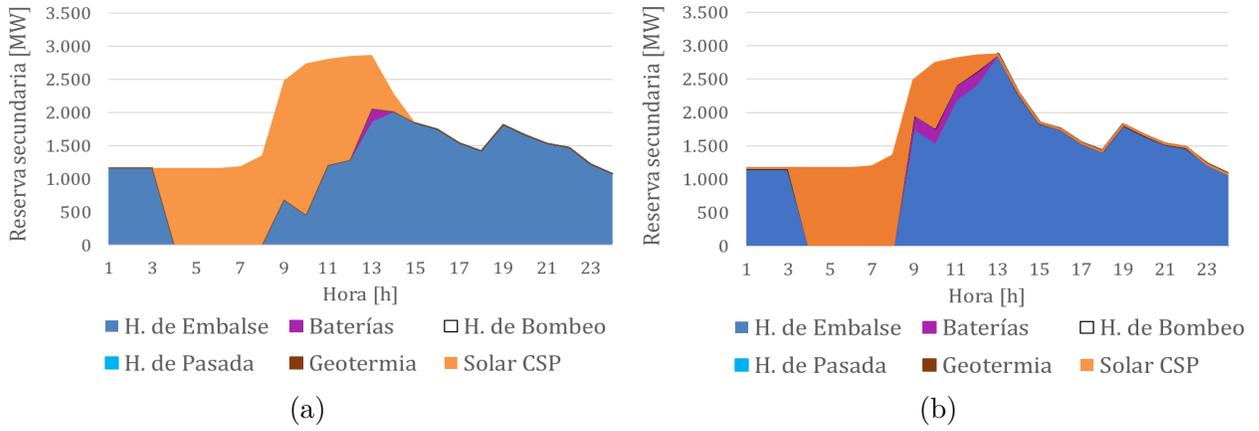


Figura 5.11: Asignación de reserva secundaria del día 29 de marzo de (a) 2050 y (b) 2052.

Operación detallada de los años húmedo y seco durante el mes de Agosto:

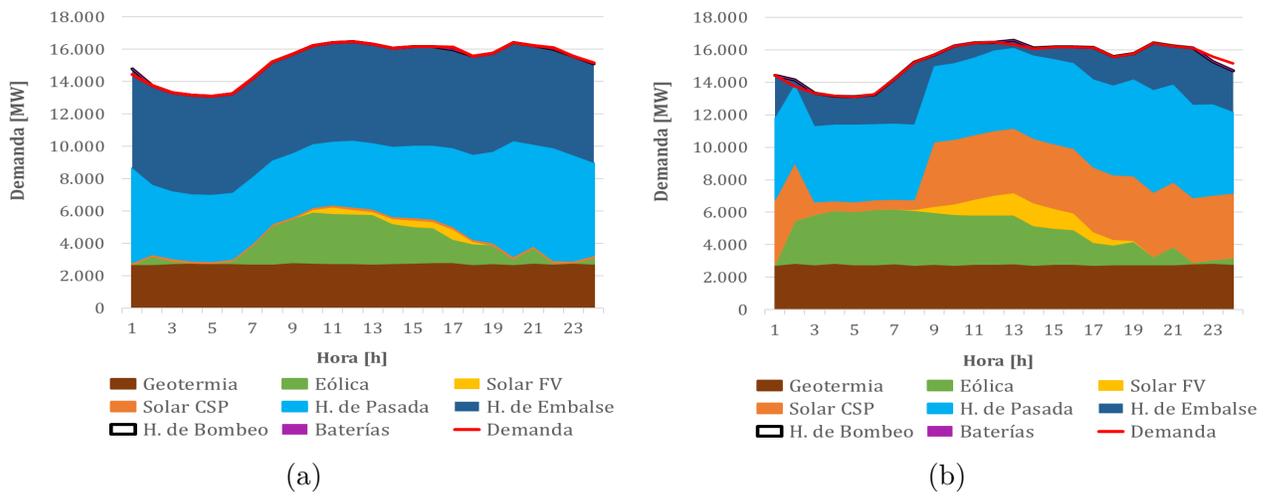


Figura 5.12: Despacho horario del día 22 de agosto de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

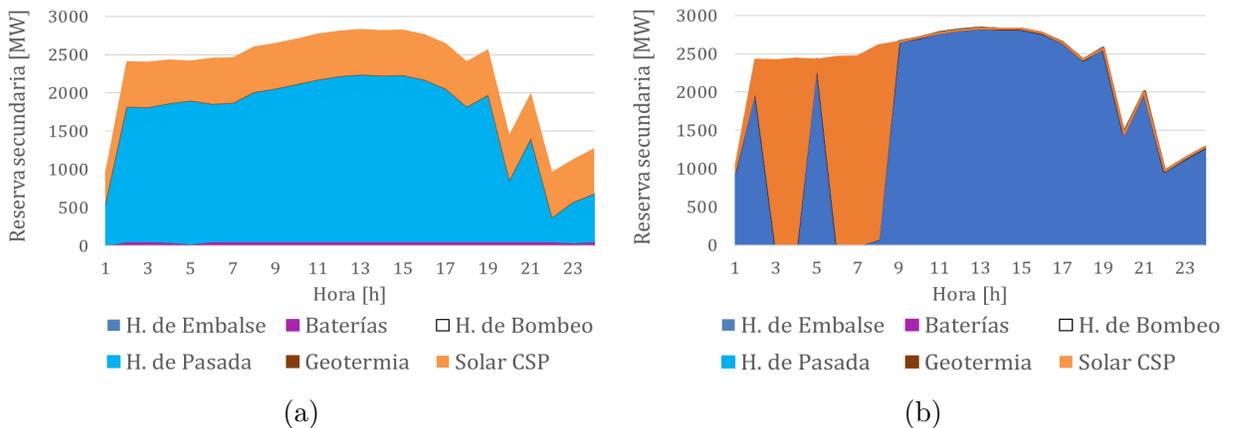


Figura 5.13: Asignación de reserva secundaria del día 22 de agosto de (a) 2050 y (b) 2052.

Operación detallada de los años húmedo y seco durante el mes de Diciembre:

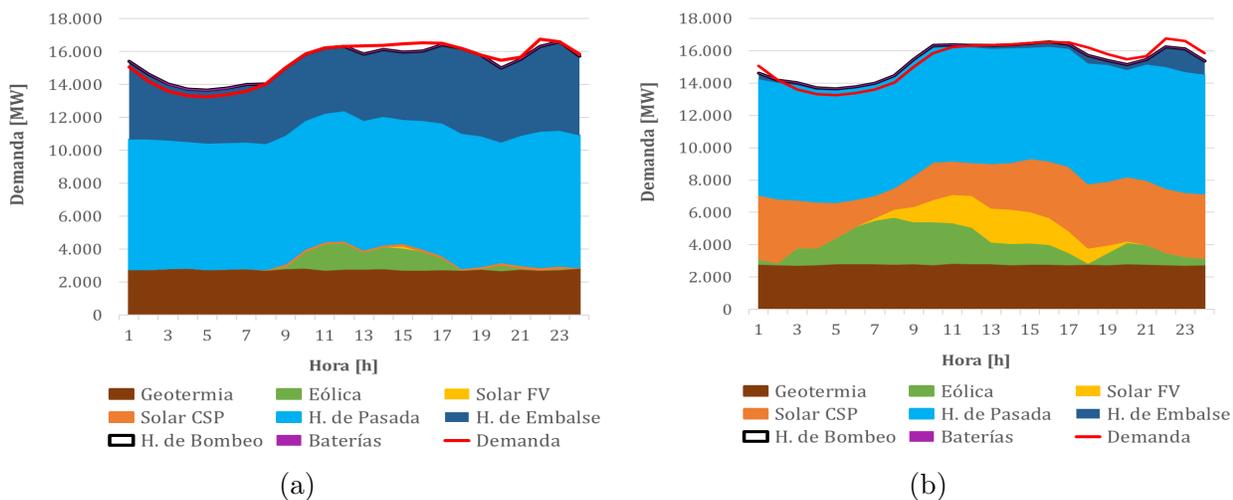


Figura 5.14: Despacho horario del día 16 de diciembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

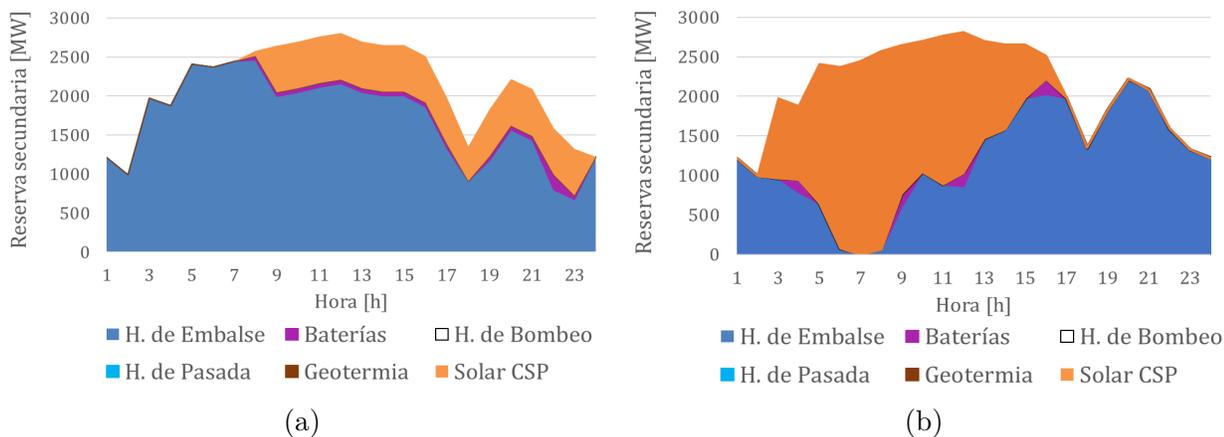


Figura 5.15: Asignación de reserva secundaria del día 16 de diciembre de (a) 2050 y (b) 2052.

5.2. Inversión y operación bajo distintos niveles de penetración de TGV

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de imponer (como parámetro de entrada) distintas penetraciones (en términos de porcentaje) de TGV. La Figura 5.16 ilustra la evolución de la capacidad instalada de cada tecnología considerando ambos criterios de reserva, mientras que las tablas 5.7 y 5.8 detallan los valores con los que se generaron dichos gráficos.

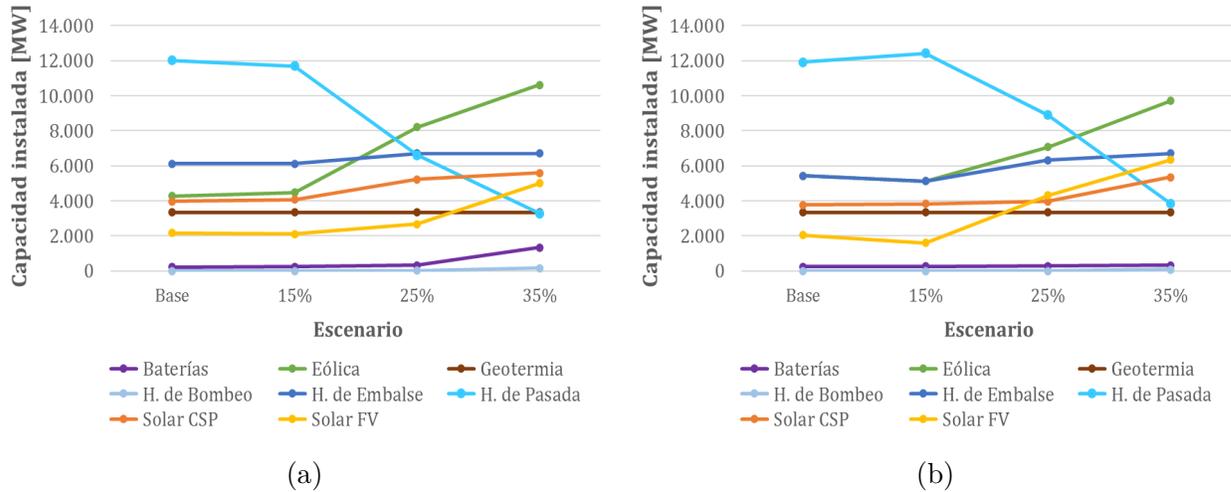


Figura 5.16: Gráficos que ilustran la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV a partir de: (a) Escenario base y (b) escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.

Tabla 5.7: Evolución de la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV, a partir del escenario base.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]			
	Escenario base	$\psi = 0, 15$	$\psi = 0, 25$	$\psi = 0, 35$
Baterías	231	248	326	1.337
Eólica	4.268	4.489	8.216	10.625
Geotermia	3.350	3.350	3.350	3.350
Hidráulica de Bombeo	0	0	26	167
Hidráulica de Embalse	6.115	6.115	6.711	6.711
Hidráulica de Pasada	12.017	11.699	6.604	3.275
Solar CSP	3.972	4.072	5.239	5.598
Solar PV	2.160	2.100	2.683	5.016
TOTAL	32.112	32.073	33.155	36.079

Tabla 5.8: Evolución de la capacidad instalada de cada tecnología bajo distintas penetraciones de TGV, a partir del escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]			
	Escenario base'	$\psi = 0, 15$	$\psi = 0, 25$	$\psi = 0, 35$
Baterías	242	220	287	324
Eólica	5.441	5.009	7.075	9.704
Geotermia	3.350	3.350	3.350	3.350
Hidráulica de Bombeo	0	0	0	91
Hidráulica de Embalse	5.431	5.131	6.322	6.711
Hidráulica de Pasada	11.925	12.429	8.899	3.849
Solar CSP	3.773	3.916	3.983	5.357
Solar PV	2.046	1.602	4.312	6.338
TOTAL	32.208	31.657	34.229	35.722

Del análisis de los datos, se desprende que ambos criterios presentaron tendencias similares en la forma en que evolución la inversión de todas las tecnologías excepto las baterías, en las cuales se invierte cerca de 1 [GW] más en capacidad bajo el criterio estocástico (para una penetración de TGV igual al 35%), si se compara con el criterio heurístico (esta situación se analizará en el párrafo siguiente). Por otra parte, se destaca la disminución sostenida de capacidad correspondiente a centrales de pasada, las cuales comienzan a ser menos costo-eficientes para altas penetraciones de TGV debido a que, pese a poder guardar reserva, no cuentan con capacidad de almacenamiento. Así, las centrales hidráulicas de embalse y solares CSP se vieron estimuladas tanto para cubrir la disminución de energía despachada por las centrales de pasada, como para tomar mayores niveles de reserva. Lo anterior es válido en la medida que ψ sea menor a un 25%.

A partir de penetraciones de TGV en torno al 25% ($\psi = 0, 25$), las baterías se ven fuertemente estimuladas preferentemente para tomar mayores niveles de reserva secundaria, tal como lo muestra la Figura 5.32. De esta forma, las centrales de embalse y solares CSP tienden a disminuir su participación en el CSF en pos de una mayor participación en el despacho energético horario. Cabe destacar que, pese al crecimiento explosivo de la participación de baterías en el CSF, las centrales hidráulicas de embalse representaron la mayor fuente de reserva secundaria bajo todos los valores de ψ implementados.

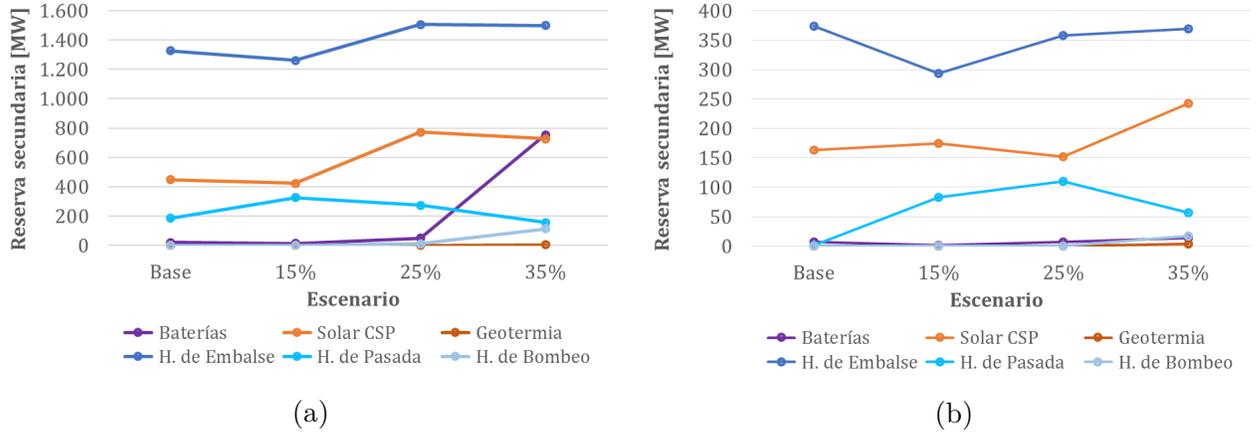


Figura 5.17: Requerimiento de reserva secundaria bajo distintas penetraciones de TGV para (a) criterio estocástico y (b) heurístico de reserva secundaria.

