



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

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS  
CONSIDERANDO LA VIDA ÚTIL DE LAS CENTRALES GEOTÉRMICAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MAURICIO ALFREDO ELI GUTIÉRREZ MARTÍNEZ

PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
MARCELO MATUS ACUÑA  
PABLO MEDINA COFRE

SANTIAGO DE CHILE  
2018



RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: MAURICIO ALFREDO ELI GUTIÉRREZ MARTÍNEZ  
FECHA: 2018  
PROF. GUÍA: LUIS VARGAS DÍAZ

## PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS CONSIDERANDO LA VIDA ÚTIL DE LAS CENTRALES GEOTÉRMICAS

El presente trabajo analiza el efecto en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de considerar la vida útil del reservorio geotermal de las centrales geotérmicas en un horizonte de tiempo de largo plazo.

Para cumplir este objetivo se adapta un problema de optimización, que consiste en obtener la operación del SEN en un periodo de estudio que va desde el año 2017 hasta el año 2050 a mínimo costo, el cual se modifica al añadirle un nuevo modelo de central geotérmica. Esta modificación solo atañe a la tecnología geotérmica, la cual consiste en que la generación geotérmica esté presente solo en los meses del periodo de estudio que permitan disminuir el costo de operación, a diferencia de la operación actual de este tipo de centrales que generan de forma continua hasta el agotamiento del recurso. Este problema se resuelve de la misma forma que para un embalse, por lo que se utiliza el software "Modelo PLP", el cual encuentra una solución utilizando el método de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP por sus siglas en inglés).

Para evaluar el efecto de este cambio en el modelo, se realizan distintas simulaciones en el software PLP. Estas simulaciones usan como datos de entrada la información del sistema eléctrico e hidrológica para el año 2017, mientras que para los años futuros se utilizan proyecciones realizadas por la Mesa de Geotermia del Ministerio de Energía. Se realiza una simulación con esta información y con una central geotérmica en el sistema que es Cerro Pabellón. Además de esa simulación, que se la llama de referencia, se realizan 15 simulaciones extra donde se varían aspectos del plan de expansión y de la central geotérmica de modo de evaluar el impacto de estos cambios.

Los resultados de las distintas simulaciones se analizan en base a 3 aspectos: la generación de energía anual en el horizonte de estudio, la potencia generada promedio para cada mes del año y la generación de potencia para cada bloque, haciendo especial distinción entre los bloques de día y de noche. Junto con lo anterior, se analiza la generación y los ingresos obtenidos por la generación geotérmica convencional (continua) y la alternativa propuesta en este trabajo.

Finalmente se realiza una evaluación de los objetivos, se constata la importancia de ciertas tecnologías por sobre otras para definir la operación de largo plazo de las centrales geotérmicas, se evalúa la importancia de los parámetros utilizados para el modelo de central geotérmica y se comentan las ventajas y desventajas del modelo propuesto en este trabajo.



# Tabla de Contenido

<b>Índice de Tablas</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>ix</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Alcances . . . . .	2
1.4. Estructura . . . . .	3
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>4</b>
2.1. Problema de planificación de largo plazo . . . . .	4
2.1.1. Modelo de la red . . . . .	4
2.1.2. Problema de despacho hidrotérmico . . . . .	10
2.2. Energía geotérmica . . . . .	14
2.2.1. Centrales geotérmicas . . . . .	15
<b>3. Metodología</b>	<b>19</b>
3.1. Modificación del modelo de la central geotérmica . . . . .	21
3.1.1. Cálculo de parámetros . . . . .	21
3.2. Datos de entrada . . . . .	23
3.2.1. Modelo de la red eléctrica . . . . .	23
3.2.2. Modelo de la red hidráulica . . . . .	25
3.3. Escenarios de simulación en PLP . . . . .	27
3.3.1. Datos de entrada para la simulación en PLP . . . . .	27
3.3.2. Plan de obras . . . . .	30
3.3.3. Definición de los escenarios . . . . .	34
<b>4. Resultados y análisis</b>	<b>36</b>
4.1. Generación de energía y potencia del escenario de referencia . . . . .	37
4.1.1. Generación de energía a través de los años por tecnología de generación	37
4.1.2. Potencia por tipo de tecnología . . . . .	41
4.1.3. Uso de la energía de la central Cerro Pabellón a lo largo del horizonte de estudio . . . . .	43
4.1.4. Generación de potencia de la central Cerro Pabellón . . . . .	45
4.1.5. Impacto en el modelo producto de la hidrología . . . . .	47