Respecto a la reserva primaria, los resultados sugieren que la asignación realizada por el optimizador no varía en gran medida respecto del escenario base. De todas maneras, se advirtió que en la medida que se incrementa el valor de ψ , las baterías tienden a guardar niveles crecientes de reserva primaria en el marco del criterio heurístico, mientras que en base al criterio estocástico la entrada de las centrales de bombeo al CPF produce que la reserva primaria asignada a las baterías tienda a disminuir a partir de un ψ fijo que se encuentra en el rango $0,25 \leq \psi < 0,35$. Lo anterior se puede ver en las Tablas 5.9 y 5.10, que entregan todos los valores promedio de las reservas asignadas a cada tecnología.

Tabla 5.9: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Criterio estocástico de la reserva.

	R_b^P	R_{csp}^P	R_h^P	R_v^P	R_{total}^P	R_b^S	R_{csp}^S	R_g^S	R_h^S	R_p^S	R_v^S	R_{total}^S
15 %	227	53	97	0	377	13	424	0	1.262	327	0	2.027
25 %	271	49	44	13	377	51	771	0	1.506	274	13	2.614
35 %	259	52	43	23	377	754	726	5	1.499	156	113	3.254

Tabla 5.10: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Criterio heurístico de la reserva.

	R_b^P	R_{csp}^P	R_h^P	R_v^P	R_{total}^P	R_b^S	R_{csp}^S	R_g^S	R_h^S	R_p^S	R_v^S	R_{total}^S
15 %	217	66	94	0	377	2	175	0	294	83	0	554
25 %	273	34	70	0	377	8	152	0	358	110	0	628
35 %	298	30	36	13	377	13	242	3	369	57	17	702

Notamos que los portafolios óptimos en base al criterio heurístico consideraron niveles mucho menores de reserva secundaria, lo que podría inducir a subestimar la potencia reservada a ser desplegada durante el CSF. Además, la tasa de crecimiento de la reserva secundaria

es mucho más pronunciada bajo el criterio estocástico: Aumentar en un 10 % la penetración de TGV se traduce en ≈ 610 [MW] más de reserva bajo el criterio estocástico, frente a los ≈ 65 [MW] que son adicionados bajo el criterio heurístico. Así, en la medida que aumenta la penetración variable se hace cada vez más insegura la operación desde el punto de vista de la regulación secundaria de frecuencia.

Otro elemento importante es que los resultados sugieren que la decisión óptima, en cualquier caso, considera instalar más centrales eólicas que plantas solares. Esto se atribuye a que el factor de disponibilidad del recurso eólico es en promedio un 46 %⁷ mayor que el asociado al sol. Así, pese a tener asociado un costo de capital mayor, el ingreso de centrales eólicas se ve más estimulado que el de centrales FV. No obstante, también existe un incremento sostenido de la inversión en capacidad solar, lo que se justifica (al menos en el contexto del escenario base) considerando la incertidumbre de los recursos: El valor máximo de la incertidumbre del recurso solar es menor que el correspondiente a las centrales Taltal y Cuel, y levemente superior (5 %) al obtenido para El Arrayán.

Con la finalidad de mostrar la operación real de los portafolios durante el año que cuenta con la mínima disponibilidad del recurso hídrico (2052), en lo que sigue se detallan los despachos de energía y reservas para 5 de los 8 portafolios⁸ ilustrados en la Figura 5.16. En este contexto se extrajeron de los resultados el despacho energético, asignación de reserva secundaria y curvas correspondientes a la respuesta inercial, asociadas a la semana del año en que el nivel de agua almacenada en los embalses alcanza el mínimo anual (semana 24 tal como se puede desprender de la Figura 5.9).

⁷ El promedio para los recurso eólico y solar es $\approx 0,35$ y $0,24$, respectivamente.

⁸ No se incluyeron los escenarios con $\psi = 0,15$ dado que el escenario base tiene una penetración de TGV cercana a dicho valor (bajo ambos criterios de reserva). Además, dado que parte de la operación del escenario base ya fue presentada, en esta sección se incluye únicamente la operación de este escenario bajo un criterio heurístico de reserva.

5.2.1. Operación detallada semana 24 del año 2052 en base al criterio estocástico de reserva secundaria

- $\psi = 0,25$

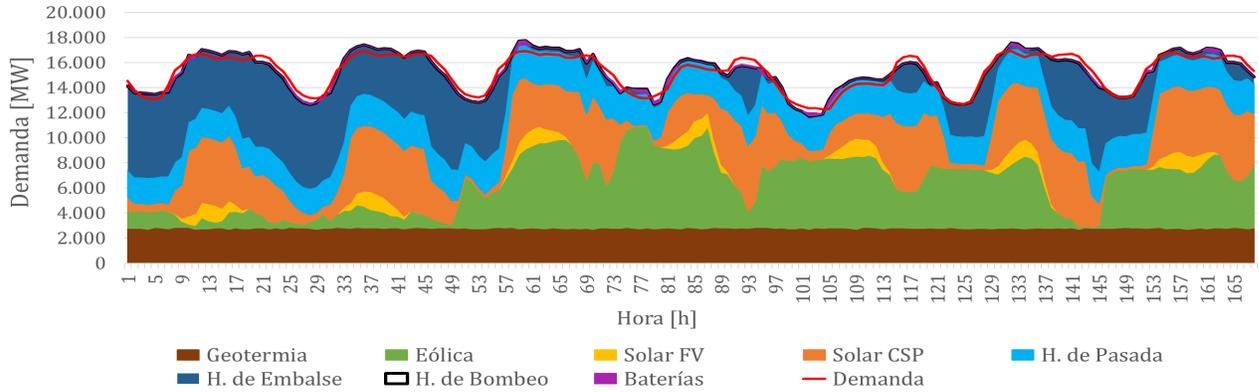


Figura 5.18: Despacho horario escenario $\psi = 0,25$. Criterio estocástico de reserva secundaria.

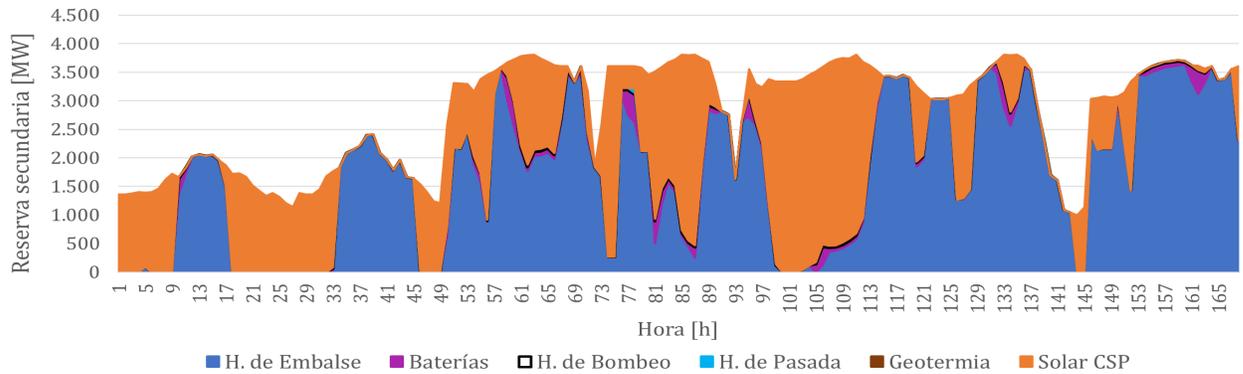


Figura 5.19: Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0,25$. Criterio estocástico.

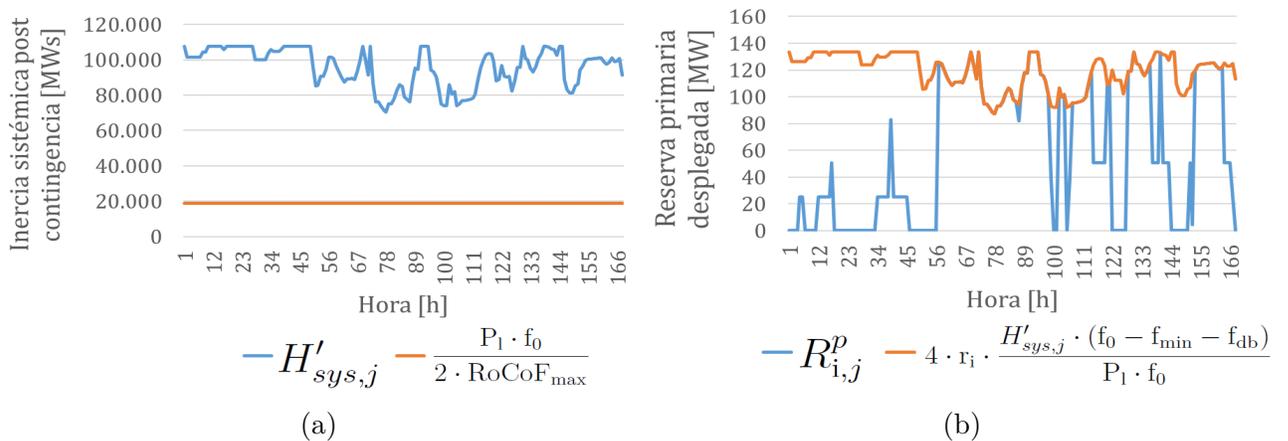


Figura 5.20: Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0,25$. Criterio estocástico.

• $\psi = 0,35$

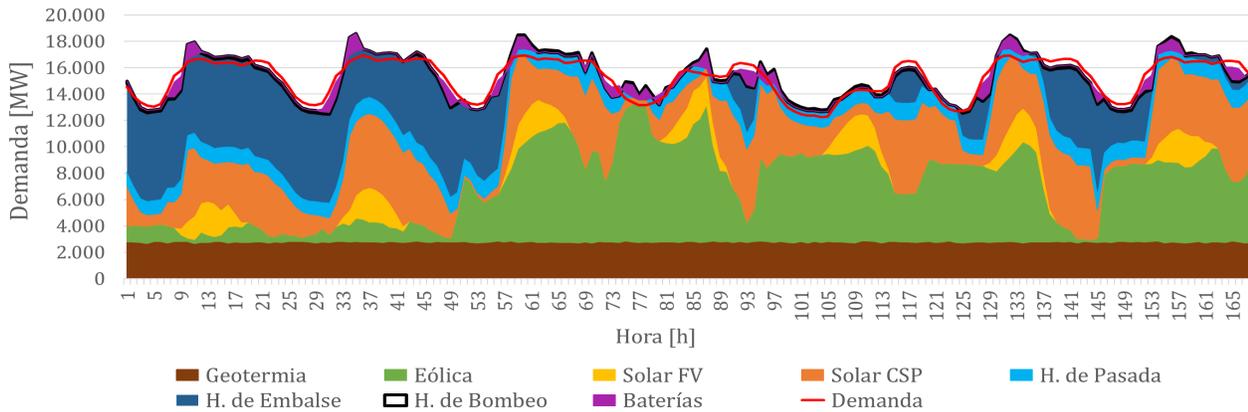


Figura 5.21: Despacho horario escenario $\psi = 0,35$. Criterio estocástico de reserva secundaria.

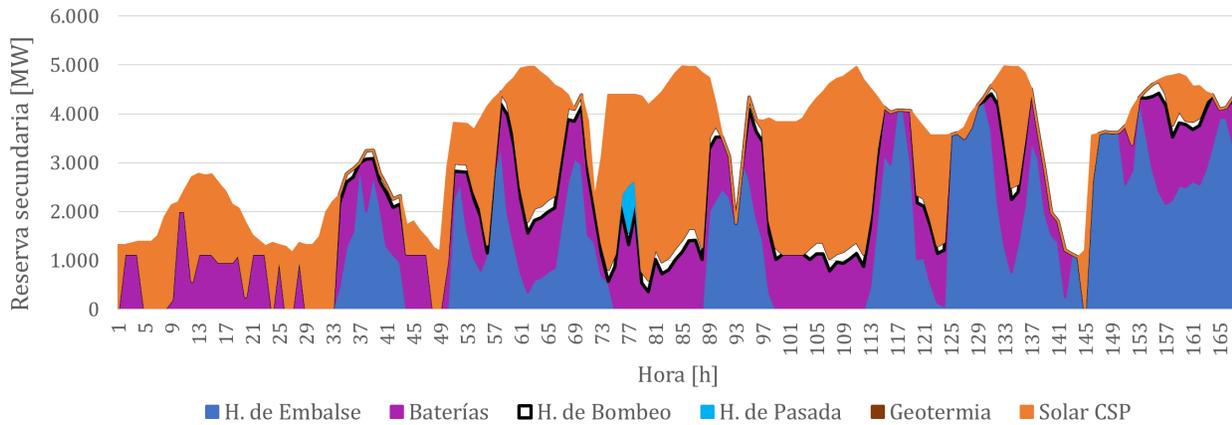


Figura 5.22: Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0,35$. Criterio estocástico.

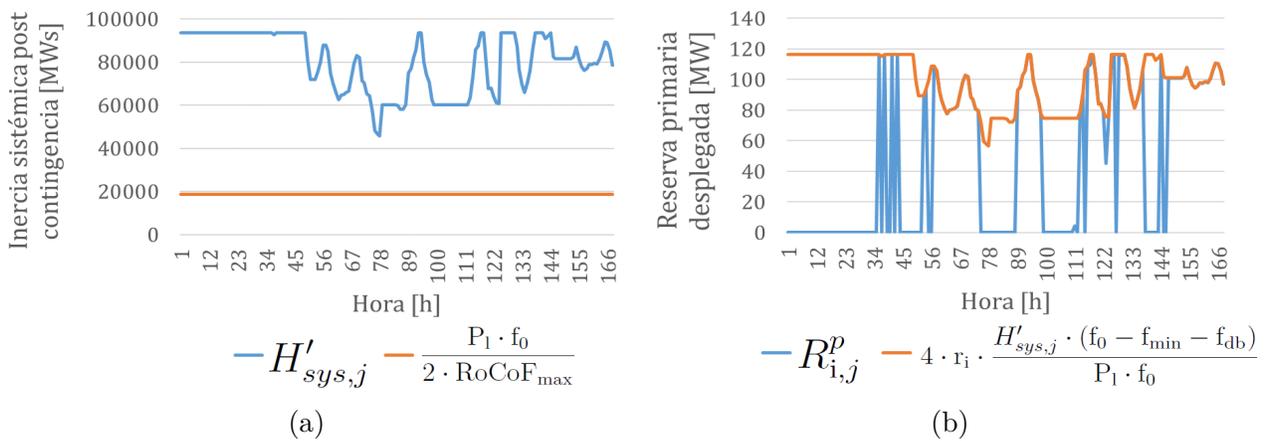


Figura 5.23: Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0,35$. Criterio estocástico.

5.2.2. Operación detallada semana 24 del año 2052 en base al criterio heurístico de reserva secundaria

- Escenario base utilizando el criterio heurístico de reserva secundaria

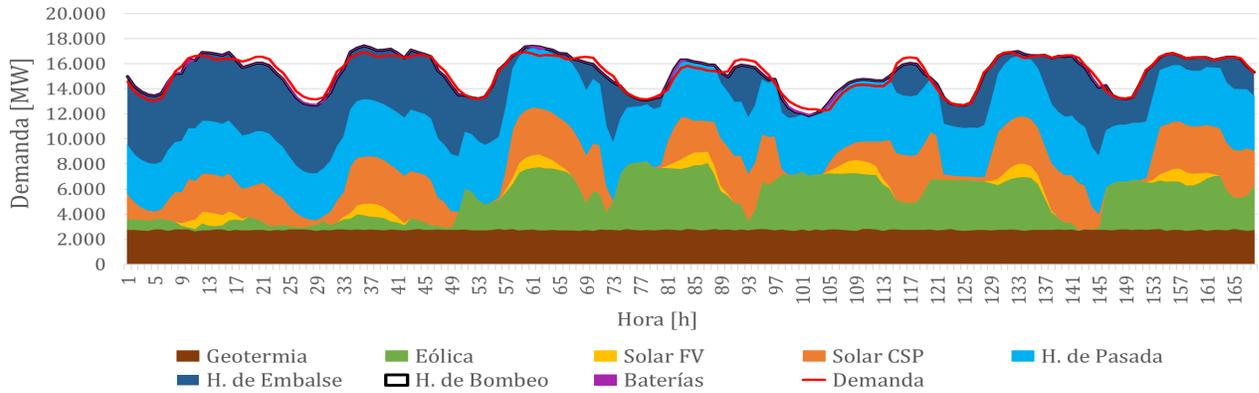


Figura 5.24: Despacho horario escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.