4.1.6.	Comparación de generación geotérmica y central hidráulica de embalse a lo largo del tiempo . . . . .	48
4.2.	Efectos de modificar del plan de obras . . . . .	50
4.2.1.	Modificación de capacidad instalada de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP) . . . . .	51
4.2.2.	Modificación de la fecha de entrada de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP) . . . . .	53
4.2.3.	Modificación de la capacidad instalada de centrales de solares fotovoltaicas (FV) . . . . .	55
4.2.4.	Modificación de capacidad instalada de centrales mini hidro . . . . .	56
4.3.	Cambio en los parámetros del modelo de la central Cerro Pabellón . . . . .	58
4.3.1.	Disminución del volumen inicial del reservorio geotérmico . . . . .	58
4.3.2.	Disminución del afluente . . . . .	60
4.3.3.	Aumento de la penetración de energía geotérmica . . . . .	61
4.4.	Comparación de nuevo modelo de central geotérmica y modelo convencional . . . . .	63
4.4.1.	Generación convencional de central Cerro Pabellón . . . . .	63
4.4.2.	Ingresos de la central geotérmica Cerro Pabellón para cada escenario de simulación . . . . .	64
4.5.	Consecuencias importantes de adoptar un nuevo modelo de generación geotérmica que no son abordadas en el estudio . . . . .	66
4.5.1.	Potencia de suficiencia . . . . .	67
4.5.2.	Sistema de transmisión y localización de centrales geotérmicas . . . . .	68
<b>5.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>71</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>74</b>
<b>A.</b>	<b>Modelo matemático utilizado por el PLP</b>	<b>76</b>
A.1.	Glosario de índices, parámetros y variables . . . . .	76
A.2.	Función objetivo . . . . .	78
A.3.	Restricciones . . . . .	79
A.3.1.	Balance nodal . . . . .	79
A.3.2.	Balance flujo DC . . . . .	79
A.3.3.	Balance de caudal por embalse . . . . .	79
A.3.4.	Balance de volumen por embalse por etapa . . . . .	79
A.3.5.	Balance de volumen centrales serie . . . . .	80
A.3.6.	Costos futuros . . . . .	80
A.4.	Límites . . . . .	80
<b>B.</b>	<b>Elementos del modelo de red eléctrica e hidráulica</b>	<b>81</b>
B.1.	Centrales del SEN utilizadas en el modelo . . . . .	82
B.2.	Datos metereológicos estación Inacaliri . . . . .	93

# Índice de Tablas

3.1. Parámetros de la central Cerro Pabellón según el Estudio de Evaluación Ambiental . . . . .	22
3.2. Correspondencia de las barras del SIC y el SING en las barras del sistema simplificado . . . . .	24
3.3. Líneas de transmisión utilizadas en el modelo base . . . . .	25
3.4. Evolución de costo variable por tipo de combustible . . . . .	29
3.5. Plan de obras centrales hidráulicas . . . . .	31
3.6. Plan de obras de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP) . . . .	31
3.7. Plan de obras de centrales de solares fotovoltaicas (PV) . . . . .	32
3.8. Plan de obras centrales eólicas . . . . .	32
3.9. Plan de obras centrales térmicas . . . . .	33
3.10. Plan de obras de transmisión . . . . .	33
3.11. Escenarios de simulación . . . . .	35
4.1. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio por hidrología (2017-2049)	46
4.2. Potencia promedio de cada mes de parte del periodo de estudio por hidrología (2027-2049) . . . . .	47
4.3. Capacidad instalada de las centrales solares CSP para los escenarios 2, 3, 4 y 5, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A . . . . .	51
4.4. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 2, 3, 4 y 5 (2026-2049) . . . . .	52
4.5. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 6 y 7 (2026-2049) . . . . .	54
4.6. Capacidad instalada de las centrales solares FV para los escenarios 8, 9, 10 y 11, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A . . . . .	55
4.7. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 8, 9, 10 y 11 (2026-2049) . . . . .	55
4.8. Capacidad instalada de las centrales solares CSP para los escenarios 12 y 13, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A . . . . .	57
4.9. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 12 y 13 (2026-2049) . . . . .	57
4.10. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A (2021-2049) y B (2026-2049) . . . . .	59