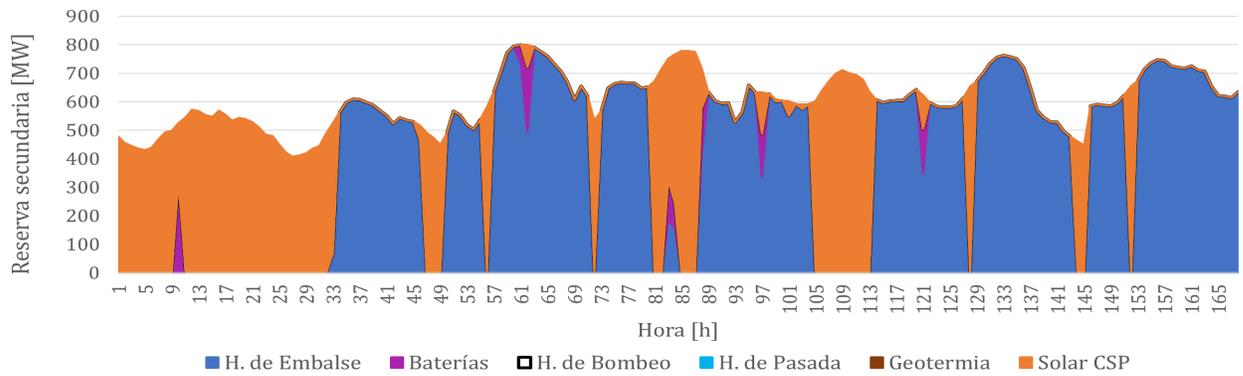


Figura 5.25: Asignación de reserva secundaria escenario base con criterio heurístico.

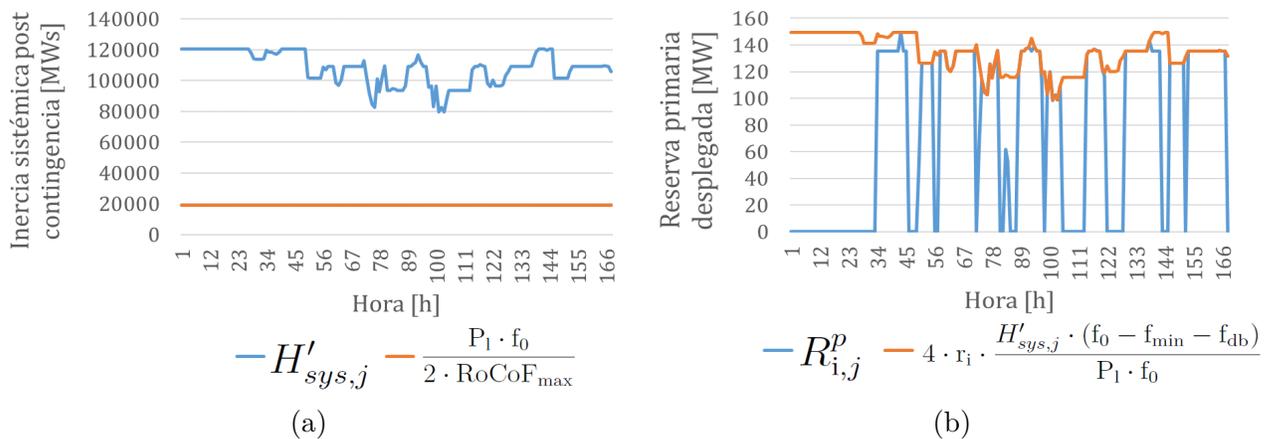


Figura 5.26: Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario base con criterio heurístico de reserva secundaria.

• $\psi = 0,25$

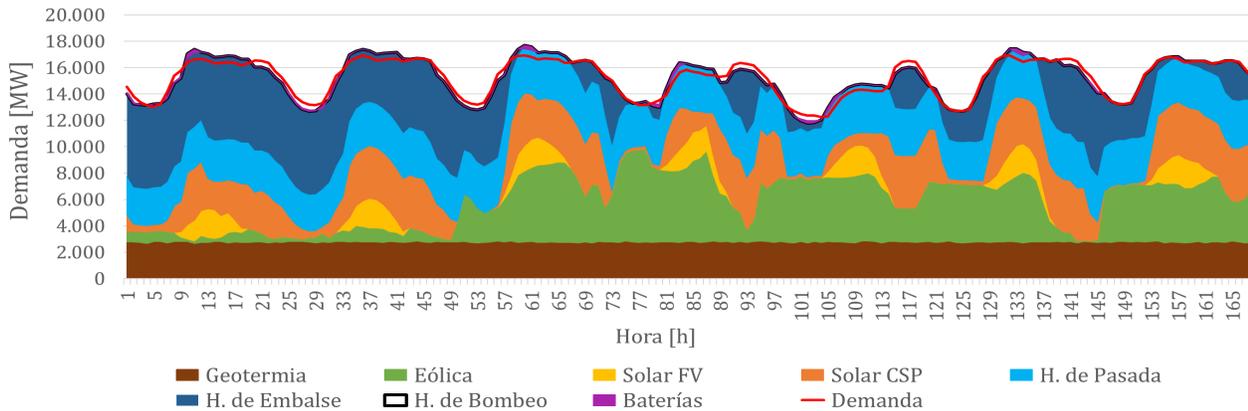


Figura 5.27: Despacho horario escenario $\psi = 0,25$. Criterio heurístico de reserva secundaria.

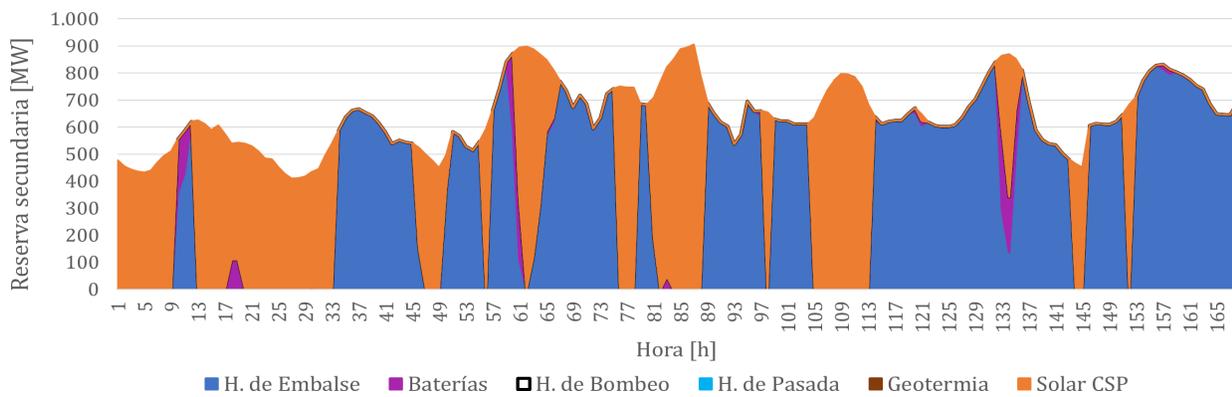


Figura 5.28: Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0,25$. Criterio heurístico.

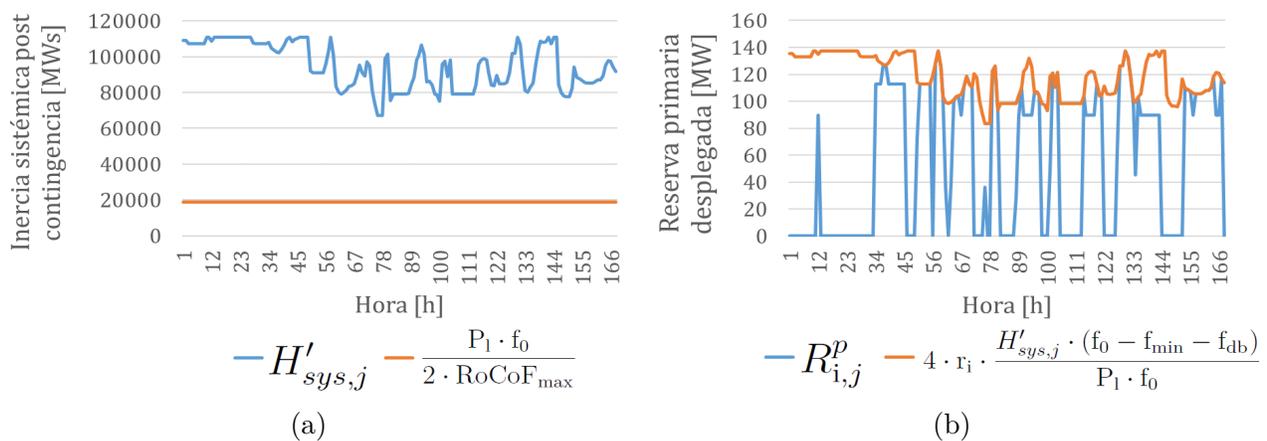


Figura 5.29: Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0,25$. Criterio heurístico.

• $\psi = 0,35$

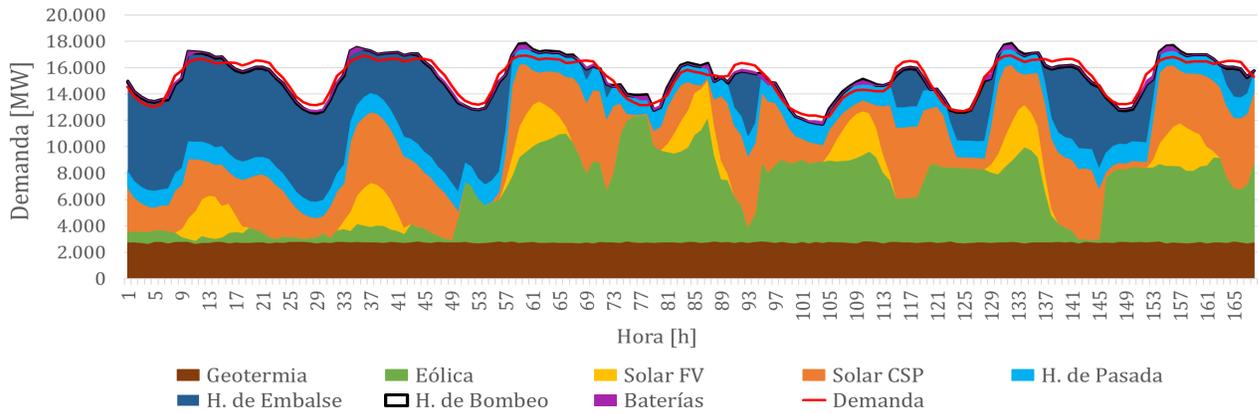


Figura 5.30: Despacho horario asociado al escenario $\psi = 0,35$. Criterio heurístico de reserva secundaria.

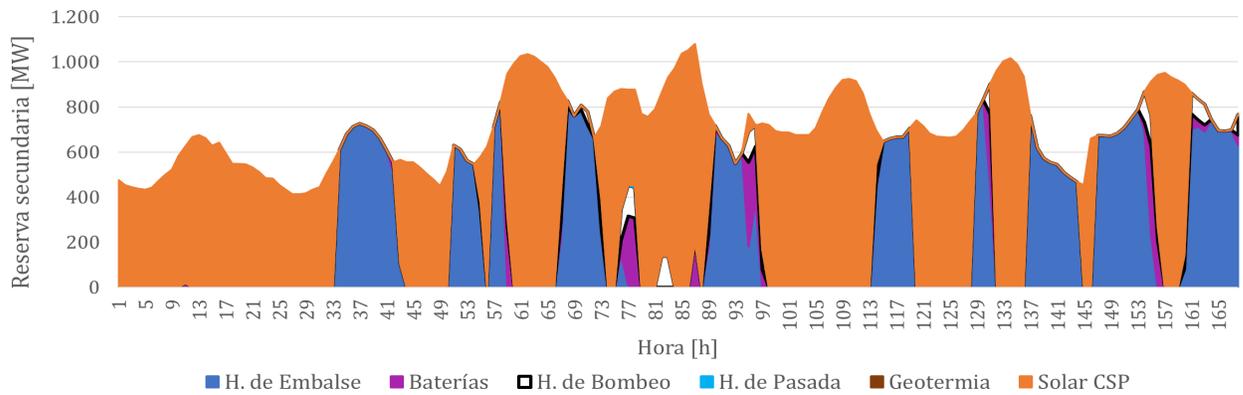


Figura 5.31: Asignación de reserva secundaria escenario $\psi = 0,35$. Criterio heurístico.

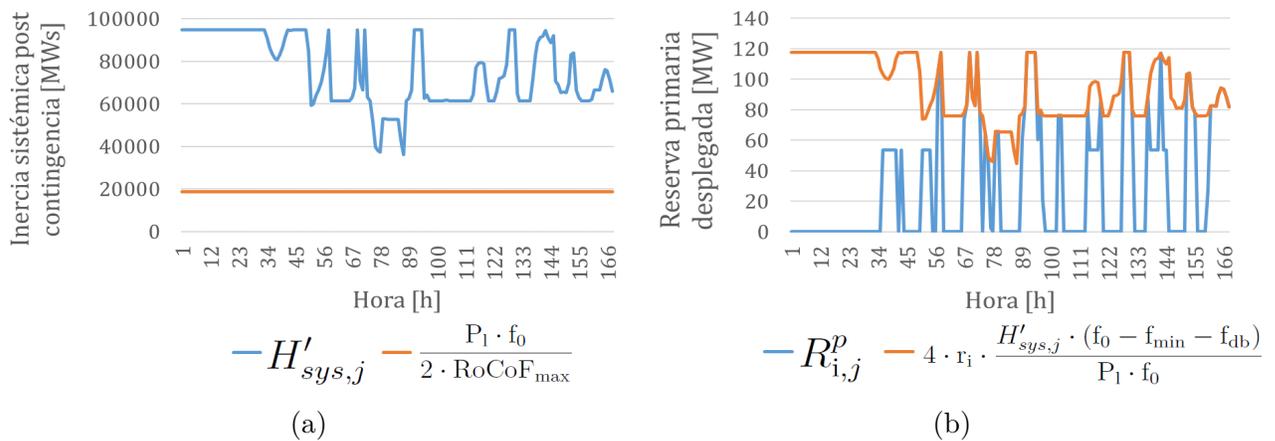


Figura 5.32: Evolución de las ecuaciones (a) RoCoF y (b) Frecuencia Nadir durante la operación del escenario con penetración de TGV $\psi = 0,35$. Criterio heurístico.

5.3. Respuesta inercial del sistema

En esta sección se analiza el impacto de las ecuaciones (3.40) y (3.43) en la configuración y operación óptima del parque generador. Para simplificar la notación, los términos S_1 y S_2 definen al escenario base y al escenario en que las ecuaciones inerciales fueron omitidas, respectivamente.

La Tabla 5.11 compara los costos totales, costos de la energía⁹ y el factor ϱ definido como el cociente de la capacidad instalada y la demanda máxima, para ambos escenarios.

Tabla 5.11: Costo total, costo de la energía y cociente entre capacidad instalada y demanda máxima. Escenarios S_1 y S_2 .

Item	S_1	S_2
Costos totales [B US\$]	31,953	31,905
Costo de la energía [US\$/MWh]	82,26	82,14
ϱ	1,85	1,84

Se advierte que la implementación que omitió las ecuaciones inerciales, entregó un portafolio un 0,15% más barato que aquella que las incorporó, y el parque generador necesitó una capacidad total prácticamente idéntica en ambos casos para poder operar durante el horizonte de evaluación. Pese a lo anterior, en S_2 se identificaron horas en las que aún cuando el nivel de reserva primaria cumple con (3.44), el despliegue en tiempo real de las reservas no podría ser concretado durante una contingencia: A algunas tecnologías se les asigna una reserva primaria mayor (en magnitud) a la que realmente podrían entregar¹⁰. Lo anterior se ilustra en las Figuras 5.33 y 5.34, donde se muestra la evolución de la ecuaciones (3.40) y (3.43) tanto para S_1 , como para S_2 ¹¹. L_i y L_d corresponden al *lado izquierdo* y *lado derecho* de cada ecuación, respectivamente.

⁹ Costos obtenidos como la suma de la totalidad de la energía generada por el parque, dividido por el costo total del sistema.

¹⁰ La ecuación (3.43) no se cumple en este contexto y de aquí el argumento mencionado.

¹¹ Se optó por realizar este análisis en base a la tecnología hidráulica de embalse, dado que esta corresponde a la segunda tecnología (después de las baterías) con mayor despliegue de reserva primaria en S_1 y la principal fuente de este servicio en S_2 .

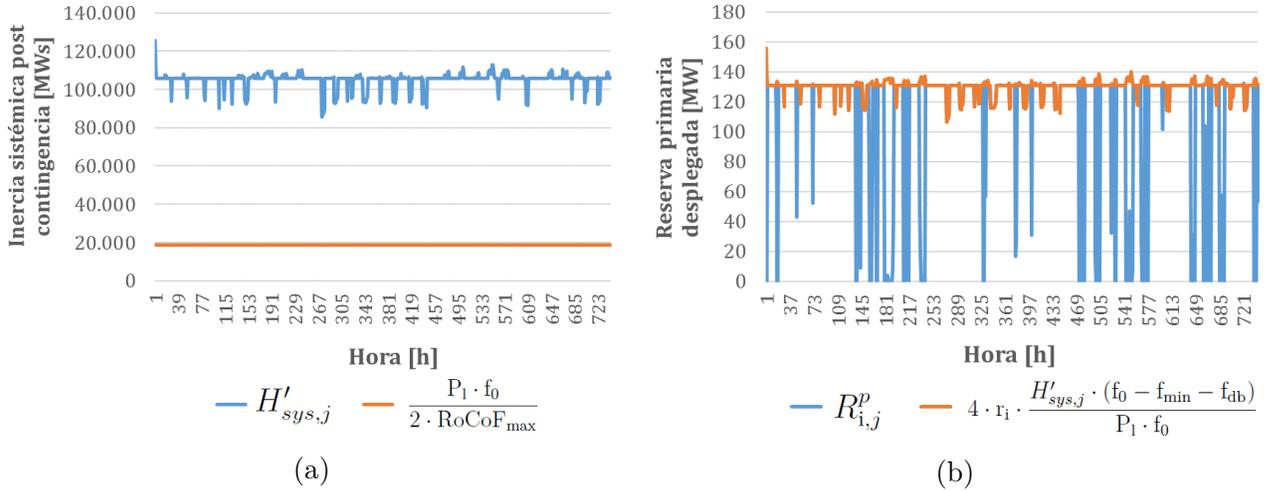


Figura 5.33: Gráficos que ilustran (a) ambos lados de la ecuación que limita el RoCoF máximo y (b) ambos lados de la ecuación que limita la reserva primaria desplegada. Escenario S_1 durante las 744 horas de enero.