4.11. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y C (2025-2049) . . . . .	61
4.12. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y D (2026-2049) . . . . .	62
4.13. Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y Convencional (2026-2049) . . . . .	64
4.14. Ingresos, energía total e ingreso medio, entendido como el ingreso total dividido por la energía total, para cada escenario de simulación usando hidrología media	66
B.1. Centrales eólicas del SEN . . . . .	82
B.2. Centrales solares del SEN (Parte 1) . . . . .	83
B.3. Centrales solares del SEN (Parte 2) . . . . .	84
B.4. Centrales térmicas de biomasa en el SEN . . . . .	85
B.5. Centrales térmicas a carbón y de cogeneración del SEN . . . . .	86
B.6. Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 1) . .	87
B.7. Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 2) . .	88
B.8. Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 3) . .	89
B.9. Centrales térmicas que utilizan GNL como combustible . . . . .	89
B.10. Centrales hidráulicas de embalse del SEN . . . . .	90
B.11. Centrales hidráulicas serie del SEN . . . . .	90
B.12. Centrales hidráulicas pasada del SEN (Parte 1) . . . . .	91
B.13. Centrales hidráulicas pasada del SEN (Parte 2) . . . . .	92
B.14. Precipitaciones mensuales medidas en estación Inacaliri [mm] . . . . .	93



# Índice de Ilustraciones

2.1. Definición de bloques de demanda . . . . .	5
2.2. Matriz de generación solar . . . . .	7
2.3. Matriz de generación eólica . . . . .	9
2.4. Árbol de decisión para sistemas hidrotérmicos . . . . .	10
2.5. Curvas de costo de un sistema eléctrico en función del volumen de agua acumulado en los embalses . . . . .	11
2.6. Función de costos futuros lineal por partes . . . . .	13
2.7. Campo geotermal típico . . . . .	15
2.8. Esquema de una central geotérmica de vapor seco . . . . .	15
2.9. Esquema de una central geotérmica de vapor de destello . . . . .	17
2.10. Esquema de una central geotérmica de tipo binario . . . . .	18
3.1. Imagen satelital donde se muestra la ubicación de Cerro Pabellón en la región de Antofagasta . . . . .	20
3.2. Diagrama de la metodología . . . . .	20
3.3. Capacidad instalada por tecnología de generación en el SEN hasta diciembre de 2016 . . . . .	24
3.4. Barras del sistema simplificado y central Cerro Pabellón . . . . .	25
3.5. Interconexiones hídricas para la cuenca del Laja . . . . .	26
3.6. Proyección de demanda mensual de energía para las barras del SEN simplificado . . . . .	28
3.7. Proyección de potencia por bloque para cada mes . . . . .	29
3.8. Capacidad instalada por tecnología que se ha añadido a partir del año 2028 en el SEN . . . . .	30
4.1. Energía anual generada por diferentes fuentes de generación en el sistema para el escenario A, para día y noche y distintas hidrologías . . . . .	39
4.2. Generación de energía anual de tecnología solar y eólica para el escenario A con hidrología media . . . . .	40
4.3. Generación de energía anual de tecnología hidráulica y térmica para el escenario A con hidrologías media, seca y húmeda . . . . .	41
4.4. Potencia de tecnología solar y eólica para el escenario A con hidrología media . . . . .	42
4.5. Potencia de tecnología hidráulica y térmica para el escenario A para hidrologías media, seca y húmeda . . . . .	43
4.6. Generación de energía anual de tecnología geotérmica para el escenario A con hidrología media . . . . .	44

4.7. Costo de oportunidad de Cerro Pabellón y costo marginal por bloque en barra SING Centro para la hidrología media . . . . .	45
4.8. Potencia generada por la central Cerro Pabellón en el escenario A para distintas hidrologías . . . . .	46
4.9. Número de bloques de generación de potencia de la central Cerro Pabellón con desviación estándar mayor a 0.15 [p.u] en cada mes . . . . .	48
4.10. Número de bloques de generación de potencia de la central Cerro Pabellón con desviación estándar mayor a 0.15 [p.u] en cada año . . . . .	48
4.11. Razón de energía generada/energía máxima anual para la generación de tipo embalse y geotérmica por día/noche y tipo de hidrología . . . . .	50
4.12. Energía generada anualmente por centrales solares CSP, escenario 2, 3, 4 y 5	51
4.13. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 2, 3, 4 y 5 para hidrología media .	53
4.14. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 6 y 7 para hidrología media . . . .	54
4.15. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 2, 3, 4 y 5 para hidrología media .	56
4.16. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 12 y 13 para hidrología media . . .	58
4.17. Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario B . . . . .	59
4.18. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y B para hidrología media . . . .	60
4.19. Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario C . . . . .	60
4.20. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y C para hidrología media . . . .	61
4.21. Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario D . . . . .	62
4.22. Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y D para hidrología media . . . .	63
4.23. Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario Convencional . . . . .	64
4.24. Diferencias de ingreso medio entre escenarios de simulación y generación convencional . . . . .	66
4.25. Mapa de lugares con potencial geotérmico en Chile (Fuente: [1]) . . . . .	69

# Capítulo 1

## Introducción

El presente trabajo trata sobre analizar los costos y consecuencias asociadas a la operación de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)<sup>1</sup> en Chile, al asignarle un valor a la energía que las centrales geotérmicas tienen a disposición para generar energía eléctrica en un horizonte de planificación determinado.

La operación del SEN tiene como objetivo suplir la demanda de potencia y energía a mínimo costo mientras preserva la seguridad del sistema [2], para lo cual se dispone de distintas centrales que están a disposición del operador de red. Existen centrales con distintas tecnologías, entre las cuales están las de tipo hidráulicas (pasada, series y embalses), térmicas, solares, eólicas y geotérmicas; donde cada una posee características operacionales que se incluyen en un modelo de optimización. En el caso particular de este estudio, el foco estará en las centrales geotérmicas.

Las centrales geotérmicas resultan ser una alternativa bastante atractiva para la operación del sistema. Este tipo de generación presenta costos variables de generación muy bajos (se pueden considerar cercanos a cero) [3], lo cual hace que en un sistema donde se privilegia generar de la forma más económica posible este tipo de centrales esté siempre funcionando. Si bien existen incentivos para utilizar lo más posible esta fuente de energía, el uso intensivo para generar energía eléctrica en un horizonte dado puede provocar que la fuente geotermal pierda las propiedades adecuadas de presión y/o temperatura para este propósito, propiciando un agotamiento de la fuente [4]. A pesar de los problemas de agotamiento de la fuente geotermal, por el momento los modelos de planificación de largo plazo no asignan un valor a la energía de las centrales geotérmicas.

En este trabajo lo que se propone es modificar el modelo de optimización, de modo de asignarle a la energía disponible de una central geotérmica un costo de oportunidad a lo largo de un horizonte de planificación. Esto tendría como consecuencia en la operación del SEN producir energía por medio de las centrales geotérmicas en varios periodos acotados de tiempo dentro del horizonte de planificación, en contraste con una operación continua que es la estrategia actual de generación. En este trabajo se analizan ventajas y desventajas de

---

<sup>1</sup>Este sistema estará conformado a partir de 2018 por la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC)

adoptar tal modificación en el modelo de optimización.

## 1.1. Objetivo general

El objetivo general es analizar el efecto en el Sistema Eléctrico Nacional de considerar la vida útil del reservorio de fluido geotermal de las centrales geotérmicas en un horizonte de tiempo de largo plazo, de modo de ofrecer una recomendación sobre si adoptar o no esta restricción en futuros modelos de optimización.