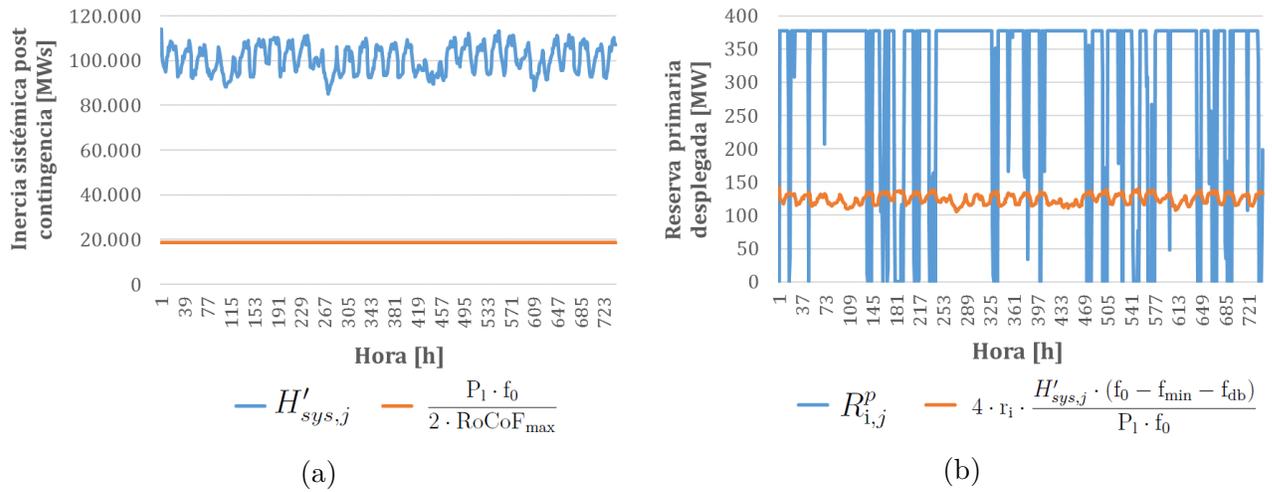


Figura 5.34: Gráficos que ilustran (a) ambos lados de la ecuación que limita el RoCoF máximo y (b) ambos lados de la ecuación que limita la reserva primaria desplegada. Escenario S_2 durante las 744 horas de enero.

A partir de las Figuras 5.33a y 5.34a, se puede concluir que el número de generadores sincrónicos en línea permite asegurar que, en todo instante, la inercia sistémica será tal que la mayor contingencia simple no se traducirá en una caída brusca de la frecuencia. No obstante, al omitir la ecuación (3.43), el optimizador encontró que la mejor asignación de reserva primaria no es precisamente (para ciertas horas) la que permite asegurar que la frecuencia sistémica no caerá bajo f_{\min} . La Figura 5.35 ilustra lo que ocurre con la reserva primaria (promedio trienal) en S_1 y S_2 .

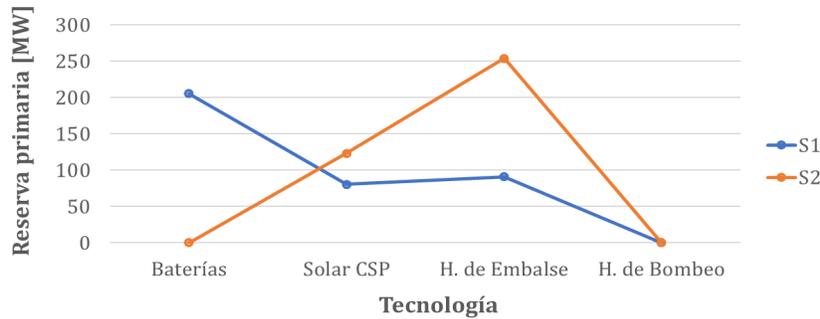


Figura 5.35: Asignación de reserva primaria para cada tecnología que debe prestar este servicio. Escenarios S_1 y S_2 .

Notamos que en S_1 la reserva primaria fue repartida entre todas las tecnologías consideradas en la inversión, mientras que en S_2 la reserva primaria asignada a las centrales de embalse fue más del doble de aquella que es técnicamente desplegable por esta tecnología. A modo de ejemplo, el programa asignó a las centrales de embalse una reserva superior a la técnicamente desplegable un 85% de las horas del mes de enero de 2051 (Figura 5.34b), lo que por una parte ayuda a disminuir los costos globales de operar la matriz eléctrica pero, por otro lado, se traduce en una operación infactible técnicamente. Es importante destacar la importancia que adquieren las baterías (en términos de la regulación primaria) al considerar las ecuaciones inerciales: La velocidad de respuesta de dicha tecnología pasa a ser clave (y muy cotizada) a la hora de asegurar una operación segura del SEP bajo el punto de vista de la regulación de frecuencia.

Es importante mencionar que tecnologías como la geotermia han tenido fuerte avances tecnológicos que han permitido, entre otras cosas, aumentar la flexibilidad de este tipo de centrales [16]. Esto se traduce en mejores desempeños del controlador de las máquinas sincrónicas y, por ende, un mejor desempeño bajo contingencias. Así, el tradicional obstáculo de no contar con la flexibilidad necesaria en contextos de alta penetración de TGV, ya no constituye un problema tan complejo de resolver. Lo anterior lo reafirma el hecho de que estudios revelan que los tiempos de respuesta de centrales CSP son del orden de 1 hora (suficiente para tomar cualquier nivel de carga dentro de los límites dados por su capacidad instalada) y, por otra parte, que las centrales de embalse pueden pasar del reposo a potencia nominal en menos de media hora, por ejemplo.

Respecto a desarrollos futuros, sería interesante evaluar si en escenarios con las características de S_1 y que permitan desprender carga ($LL \neq 0$), la implementación de la restricción (3.43) sigue siendo económicamente óptima bajo una probabilidad fija de ocurrencia asociada a la contingencia simple P_1 . Así, si el operador no es completamente averso al riesgo, entonces una combinación entre un $voll$ determinado y una probabilidad dada de ocurrencia para P_1 , podría traducirse en que la decisión económicamente óptima no sea considerar la restricción (3.43), sino que desprender carga cuando ocurra la contingencia. Además, si de alguna forma se modelara un incentivo para realizar el proceso de optimización en tiempos más reducidos, entonces el hecho de eliminar la restricción (3.43) apoyaría la transición a una decisión en la que desprender carga corresponda a la decisión óptima: Menos restricciones implican menores tiempos de cómputo.

5.4. Diferentes niveles de gestión de demanda (DSM)

La última variante estudiada, correspondió al cambio en el nivel de gestión de la demanda que puede ser implementado por el operador del sistema. La Tabla 5.12 presenta las capacidades de los portafolios óptimos cuando se consideran tres niveles distintos (en términos del porcentaje de la demanda horaria) de gestión de la demanda. Se han vuelto a incluir los resultados del escenario base (3%) para facilitar la comparación de los datos.

Tabla 5.12: Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología considerando tres niveles distintos (en términos del porcentaje de la demanda) de gestión de demanda.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]		
	0 %	3 %	5 %
Baterías	259	231	225
Eólica	3.812	4.268	5.034
Geotermia	3.350	3.350	3.350
Hidráulica de Bombeo	0	0	0
Hidráulica de Embalse	6.438	6.115	5.969
Hidráulica de Pasada	12.096	12.017	11.633
Solar CSP	4.095	3.972	3.888
Solar FV	2.143	2.160	2.231
TOTAL	32.193	32.112	32.329

Vemos que al ir aumentando la libertad con la que el operador puede incrementar y disminuir la demanda, se estimuló de forma progresiva la inversión en TGV en el parque generador. Al contrario, si el nivel de gestión de la demanda disminuye (respecto al escenario base), las TGV reducen tanto la capacidad instalada como la participación en la energía generada.

Otro elemento interesante corresponde a la evolución de los requerimientos de reserva (Tabla 5.13), donde se advierte una disminución del predominio de las baterías en términos de la reserva primaria asignada a medida que aumenta el nivel de gestión. Esto se debe a que operar las baterías es mucho más barato que generar un MWh mediante centrales CSP o de embalse, de aquí que la solución óptima considere una porción de la capacidad de las baterías para inyectar energía (previamente almacenada) al sistema y no guardar toda su capacidad para regulación primaria. Además, la creciente penetración de TGV exige que las baterías pasen una mayor parte del tiempo cargándose/descargándose, por lo que la capacidad en reserva asignable disminuye.

Respecto a la reserva secundaria, su magnitud tendió a incrementar en la medida que aumentó el nivel de gestión, lo que se condice con el aumento de la capacidad eólica y solar FV instalada. Tal como se observa en la mayoría de los escenarios implementados en esta investigación, las centrales CSP y de embalse dan cuenta de la mayoría de la reserva secundaria requerida. En este caso, a pesar de que se invierte menos en ambas tecnologías, la energía despacha también es menor lo que le da sustento al aumento de la reserva secundaria sostenida por cada una al ir aumentando el nivel de gestión.

Tabla 5.13: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Se incluyen las reservas asignadas a cada tecnología para los tres escenarios estudiados en el contexto de DSM.

	R_b^p	R_{csp}^p	R_h^p	R_v^p	R_{total}^p	R_b^s	R_{csp}^s	R_g^s	R_h^s	R_p^s	R_v^s	R_{total}^s
0%	228	64	86	0	377	21	420	0	1.249	186	0	1.876
3%	205	81	91	0	377	20	448	0	1.326	186	0	1.980
5%	201	87	88	0	377	20	479	0	1.414	188	0	2.101

Desde el punto de vista económico, los resultados indican que el no considerar DSM implicaría un gasto total 0,9% mayor que el asociado al escenario base, mientras que incrementar la participación de la demanda al 5%, se traduciría en gastos 0,45% menores.

5.5. Variantes implementadas a partir el escenario base

En esta sección se analizan los resultados correspondientes a las 3 variantes descritas en la sección 4.2.1. Así, las subsecciones 5.5.1, 5.5.2 y 5.5.3, describen los resultados de las variantes a), b) y c) en 4.2.1, respectivamente.

5.5.1. Inversión y operación sin tecnologías de almacenamiento electroquímico/hidro-bombeo

Partiendo de la configuración correspondiente al escenario base, se prohibió al optimizador considerar baterías y centrales hidráulicas de bombeo como parte del inventario de tecnologías de almacenamiento disponible. La Tabla 5.14 resume las capacidades óptimas a instalar bajo este escenario, donde se advierte que al no considerar baterías¹² las TGV tendieron a disminuir (respecto al escenario base) su penetración en términos de capacidad instalada y la energía despachada¹³, al contrario de lo que ocurrió con las centrales de pasada y CSP, las cuales vieron impulsada su penetración bajo este escenario.

Tabla 5.14: Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario sin baterías ni centrales de bombeo. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Escenario base [MW]
Baterías	-	231
Eólica	3.997	4.268
Geotermia	3.350	3.350
Hidráulica de Bombeo	-	0
Hidráulica de Embalse	5.768	6.115
Hidráulica de Pasada	12.429	12.017
Solar CSP	4.543	3.972
Solar FV	1.602	2.160
TOTAL	31.689	32.112

A continuación, se listan los cambios más destacables respecto a ciertas tecnologías:

- **Centrales de pasada:** Su mayor incorporación a la matriz se debió principalmente a generación de energía, la cual pasa de un 40,4 % a un 42,3 % del total demandado en el horizonte de estudio.
- **Centrales de embalse:** En este escenario la asignación de reserva primaria a las centrales de embalse aumentó casi al doble, mientras que la de reserva secundaria disminuye en más de la mitad. Esto se debe a que, tal como se menciona a continuación,

¹² No se hace referencia a las centrales de bombeo dado que no se invierte en esta tecnología en este caso.

¹³ La participación en la energía despachada pasa de un 12,3 % en el escenario base, a un 9,7 % de la energía total demandada en este caso.

las centrales solares CSP se transforman en la tecnología predominante en el contexto del CPF y CSF.

- **Centrales solares CSP:** Corresponde a la tecnología más estimulada producto de la salida de las baterías del inventario. La energía total despachada por esta tecnología aumenta en un 17,3 % (o 6,9 [TWh]) respecto al escenario base, mientras que las reservas primaria y secundaria asignadas lo hacen en un 176 % y 207 % (ver Tabla 5.15), respectivamente. Lo anterior se atribuye a que la rampa de emergencia (r_{csp}) de las centrales CSP es la más rápida dentro de las tecnologías consideradas en este estudio, por lo que cada MW adicional que se sincronice a la red, se traducirá en una cota mayor para la reserva primaria máxima que puede tomar dicha tecnología (ver ecuación (3.43)) antes de alcanzar la mínima frecuencia sistémica (f_{min}). Esta tendencia a asignar la mayoría de la reserva primaria a las centrales CSP, puede comprobarse cuantitativamente observando la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario sin baterías ni centrales de bombeo.

R_b^p	R_{csp}^p	R_h^p	R_v^p	R_{total}^p	R_b^s	R_{csp}^s	R_g^s	R_h^s	R_p^s	R_v^s	R_{total}^s
-	223	154	-	377	-	1.379	0	534	32	-	1.945

5.5.2. Inversión y operación en base a las tecnologías eólica, solar FV y hidráulicas

En este caso las centrales geotérmicas y solares CSP son excluidas del análisis¹⁴. De acuerdo a las capacidades óptimas mostradas en la Tabla 5.16, las baterías correspondieron a la tecnología mayormente estimulada, aumentando la capacidad instalada en 21 veces respecto al escenario base. Es interesante ver como la decisión óptima sugiere instalar más capacidad de todas las tecnologías en mayor o menor grado, destacándose el hecho de que el porcentaje de participación en el despacho de las TGV alcanza un 37,35 %. Lo anterior es sensato si se considera el ya mencionado crecimiento en baterías, pudiendo trasladar la energía excedente proveniente de parques eólicos y plantas solares a periodos donde es más conveniente realizarlo. Otro aspecto relevante corresponde al costo de la energía en este escenario: 93,72 [US\$/MW], lo que equivale a pagar cerca de once dólares más por cada MWh si se compara con el escenario base.

Es interesante notar que la decisión óptima consideró instalar centrales de bombeo aún cuando las baterías poseen un costo de inversión un 42 % menor. Lo anterior se debe a que tanto CSP como geotermia (ambas eliminadas del inventario de inversión en este contexto) poseen generadores sincrónicos que cumplen un rol fundamental en la mantención de los niveles inerciales del sistema, por lo que fue necesario incorporar a la matriz otra tecnología que también contara con ese componente. De esta forma, el incorporar centrales de bombeo aumenta la inercia sistémica al mismo tiempo que se utiliza la capacidad de almacenamiento de la misma.

¹⁴ Podría argumentarse que estas tecnologías son muy inmaduras en Chile y los esfuerzos en la expansión de la generación no están enfocados en ellas.

En cuanto a la reserva secundaria, en este caso y tal como se expone en la Tabla 5.17, las baterías y centrales de bombeo dieron cuenta del 96 % de la reserva secundaria asignada durante todo el horizonte de tiempo. Respecto a la reserva primaria, solo las baterías fueron destinadas a desplegar un 92 % de la reserva en caso que ocurriera una contingencia.

Tabla 5.16: Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario en base a viento, sol (FV) y agua. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Escenario base [MW]
Baterías	4.840	231
Eólica	14.548	4.268
Geotermia	-	3.350
Hidráulica de Bombeo	2.514	0
Hidráulica de Embalse	6.711	6.115
Hidráulica de Pasada	12.429	12.017
Solar CSP	-	3.972
Solar FV	11.716	2.160
TOTAL	52.758	32.112

Tabla 5.17: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario en base a viento, sol (FV) y agua.

R_b^p	R_{csp}^p	R_h^p	R_v^p	R_{total}^p	R_b^s	R_{csp}^s	R_g^s	R_h^s	R_p^s	R_v^s	R_{total}^s
347	-	18	12	377	2.692	-	-	352	0	1.499	4.542

Los resultados expuestos en esta subsección sugieren que, dados los supuestos en los que se enmarca esta investigación, las centrales CSP son claves el desarrollo futuro del SEN y una planificación en la expansión de la generación debe asignar considerables esfuerzos a esta tecnología. Lo anterior se debe principalmente a la amplia gama de servicios que pueden proveer las centrales CSP y que son claves a la hora de preparar al sistema para una creciente penetración de TGV en la matriz eléctrica.

5.5.3. Inversión y operación bajo una disminución agresiva en los costos de inversión de las TGV

La Tabla 5.18 muestra el portafolio óptimo si se considera una disminución importante de los costos de capital asociados a las TGV. Observamos que la capacidad a instalar equivaldría a más de dos veces la capacidad obtenida para el escenario base y, además, una reserva secundaria promedio (ver Tabla 5.19) equivalente a cuatro veces la requerida originalmente. Es importante mencionar que este fue el único caso en que la inversión en capacidad de centrales de bombeo superó a la capacidad en baterías, lo que se atribuye a la necesidad de mantener un número considerable de generadores sincronizados para contrarrestar la fuerte penetración

de TGV en el portafolio, las cuales generan el 69,6 % de la energía total demandada en este escenario.

Tabla 5.18: Capacidades óptimas a instalar de cada tecnología bajo un escenario donde el costo de inversión de las TGV disminuye considerablemente. Se incluye el resultado asociado al escenario base para facilitar la comparación entre los datos.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]	Escenario base [MW]
Baterías	4.698	231
Eólica	38.765	4.268
Geotermia	0	3.350
Hidráulica de Bombeo	5.107	0
Hidráulica de Embalse	6.711	6.115
Hidráulica de Pasada	3.275	12.017
Solar CSP	0	3.972
Solar FV	6.890	2.160
TOTAL	65.446	32.112

Tabla 5.19: Requerimientos promedio de reserva primaria y secundaria. Escenario donde el costo de inversión de las TGV disminuye considerablemente.

R_b^p	R_{csp}^p	R_h^p	R_v^p	R_{total}^p	R_b^s	R_{csp}^s	R_g^s	R_h^s	R_p^s	R_v^s	R_{total}^s
357	0	10	10	377	2.526	0	0	344	0	4.673	7.543

Este escenario permite (en el marco de los supuestos establecidos en esta investigación) afirmar que una disminución sostenida en los precios de los paneles fotovoltaicos y las centrales eólicas, estimulará en el futuro a tecnologías con las características propias de las baterías y centrales de bombeo. Dado que esta disminución de precios es lo que precisamente ocurre actualmente, es esperable que las centrales de bombeo tomen un mayor protagonismo que el que podrían tener las centrales geotérmicas o CSP. No obstante, si el coordinador del sistema es reacio a altos niveles de incertidumbre, entonces inevitablemente bajará la penetración de TGV y la decisión óptima cambiaría de tal forma de incorporar geotermia y CSP a la matriz energética (como sugieren los resultados de las secciones anteriores).

5.6. Algunas consideraciones económicas

A continuación se tabulan los costos totales y de la energía para cada una de las soluciones generadas. Para comparar los valores obtenidos se incluyó el incremento (disminución) porcentual del costo de cada una de las soluciones frente a los costos computados para el escenario base.

a) Escenario base bajo ambos criterios de reserva secundaria

Tabla 5.20: Costo total y costo de la energía para el escenario base bajo los dos criterios de reserva secundaria estudiados.

	Criterio estocástico	Criterio heurístico
Costos totales [B US\$]	31,95	31,57 (↓ 1,18 %)
Costo de la energía [US\$/MWh]	82,26	81,29 (↓ 1,18 %)

b) Distintos niveles de penetración de TGV

Tabla 5.21: Costo total y costo de la energía para aquellos escenarios donde se ha impuesto una penetración fija de TGV, bajo ambos criterios de reserva secundaria.

		Criterio estocástico	Criterio heurístico
Costos totales [B US\$]	$\psi = 0, 15$	31,97 (↑ 0,06 %)	31,62 (↓ 1,05 %)
	$\psi = 0, 25$	32,26 (↑ 0,95 %)	31,73 (↓ 0,71 %)
	$\psi = 0, 35$	32,78 (↑ 2,58 %)	32,06 (↑ 0,34 %)
Costo de la energía [US\$/MWh]	$\psi = 0, 15$	82,31 (↑ 0,06 %)	81,40 (↓ 1,05 %)
	$\psi = 0, 25$	83,04 (↑ 0,95 %)	81,67 (↓ 0,71 %)
	$\psi = 0, 35$	84,38 (↑ 2,58 %)	82,54 (↓ 0,34 %)

c) Omisión de ecuaciones inerciales

Tabla 5.22: Costo total y costo de la energía para aquel escenario donde se han omitido las ecuaciones inerciales.

	Escenario base	Ecuaciones inerciales omitidas
Costos totales [B US\$]	31,95	31,91 (↓ 0,15 %)
Costo de la energía [US\$/MWh]	82,26	82,14 (↓ 0,15 %)

d) Gestión de demanda (DSM)

Tabla 5.23: Costo total y costo de la energía para aquellos escenarios donde se han fijado distintos niveles de gestión de demanda.

	0 %	3 %	5 %
Costos totales [B US\$]	32,24 (↑ 0,90 %)	31,95	31,81 (↓ 0,45 %)
Costo de la energía [US\$/MWh]	83,00 (↑ 0,90 %)	82,26	81,89 (↓ 0,45 %)

e) Variantes del escenario base

Con la finalidad de simplificar la notación, se han propuesto las siguientes abreviaciones para los escenarios aquí mencionados:

- **S**: Escenario sin almacenamiento eléctrico.
- **S'**: Escenario en base a las tecnologías eólica, solar FV y hidráulicas.
- **S''**: Escenario que considera una disminución agresiva en los costos de inversión de las TGV.

Tabla 5.24: Costo total y costo de la energía para los escenarios **S**, **S'** y **S''**.

	S	S'	S''
Costos totales [B US\$]	32,42 (↑ 1,45 %)	36,40 (↑ 13,93 %)	20,98 (↓ 34,33 %)
Costo de la energía [US\$/MWh]	83,45	93,72	54,02

Es importante mencionar que, más allá de los valores aquí expuestos que a priori podrían sugerir invertir en un portafolio frente a otro dado menores costos, a la hora de implementar estas matrices existen muchos más aspectos que deben ser considerados con tal de tomar la decisión óptima de inversión. Como ejemplo, en **a)** pese a que es bastante evidente que un portafolio es más caro que otro (lo que es una consecuencia directa de solicitar en promedio una mayor reserva para el CSF), si a la hora de tomar la decisión de invertir en el portafolio en base al criterio estocástico o al heurístico se considera la probabilidad, costo y profundidad de fallas en la operación normal, entonces el sistema más robusto en término de niveles de reserva podría ser a la larga más barato que aquel que posee un criterio menos restrictivo para las reservas.

Básicamente, los escenarios aquí expuestos no consideran muchos aspectos que podrían transformar escenarios ‘baratos’ (según los supuestos de este trabajo) en portafolios que incurran en mayores costos.

Capítulo 6

Conclusiones

A continuación, se listan las principales conclusiones obtenidas a partir de los resultados obtenidos y el análisis realizado en el cuerpo de este documento.

Una serie de matrices de generación 100 % renovables demostraron ser factibles a la hora de representar un SEP con las características del SEN: En base a los supuestos considerados, se pudieron configurar diversas matrices de generación 100 % renovable capaces de satisfacer los requerimientos establecidos en el contexto de sistemas eléctricos con elementos representativos del Sistema Eléctrico Nacional.

Existen tecnologías con marcada orientación hacia la suficiencia en el suministro de la energía eléctrica, mientras que existen otras que orientan su operación preferentemente a la entrega de servicios complementarios: Los diversos resultados sugieren que, si bien todas las tecnologías aportan tanto a la suficiencia como a la seguridad de suministro, la operación de las baterías está fuertemente direccionada al despliegue de servicios complementarios y, por otro lado, las centrales geotérmicas y de pasada se enfocan casi durante todo el horizonte evaluado en generar energía para alcanzar los niveles de demanda.

El desconocimiento de un criterio estocástico de reserva, puede inducir que el operador del sistema subestime la reserva secundaria necesaria.: Los resultados permiten concluir que si el operador del sistema desconoce un criterio en base a la estocacidad propia de la demanda y los recursos eólico y solar, entonces una heurística como la utilizada en la literatura e implementada en este trabajo podría subestimar los requerimientos de reserva secundaria necesarios a la hora de asegurar una operación segura desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. Cuantitativamente y considerando el escenario base, bajo el criterios estocástico se necesitaría (en promedio) una reserva 3,29 veces mayor a la requerida bajo el criterio heurístico.

Las centrales geotérmicas se comportarán como centrales de base en matrices 100 % renovables: En la medida que los costos de las TGV no lleguen a niveles muy bajos, los resultados sugieren que las centrales geotérmicas se comportarían como las centrales de base de la matriz eléctrica. De hecho, esta tecnología sería despachada a plena carga en prácticamente todo el horizonte de evaluación.

La tecnología hidráulica de pasada se consagra como la más atractiva (en términos de capacidad instalada) para penetraciones de TGV menores a un $\approx 25\%$: Según los resultados obtenidos e independientemente del criterio de reserva secundaria implementado, las centrales de pasada corresponderían a aquellas con la mayor capacidad instalada y la mayor cuota de generación (41,1% de la demanda agregada), muy por sobre las centrales geotérmicas que representan la segunda tecnología con mayor aporte (18,8%). A partir del 25% de penetración de TGV, otras alternativas comienzan a ser costo-eficientes respecto a las centrales de pasada y el servicio de almacenamiento se vuelve más crítico, por lo que la participación de esta tecnología decae con pendientes cada vez más agresivas a medida que aumenta el porcentaje TGV.

Dada las características de las tecnologías consideradas, la ecuación que limita el RoCoF post contingencia resultó tener un impacto inferior al esperado: La intuición indicaba que la ecuación relacionada a la tasa de variación de frecuencia post contingencia, impactaría notablemente en la operación del sistema frenando la entrada de TGV al mismo. Pese a ello, la solución óptima computada no manifestó el comportamiento esperado incluso para la mayor penetración de TGV estudiada ($\psi = 0,35$), generando portafolios con costos totales y potencias instaladas muy similares (salvo elementos puntuales). Es importante mencionar que a medida que se aumentó la penetración de generación variable, si bien los niveles de inercia se fueron acercando cada vez más a la cota impuesta por $\frac{P_1 \cdot f_0}{2 \cdot \text{RoCoF}_{\max}}$, la restricción (3.40) nunca se activó. Lo anterior, se atribuye a los niveles crecientes (en la medida que crece ψ) de reserva secundaria que deben ser asignados a centrales con generadores sincrónicos (y, por ende, incrementan la inercia sistémica).

Si los costos de inversión de las TGV decrecen agresivamente, las baterías y centrales de bombeo se ven fuertemente estimuladas: En la medida que las centrales eólicas y solares FV aumentan su participación en la energía generada, los servicios de reserva secundaria y inercia sistémica cobran relevancia. Así, tecnologías que permitan entregar estos servicios son cada vez más cotizadas, lo que explica la importante incorporación de baterías (con la finalidad de tomar mayores niveles de reserva secundaria) y centrales de bombeo (buscando no solo guardar niveles mayores de reserva, sino que también aportar inercia al sistema mediante sus generadores sincrónicos) a la matriz eléctrica.

El aumento del nivel en el que se desempeña gestión de la demanda incentiva la penetración de TGV: La inversión en centrales eólicas y las plantas solares crece en la medida que el coordinador tiene mayor libertad para variar la demanda horaria. Además, aumenta la participación de las baterías en el CPF en la medida que el nivel de gestión de demanda también lo hace.

6.1. Trabajo futuro

Una amplia gama de alternativas pueden ser propuestas a la hora de continuar el trabajo realizado en la presente tesis:

- Si bien las matrices eléctricas presentadas en este trabajo son técnicamente factibles, la legislación chilena no estimularía la implementación real de las mismas. Esto se debe a que la regulación actual de servicios complementarios no incentiva la inversión de agentes privados en este tópico. Así, grandes esfuerzos deben centrarse en proponer mejoras/cambios a dicha regulación para contar con un sistema de remuneración adecuado para los servicios complementarios en el contexto de la teoría marginalista.
- Para aumentar la representatividad del modelo, considerar una representación multinodal del SEN permitiría capturar los fenómenos propios del sistema de transmisión en un SEP real.
- Incorporar tecnologías como la biomasa y energía mareo-motriz, permitiría expandir el horizonte de búsqueda de tecnologías que permitan modelar un sistema más amigable con el medio ambiente.
- Cambiar el enfoque desde uno determinístico a uno estocástico. Así, se pueden obtener soluciones más representativa de múltiples escenarios hidrológicos (por ejemplo).
- Discutir la validez de los resultados expuestos desde el punto de vista de la regulación de tensión. Así, se podría continuar con el trabajo presentado integrando al modelo la dimensión propia de la potencia reactiva.
- Finalmente, se propone evaluar el desempeño dinámico del sistema en softwares especializados como DIgSILENT PowerFactory. Esto permitiría comprobar que la operación de la matriz eléctrica se realiza de forma segura explorando el comportamiento dinámico de los portafolios aquí expuestos.

Bibliografía

- [1] CDEC SIC, Dirección de Planificación y Desarrollo, “Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050),” septiembre 2016.
- [2] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, “Renewables 2016 global status report,” 2016.
- [3] M. J. Santos, P. Ferreira, and M. Araujo, “Least-cost 100 % renewable electricity scenarios,” in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, jun 2016.
- [4] J. Cochran, T. Mai, and M. Bazilian, “Meta-analysis of high penetration renewable energy scenarios,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 246–253, jan 2014.
- [5] T. D. Couture and A. Leidreiter, “How to achieve 100 % renewable energy,” *Policy Handbook*, septiembre 2014.
- [6] European Commision, “Energy roadmap 2050,” 2011.
- [7] Natural Resources Defense Council, “Chile’s clean energy future: Biomass, biogas, geothermal, small hydro, and wind are affordable choices now and solar is not far behind,” abril 2011.
- [8] Ministerio de Energía, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, “Energías renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé,” abril 2014.
- [9] A. Flores, “PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN EN ESCENARIOS DE ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES,” Master’s thesis, Universidad de Chile. Abril 2014.
- [10] H. Chavez, R. Baldick, and S. Sharma, “Governor rate-constrained OPF for primary frequency control adequacy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 1473–1480, may 2014.
- [11] Y. Wen, W. Li, G. Huang, and X. Liu, “Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 5115–5125, noviembre 2016.

- [12] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, and H. Rudnick, "CVaR constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation," *Energy Economics*, vol. 59, pp. 104–117, september 2016.
- [13] B. Palmintier, "INCORPORATING OPERATIONAL FLEXIBILITY INTO ELECTRIC GENERATION PLANNING," Ph. D. thesis, Massachusetts Institute Of Technology, febrero 2013.
- [14] C. Rahmann, "Clase de Impacto de las ERNC en los SEP," 2015.
- [15] C. Bussar, P. Stöcker, Z. Cai, L. Moraes, R. Alvarez, H. Chen, C. Breuer, A. Moser, M. Leuthold, and D. Sauer, "Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a european renewable power system of 2050," *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 145–153, junio 2015.
- [16] C. Linvill, J. Candelaria, and E. Elder, "The value of geothermal energy generation attributes," febrero 2013.
- [17] International Energy Agency, "Monthly electricity statistics," septiembre 2016.
- [18] Centro de Energía (FCFM), "Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC," vol. II, 2012.
- [19] J. Jorgenson, P. Denholm, M. Mehos, and C. Turchi, "Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model," 2016.
- [20] R. Moreno, R. Moreira, and G. Strbac, "A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 554–566, jan 2015.
- [21] V. Silva, "Value of flexibility in systems with large wind penetration," Electric power. Imperial College London, 2010.
- [22] International Renewable Energy Agency, "Battery storage for renewables: Market status and technology outlook," enero 2015.
- [23] Comisión Nacional de Energía, "Informe costos de inversión por tecnología de generación," julio 2015.
- [24] Comisión Nacional de Energía, "Fijación de precios de nudo de corto plazo de abril 2015," abril 2015.
- [25] V. Viñuela and I. Núñez, "Evolución de costos ERNC," junio 2012.
- [26] International Energy Agency, "THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENCIAL TO 2025," julio 2016.
- [27] E. Hsieh and R. Johnson, "Frequency response from autonomous battery energy stora-

- ge,” enero 2015.
- [28] MAPS Chile, “Proyección escenario línea base 2013 y escenarios de mitigación de los sectores generación eléctrica y otros centros de transformación,” enero 2014.
 - [29] H. Jin, H. Sun, Q. Guo, and J. Wu, “Robust unit commitment considering reserve from grid-scale energy storage,” in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), May 2016.
 - [30] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Ley 20.257,” 2008.
 - [31] GreenLabUC, “Proyección escenario línea base 2013 y escenarios de mitigación de los sectores generación eléctrica y otros centros de transformación,” enero 2014.
 - [32] Comisión Nacional de Energía, “Anuario estadístico de energía 2005 - 2015,” mayo 2016.
 - [33] CMI Energy, “CMI Thermo Solar Brochure,” marzo 2016.
 - [34] Ministerio de Energía, División Energías Renovables, “Compendio Cartográfico Regionalizado: Proyectos en Energías Renovables en Chile,” septiembre 2016.
 - [35] ABENGOA SOLAR CHILE, “Declaración de Impacto Ambiental Proyecto “Planta Solar Cerro Dominador”,” septiembre 2016.
 - [36] Ministerio de Energía, “Explorador Solar para Autoconsumo,” 2016.
 - [37] B. Ehrhart and D. Gill, “Evaluation of annual efficiencies of high temperature central receiver concentrated solar power plants with thermal energy storage,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 752–761, 2014.
 - [38] R. Domínguez, “PLANNING AND OPERATIONS IN FULLY RENEWABLE ELECTRIC ENERGY SYSTEMS,” Ph. D. thesis, Universidad De Castilla-La Manchaogy, julio 2015.
 - [39] D. Kirschen, “Unit Commitment,” University of Washington, 2015.
 - [40] Comisión Nacional de Energía, “NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO,” enero 2016.
 - [41] CDEC SIC, “ESTUDIO ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA Noviembre 2015 - Octubre 2017,” octubre 2015.
 - [42] H. Chavez and R. Baldick, “Inertia and governor ramp rate constrained economic dispatch to assess primary frequency response adequacy,” marzo 2012.