## 1.2. Objetivos específicos

- Modelar la generación geotérmica tomando en consideración el agotamiento del reservorio geotermal y añadirlo al modelo de optimización que utiliza el modelo PLP<sup>2</sup>.
- Realizar simulaciones de la operación del SEN en el largo plazo por medio del modelo PLP para distintos escenarios de generación u horizontes de planificación, considerando el modelo de central geotérmica creado en el punto anterior.
- Hacer un análisis de sensibilidad del tamaño del reservorio geotermal y del fluido que recibe a lo largo del horizonte de planificación, y evaluar el impacto en distintas variables económicas del SEN.
- Analizar el efecto en la operación de largo plazo de aumentar la penetración de energía geotérmica, utilizando el modelo de central geotérmica propuesto en este trabajo.

## 1.3. Alcances

En este trabajo se utiliza un software de optimización que simula una operación de largo plazo (modelo PLP), de modo de obtener datos que permiten realizar una evaluación económica y describir la operación del sistema en el largo plazo. La operación de las centrales geotérmicas en el largo plazo serán determinadas a partir del método de Programación Dinámica Dual Estocástica.

Se considera solo una central geotérmica en el estudio, la cual es Cerro Pabellón. Se contempla un horizonte de planificación de 33 años, donde se analiza la introducción del nuevo modelo de central geotérmica bajo un escenario de expansión del sistema eléctrico basado en un plan de obras hecho por la Mesa de Geotermia del Ministerio de Energía [5], el cual luego se modifica para analizar el efecto de modificar el plan de obras.

Se realizan simulaciones extras en PLP que analizan el desempeño de la central geotérmica con menos fluido disponible. Los dos casos considerados es si se dispone de la mitad del

---

<sup>2</sup>El modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP) es un software utilizado por el CDEC-SIC para simular la operación de largo plazo del sistema

volumen inicial de fluido en el reservorio y en otro caso si recibe la mitad de fluido como afluente.

Finalmente se aumenta la potencia instalada y el fluido disponible de la central de estudio considerada en 10 veces, y se analiza el impacto en la operación de largo plazo de aumentar el porcentaje de penetración geotérmica.

## **1.4. Estructura**

Este trabajo está dividido en 5 capítulos. El capítulo 1 incluye la motivación, los objetivos y alcance. En el capítulo 2 está el marco teórico, donde se explica la optimización de la operación en el largo plazo. En este capítulo se especifica la forma de modelar cada componente del sistema, el método de Programación Dinámica Dual Estocástica y las restricciones a tomar en consideración en un modelo de corto plazo. Este capítulo contiene otro apartado donde explica el funcionamiento de una central geotérmica. El capítulo 3 trata sobre la metodología que se utilizará en el estudio, para obtener resultados que apunten a cumplir los objetivos. En este capítulo también están explícitos los supuestos a considerar, tales como el modelo de la red, escenarios de generación a considerar, entre otras cosas. En el capítulo 4 se presentan los resultados del estudio y finalmente en el capítulo 5 se concluye a partir de los resultados.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

El presente trabajo tiene como objetivo principal analizar la pertinencia de considerar la vida útil de las centrales geotérmicas en un modelo de operación de largo plazo. Para entender como calcular la operación de largo plazo del sistema, se realiza una revisión bibliográfica que describe el problema de optimización, el cual permite obtener la generación y flujos por las líneas de transmisión a mínimo costo, todo esto aplicado para el caso del SEN. Esta revisión además incluye la forma de modelar los distintos elementos del SEN, como las líneas y las diversas tecnologías de generación, de modo de capturar las particularidades del sistema, como por ejemplo el manejo estratégico del agua de los embalses y la variabilidad de las centrales de tipo solar y eólica.

### 2.1. Problema de planificación de largo plazo

El problema de planificación de largo plazo consiste en definir la operación del SEN para un periodo de mediano o largo plazo (varios años). Este tipo de planificación tiene algunas diferencias con una de corto plazo, donde las principales son:

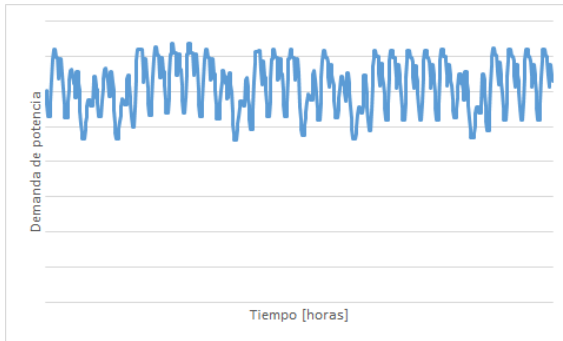
- No se consideran en el modelo algunas restricciones inherentes al hacer una programación horaria de un día, como costos de partida, capacidad de rampa, etc.
- Existe incertidumbre en los volúmenes de los embalses del sistema, por lo que se hace necesario recurrir a métodos de optimización que aborden esta aleatoriedad.