Apéndice A

Anexos

A.1. Valores asignados a cada parámetro

En este apartado se incluyen los valores asignados a todos los parámetros introducidos en la sección 3.1.3 y que no fueron informados en la sección 4.1. Así, las tablas A.1 y A.2 completan el conjunto de parámetros que fueron utilizados en las simulaciones.

Tabla A.1: Valores asignados a las capacidades mínima y máxima (potencial) de cada tecnología, constantes de inercia, rampas horarias, rampas de emergencia y cotas para el nivel de agua almacenado en los embalses.

Tecnología	\underline{C}_i [MW]	\overline{C}_i [MW]	H_i [s]	ρ_i [MW/h]	r_i [MW/s]	\underline{v}_i [hm ³]	\overline{v}_i [hm ³]
Baterías	0	-	-	8	-	-	-
Eólica	1.288	38.765	-	-	-	-	-
Geotermia	0	3.350	5	56	8	-	-
Hidráulica de Bombeo	0	-	5	600	6	3,4	80,6
Hidráulica de Embalse	3.393	6.711	5	339,3	7,54	1.726	10.321
Hidráulica de Pasada	3.275	12.429	5	18,9	0,42	-	-
Solar CSP	0	548.478	5	93,5	11	-	-
Solar FV	1.602	1.263.407	-	-	-	-	-

Tabla A.2: Valores asignados a múltiples parámetros utilizados en el presente trabajo.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
dc ⁺ [US\$/MW]	0,1	η_{storage} [-]	0,98
dc ⁻ [US\$/MW]	0,2	$\lambda_{h,v}$ [p.u.]	0,00002
ds ⁺ [p.u.]	0,03	γ [MWh/hm ³]	499,66
ds ⁻ [p.u.]	0,03	m _{C,D} [US\$/MWh]	0,00015/0,00016
E _{csp} ^{min} [MWh]	295	M	9.999
E _{csp} ^{max} [MWh]	4.431	t _p [h]	0,25
$\eta_{\text{csp}}^{C,D}$ [-]	0,98	t _s [h]	0,75
$\eta_{\text{b}}^{C,D}$ [-]	0,95	$\tau_{\text{b}}, \tau_{\text{csp}}, \tau_{\text{hydro}}$ [-]	0,5
η_{PB} [-]	0,38	voll [US\$/MWh]	399,67

A.2. Restricciones que aseguran disponibilidad energética de una hora a otra

En esta sección se presenta la derivación de las ecuaciones (3.25), (3.32), (3.33) y (3.37).

A.2.1. Baterías electroquímicas

$$\begin{aligned}
 & E_{b,j-1} - P_{b,j}^D/\eta_{\text{b}}^D + P_{b,j}^C \cdot \eta_{\text{b}}^C = E_{b,j} \\
 \Rightarrow & E_{b,j-1} = \underbrace{E_{b,j}}_{\geq 0} + P_{b,j}^D/\eta_{\text{b}}^D - P_{b,j}^C \cdot \eta_{\text{b}}^C \\
 \Rightarrow & E_{b,j-1} \geq P_{b,j}^D/\eta_{\text{b}}^D - P_{b,j}^C \cdot \eta_{\text{b}}^C \\
 \Rightarrow & E_{b,j-1} \geq P_{b,j}^D/\eta_{\text{b}}^D - P_{b,j}^C \cdot \eta_{\text{b}}^C + R_{b,j}^p \cdot t_p + R_{b,j}^s \cdot t_s
 \end{aligned}$$

A.2.2. Hidráulica de bombeo

$$\begin{aligned}
 & v_{v,j-1} - \frac{P_{v,j}^D/\eta_{\text{v}}^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_{\text{v}}^C}{\gamma} - V_{v,j} - v_{v,j}\lambda_v = v_{v,j} \\
 \Rightarrow & v_{v,j-1} - V_{v,j} - v_{v,j}\lambda_v = v_{v,j} + \frac{P_{v,j}^D/\eta_{\text{v}}^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_{\text{v}}^C}{\gamma} \\
 \Rightarrow & \gamma \cdot (v_{v,j-1} - V_{v,j} - v_{v,j}\lambda_v) = \underbrace{v_{v,j} \cdot \gamma}_{\geq 0} + P_{v,j}^D/\eta_{\text{v}}^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_{\text{v}}^C \\
 \Rightarrow & \gamma \cdot (v_{v,j-1} - V_{v,j} - v_{v,j}\lambda_v) \geq P_{v,j}^D/\eta_{\text{v}}^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_{\text{v}}^C \\
 \Rightarrow & \gamma \cdot (v_{v,j-1} - V_{v,j} - v_{v,j}\lambda_v) \geq P_{v,j}^D/\eta_{\text{v}}^D - P_{v,j}^C \cdot \eta_{\text{v}}^C + R_{v,j}^p \cdot t_p + R_{v,j}^s \cdot t_s
 \end{aligned}$$

A.2.3. Hidráulica de embalse

$$\begin{aligned}
& v_{h,j-1} + \text{Inf}_{h,j,e} \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - \frac{P_{h,j}}{\gamma} - V_{h,j} - v_{h,j}\lambda_h = v_{h,j} \\
\Rightarrow & v_{h,j-1} + \text{Inf}_{h,j,e} \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - V_{h,j} - v_{h,j}\lambda_h = v_{h,j} + \frac{P_{h,j}}{\gamma} \\
\Rightarrow & \gamma \cdot \left(v_{h,j-1} + \text{Inf}_{h,j,e} \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - V_{h,j} - v_{h,j}\lambda_h \right) = \underbrace{v_{h,j} \cdot \gamma}_{\geq 0} + P_{h,j} \\
\Rightarrow & \gamma \cdot \left(v_{h,j-1} + \text{Inf}_{h,j,e} \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - V_{h,j} - v_{h,j}\lambda_h \right) \geq P_{h,j} \\
\Rightarrow & \gamma \cdot \left(v_{h,j-1} + \text{Inf}_{h,j,e} \cdot \frac{\text{cap}_h}{\text{cap}_{h,\text{base}}} - V_{h,j} - v_{h,j}\lambda_h \right) \geq P_{h,j} + R_{h,j}^p \cdot t_p + R_{h,j}^s \cdot t_s
\end{aligned}$$

A.2.4. Solar CSP

$$\begin{aligned}
& E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{\text{csp}}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} + P_{csp,j}^C \cdot \eta_{\text{csp}}^C - P_{csp,j}^D / \eta_{\text{csp}}^D = E_{csp,j} \\
\Rightarrow & E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{\text{csp}}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} = \underbrace{E_{csp,j}}_{\geq 0} - P_{csp,j}^C \cdot \eta_{\text{csp}}^C + P_{csp,j}^D / \eta_{\text{csp}}^D \\
\Rightarrow & E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{\text{csp}}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} \geq P_{csp,j}^D / \eta_{\text{csp}}^D - P_{csp,j}^C \cdot \eta_{\text{csp}}^C \\
\Rightarrow & E_{csp,j-1} \cdot \eta_{\text{storage}} - E_{\text{csp}}^{\text{start}} \cdot s_{csp,j} \geq P_{csp,j}^D / \eta_{\text{csp}}^D - P_{csp,j}^C \cdot \eta_{\text{csp}}^C + R_{csp,j}^p \cdot t_p + R_{csp,j}^s \cdot t_s
\end{aligned}$$

A.3. Restricción no lineal asociada a la reserva secundaria

Las ecuación (3.49) debió ser linealizada en un paso previo a la implementación en FICO. A continuación, se incluye el procedimiento que permitió encontrar una simplificación de dicha ecuación.

La incertidumbre del conjunto {demanda, sol, viento}, es cuantificada mediante la expresión (3.47), cuya forma genérica toma la forma (A.1)¹.

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_i^2} \tag{A.1}$$

¹ Con el fin de simplificar la notación, el presente desarrollo considera que σ_i incluye la capacidad instalada según (3.47) cuando está asociada a los recursos eólico y solar, y no la incluye cuando se refiere a la demanda del sistema.

En base un método heurístico (probado en MATLAB), se pudo obtener una expresión cuyo módulo para cualquier conjunto de variables σ_i , es siempre mayor que la función original y menor que la simplificación más básica consistente en sumar simplemente las variables². Lo anterior es resumido en la inecuación (A.2), donde la expresión central es la aproximación utilizada en esta tesis.

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_i^2} \leq \frac{1}{\sqrt{n}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n \sigma_i \right) + \left(\frac{1}{n-1} - \frac{1}{(n-1) \cdot \sqrt{n}} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n \sum_{k=i+1}^n |\sigma_i - \sigma_k| \right) \leq \sum_{i=1}^n \sigma_i \quad (\text{A.2})$$

Con la finalidad de ilustrar el desempeño de la simplificación, las Figuras A.1 y A.2 muestran representaciones 3D y 2D de las superficies/curvas generadas para las tres expresiones en (A.2).

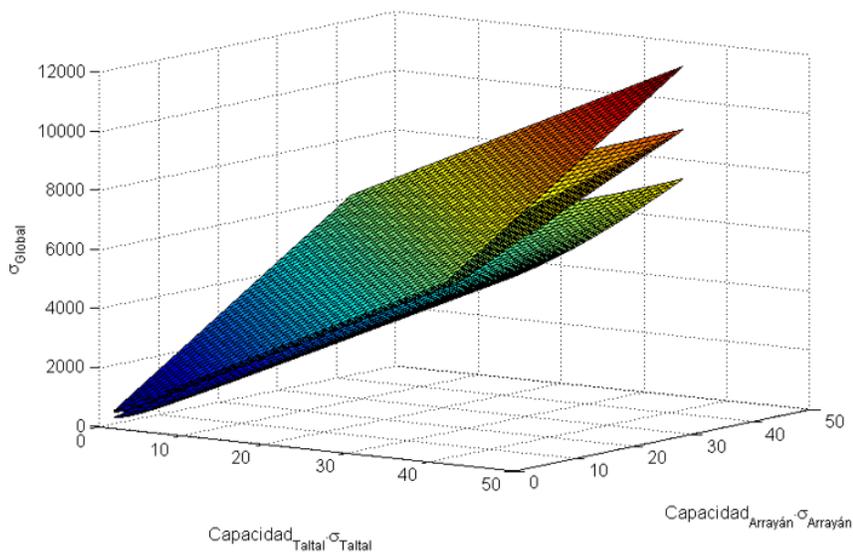


Figura A.1: Superficies generadas a partir de las tres expresiones en (A.2).

Observamos que la superficie definida por la expresión original queda siempre por debajo tanto de la aproximación lineal mejorada, como de la aproximación lineal más básica. El hecho de encontrar una expresión cuyos valores fueran los más cercanos posibles a la función original, permitió estimar de forma más precisa los requerimientos de reserva secundarios.

² La heurística fue probada para valores n enteros menores o iguales a 6.

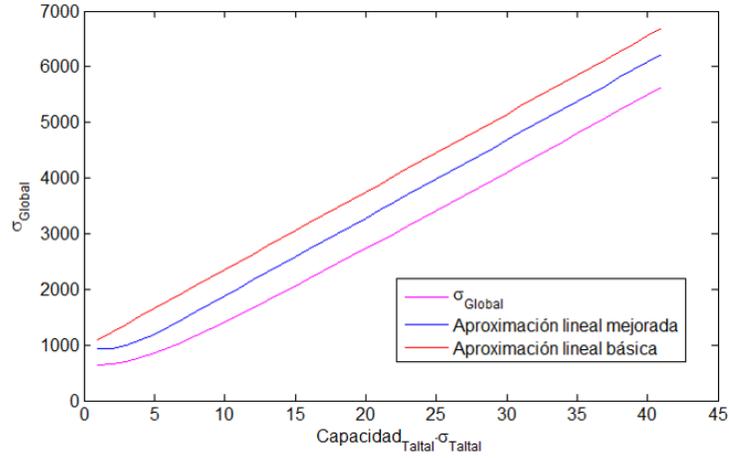


Figura A.2: Curvas generadas a partir de las tres expresiones en (A.2).

Ahora, con la finalidad de reemplazar los valores absolutos en (A.2) por expresiones lineales, se utilizaron las variables auxiliares $\xi_{i,k}$. De esta forma, para $n = 4$, la forma lineal simplificada de la restricción (3.49) queda constituida por las ecuaciones (A.3) a (A.5).

$$\begin{aligned}
 R_{tot} &\geq P_1 + 3 \cdot \sigma_{tot} \\
 &\approx P_1 + 3 \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{4}} \cdot \left(\sum_{i=1}^4 \sigma_i \right) + \left(\frac{1}{3} - \frac{1}{3 \cdot \sqrt{4}} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^4 \sum_{k=i+1}^4 \xi_{i,k} \right) \right) \quad (A.3)
 \end{aligned}$$

$$\xi_{i,k} \geq \sigma_i - \sigma_k \quad (A.4)$$

$$\xi_{i,k} \geq -(\sigma_i - \sigma_k) \quad (A.5)$$

A.4. Operación detallada del día representativo de cada mes en el contexto del escenario base para los años húmedo y seco

• Enero

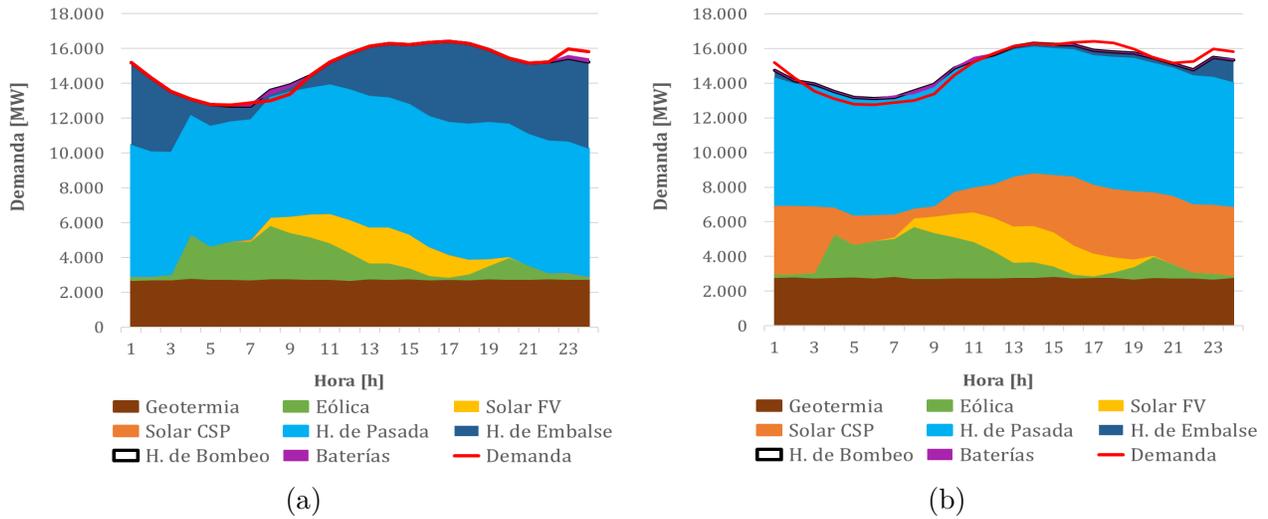


Figura A.3: Despacho horario del día 16 de enero de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

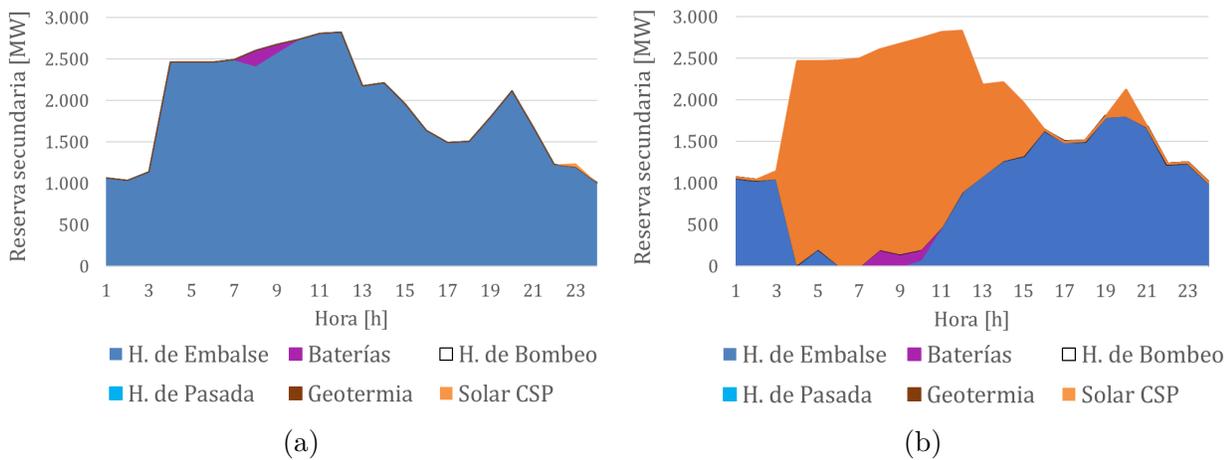


Figura A.4: Asignación de reserva secundaria del día 16 de enero de (a) 2050 y (b) 2052.