#### 2.1.1. Modelo de la red

##### Representación de la demanda

Para proyectar la demanda en el largo plazo, como punto de partida se construye una curva de carga para cada día y para cada hora [6] (Figura 2.1a). Con la curva de carga construida, se divide la curva en  $T$  periodos a estudiar y se distinguen a su vez las horas de

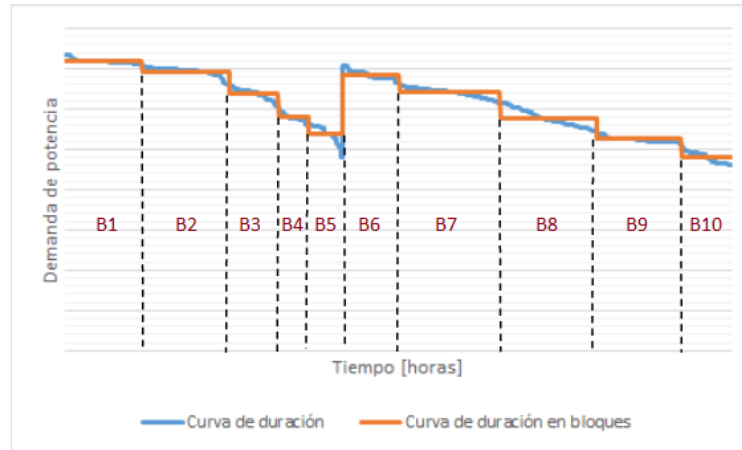
día y de noche (Figura 2.1b). Con esa información se procede a ordenar la carga de mayor a menor y se divide la nueva curva obtenida en bloques de energía (Figura 2.1c) [7].



(a) Demanda en un periodo T



(b) Curva de duración de horas del día y de horas de la noche



(c) Separación de las curvas de duración en bloques

Figura 2.1: Definición de bloques de demanda

## Centrales térmicas

En un modelo de planificación de largo plazo, los costos de operación de una central térmica estarán dados principalmente por sus costos de combustible [8], teniendo un límite de generación:

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad (2.1)$$

Donde:

- $j$  es el índice de la  $i$ -ésima central térmica.
- $g_{tj}$  representa la producción de energía en la etapa  $T$  para la central térmica  $j$ .
- $\bar{g}_j$  es la capacidad máxima de generación de la central térmica  $j$ .

## Centrales hidráulicas de embalse

Este tipo de centrales no presenta un costo de combustible, sin embargo su operación estará basada en el valor que se le asigne al agua. El modelo contempla un balance de agua y la relación entre volumen y energía [8]. El balance de agua está dado por:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

Donde:

- $i$  es el índice de la  $i$ -ésima central hidráulica de embalse.
- $v_t(i)$  es el volumen almacenado en el embalse  $i$  en el comienzo de la etapa  $t$ .
- $a_t(i)$  es el afluente del embalse  $i$  durante la etapa  $t$ .
- $u_t(i)$  es el volumen turbinado en el embalse  $i$  durante la etapa  $t$  (variable de decisión).
- $s_t(i)$  es el volumen que se vierte correspondiente al embalse  $i$  durante la etapa  $t$  (variable de decisión).
- $m \in U(i)$  es el conjunto de centrales aguas arriba de la central  $i$ .

Cada central de embalse posee las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} v_t(i) &\leq \bar{v}(i) \\ u_t(i) &\leq \bar{u}(i) \end{aligned}$$

Donde  $\bar{v}(i)$  es el límite de almacenamiento máximo de la central  $i$  y  $\bar{u}(i)$  representa la capacidad máxima que tiene la central  $i$  para turbinar.