• Febrero

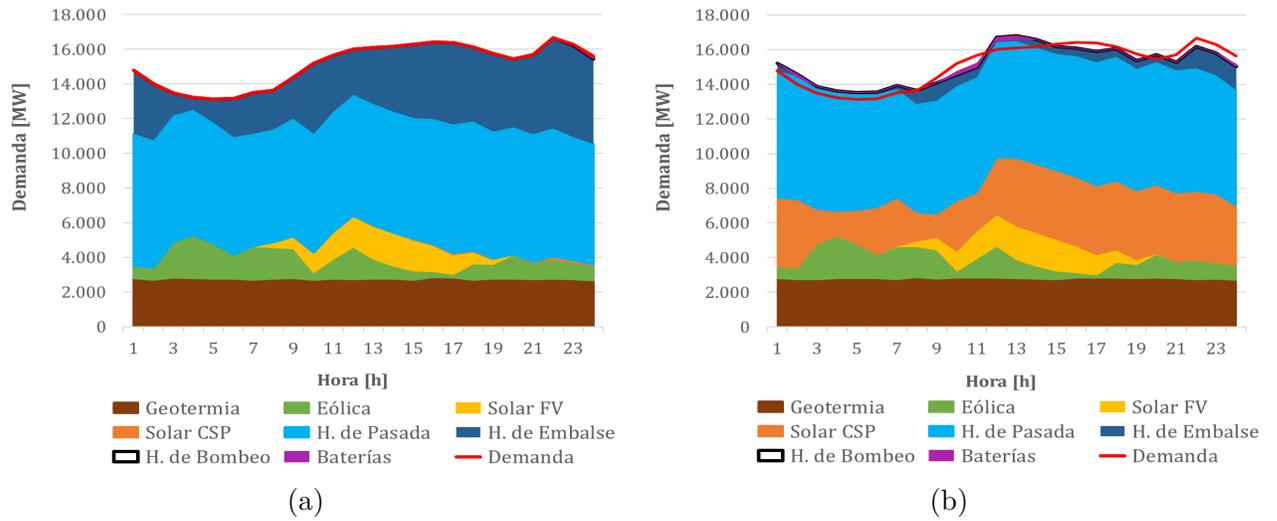


Figura A.5: Despacho horario del día 21 de febrero de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

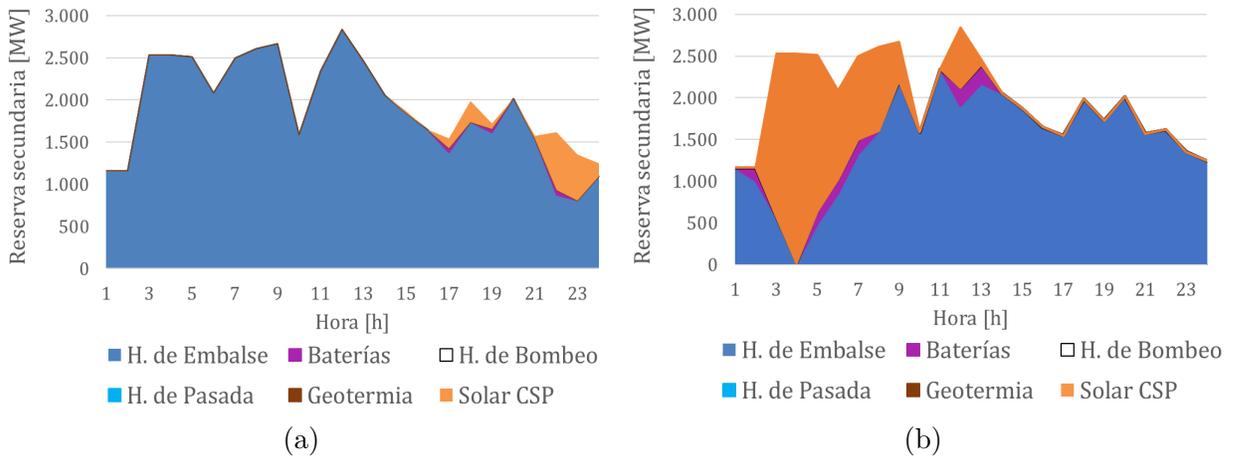


Figura A.6: Asignación de reserva secundaria del día 21 de febrero de (a) 2050 y (b) 2052.

• Abril

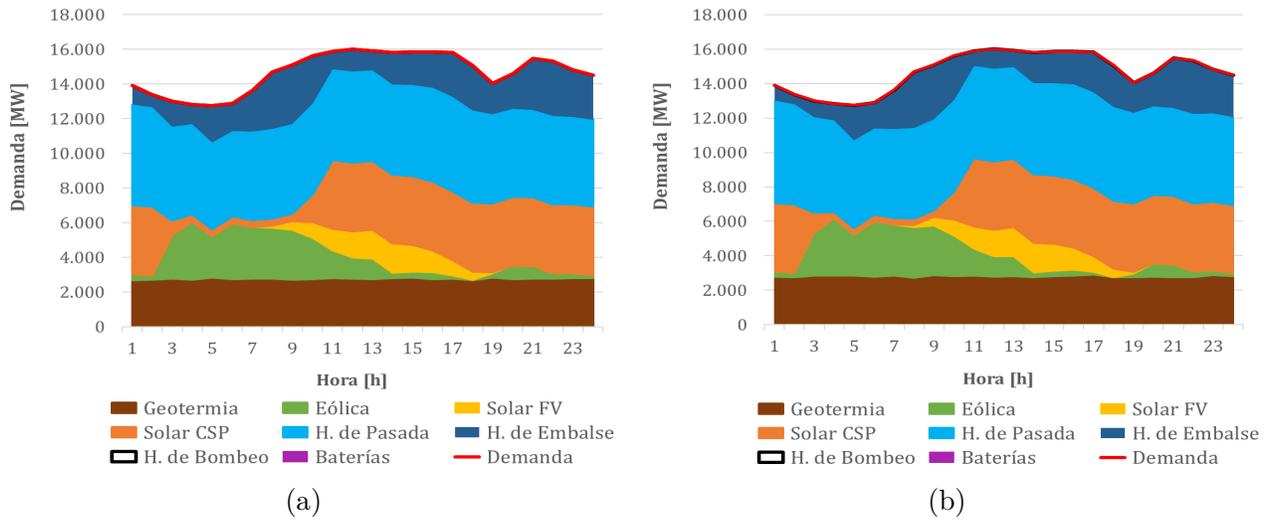


Figura A.7: Despacho horario del día 4 de abril de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

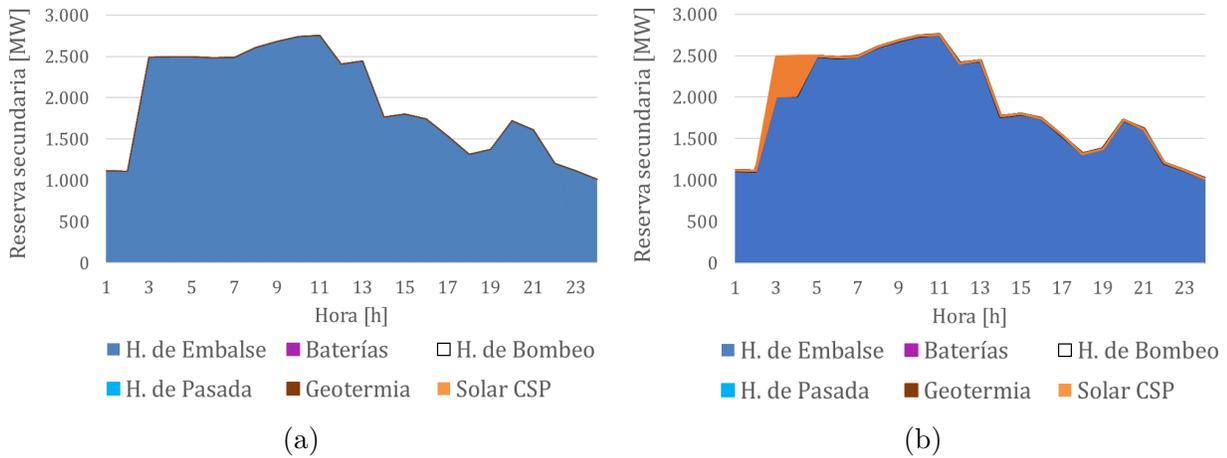


Figura A.8: Asignación de reserva secundaria del día 4 de abril de (a) 2050 y (b) 2052.

• Mayo

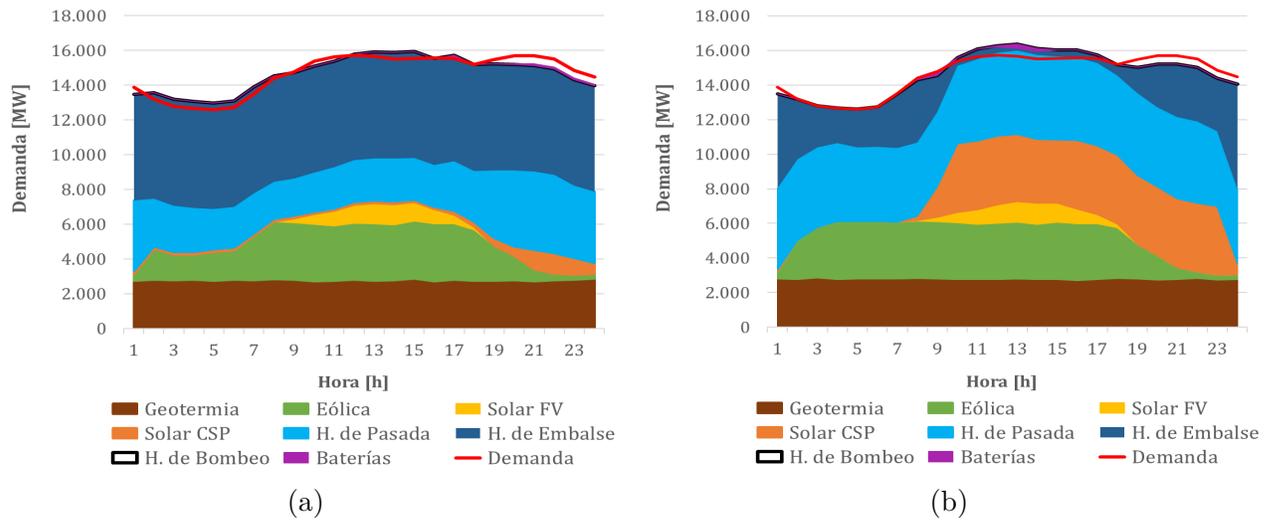


Figura A.9: Despacho horario del día 30 de mayo de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

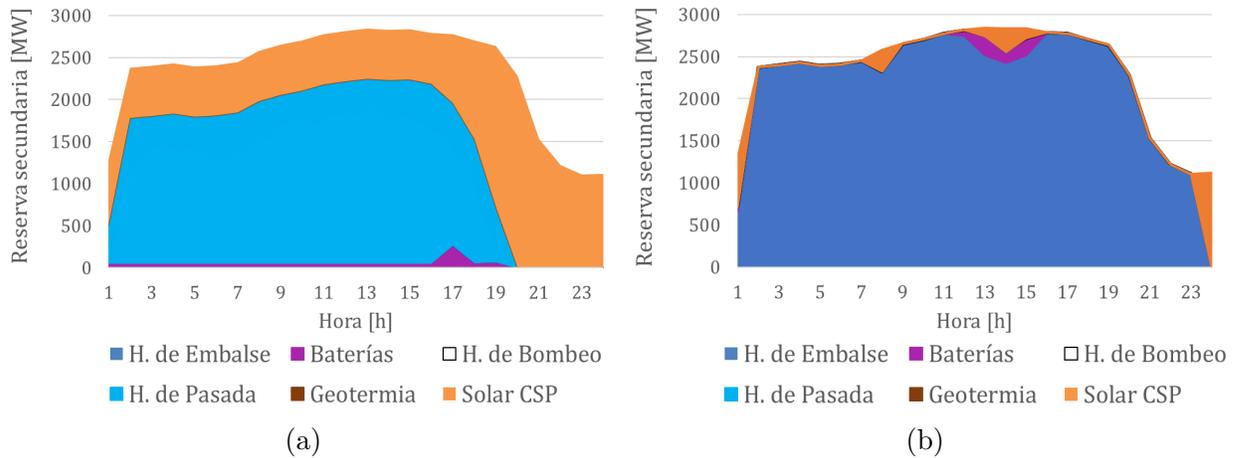


Figura A.10: Asignación de reserva secundaria del día 30 de mayo de (a) 2050 y (b) 2052.

• Junio

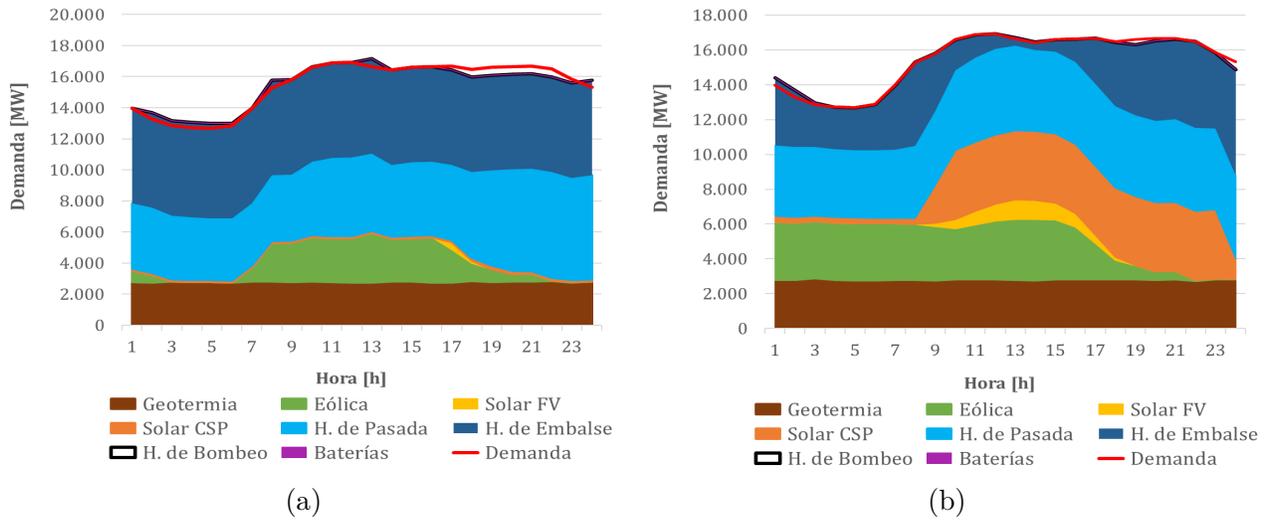


Figura A.11: Despacho horario del día 16 de junio de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

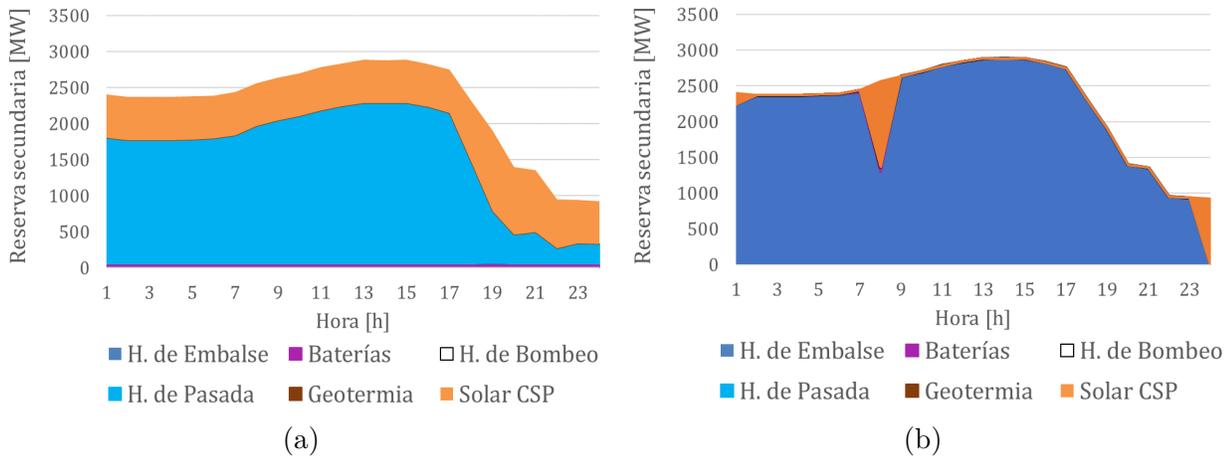


Figura A.12: Asignación de reserva secundaria del día 16 de junio de (a) 2050 y (b) 2052.

• Julio

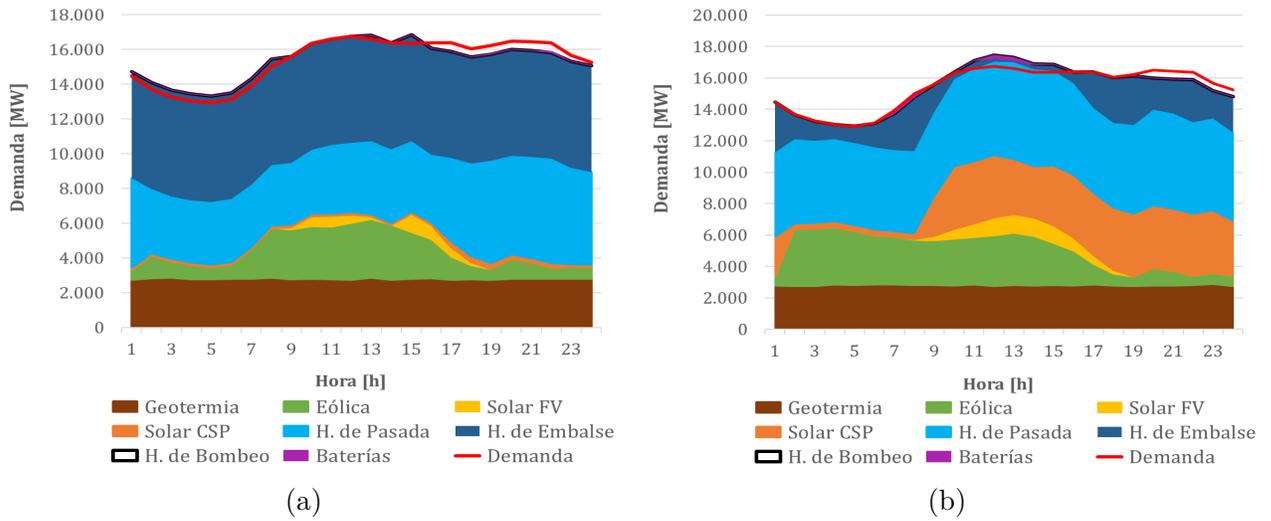


Figura A.13: Despacho horario del día 31 de julio de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

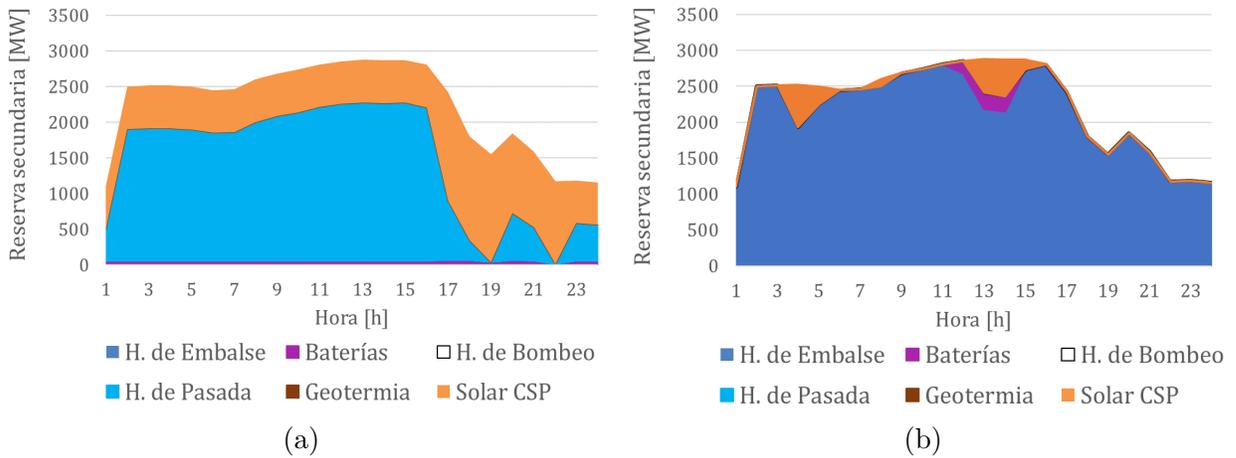


Figura A.14: Asignación de reserva secundaria del día 31 de julio de (a) 2050 y (b) 2052.

• Septiembre

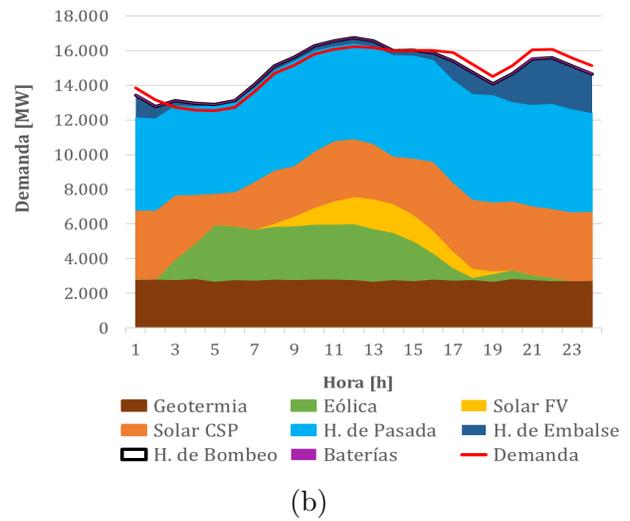
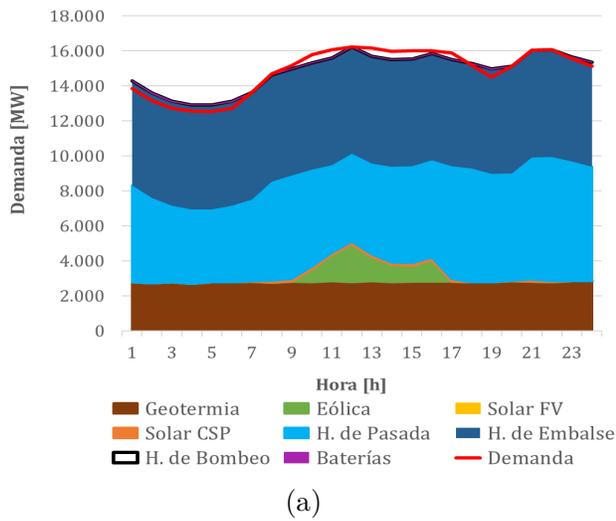


Figura A.15: Despacho horario del día 25 de septiembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

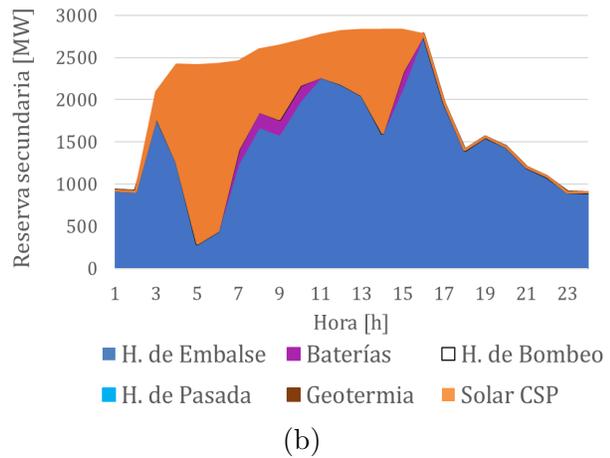
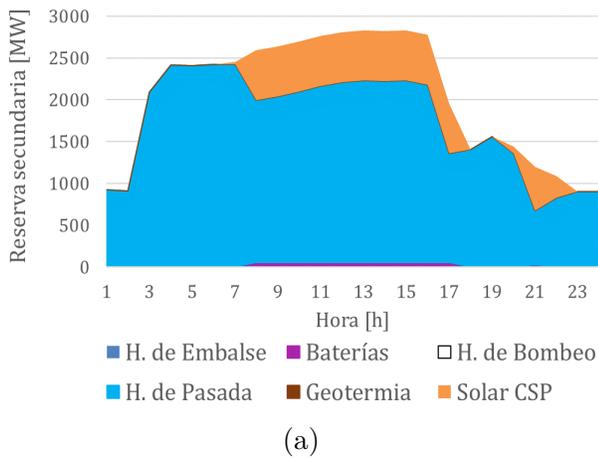


Figura A.16: Asignación de reserva secundaria del día 25 de septiembre de (a) 2050 y (b) 2052.

• Octubre

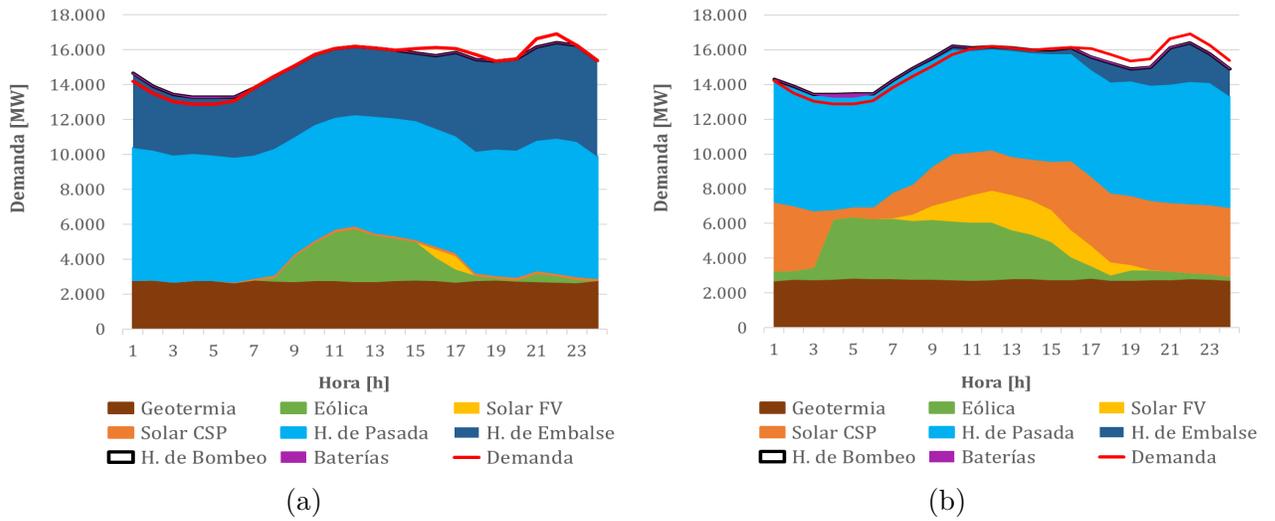


Figura A.17: Despacho horario del día 24 de octubre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

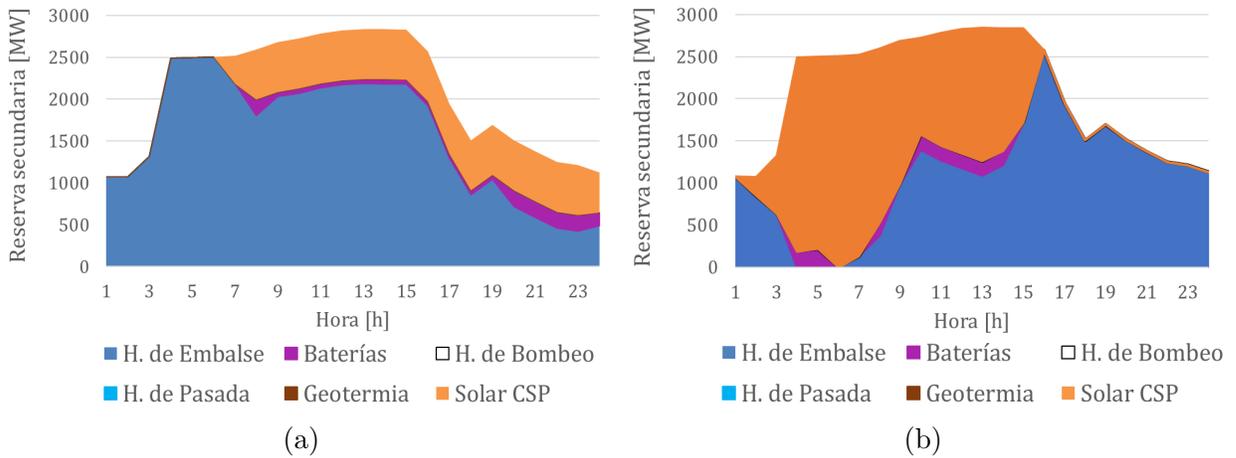


Figura A.18: Asignación de reserva secundaria del día 24 de octubre de (a) 2050 y (b) 2052.

● Noviembre

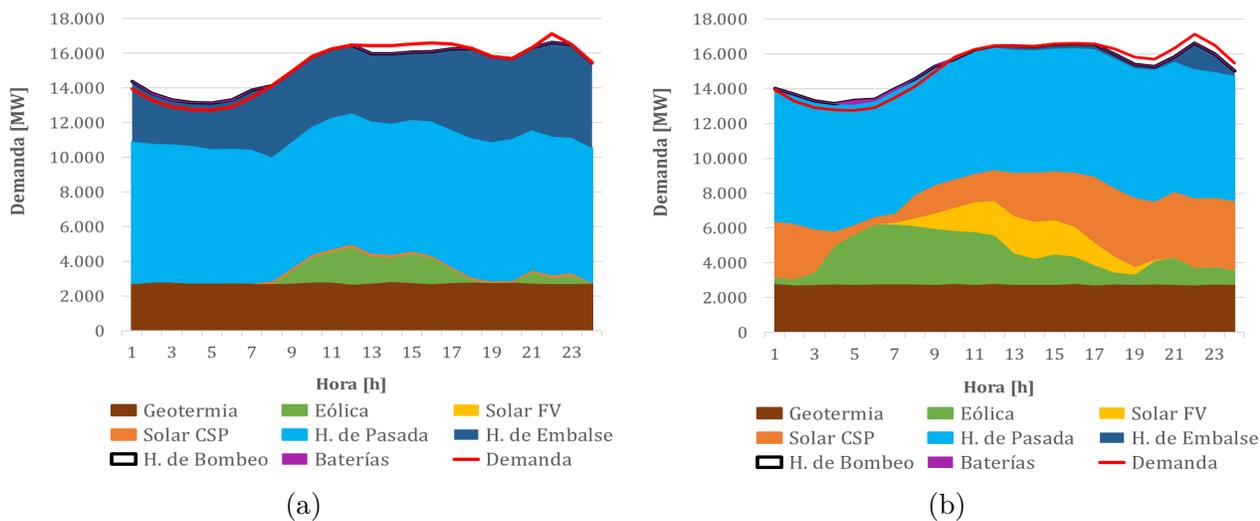


Figura A.19: Despacho horario del día 24 de noviembre de (a) 2050 y (b) 2052. Escenario base.

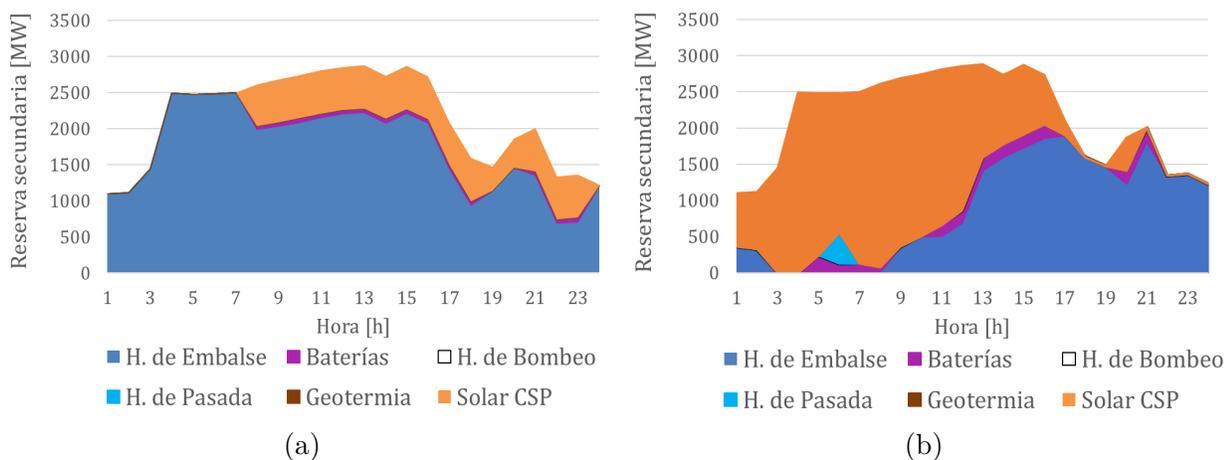


Figura A.20: Asignación de reserva secundaria del día 24 de noviembre de (a) 2050 y (b) 2052.