La relación de caudal y potencia está dada por:

$$g_h = \rho(v) \cdot u \quad (2.3)$$

Donde  $g_h$  es la energía generada y  $\rho$  es un coeficiente que relaciona el caudal turbinado con la potencia:

$$\rho(v) = \eta \cdot \phi \cdot \gamma \cdot h(v) \quad (2.4)$$

Donde:

- $\eta$  es la eficiencia del conjunto turbina generador.
- $\phi$  es la masa específica del agua.
- $\gamma$  es un factor de gravedad.
- $h(v)$  es la diferencia de altura entre la superficie del agua del embalse y la turbina.

## Centrales hidráulicas de pasada

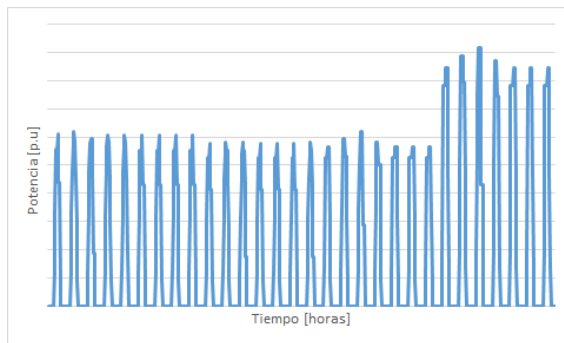
Este tipo de centrales se modela de forma similar a un embalse, con la diferencia de que no pueden acumular agua. La generación se asume con costo variable cero, mientras que la potencia generada dependerá del afluente y la eficiencia.



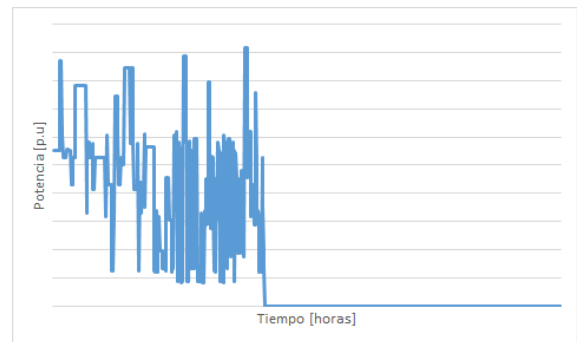
## Generación fotovoltaica

El costo variable de generación de este tipo de tecnología es cero [3], sin embargo es necesario determinar el nivel de generación disponible para cada periodo. La metodología utilizada por el CDEC-SIC [7] parte por obtener una curva de generación anual de una central modelo. Una vez obtenida la curva de generación, se divide en la misma cantidad de bloques que la demanda, donde cada división estará conformada por la generación que corresponde a las horas del año asignadas al bloque de demanda. Posteriormente, en cada bloque la generación se ordena de mayor a menor (en p.u) y se divide en 6 sub bloques diferentes, dando como resultado 6 escenarios de generación que representan distintos niveles de radiación: 100 %, 80 %, 60 %, 40 %, 20 % y 0 %.

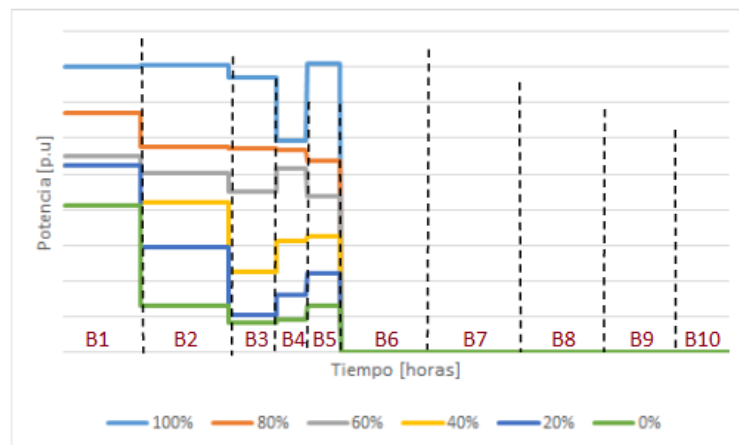
La siguiente etapa es construir una matriz de generación solar base, donde para cada uno de los bloques del periodo y cada una de las hidrologías modeladas se selecciona un escenario de radiación de forma aleatoria. Finalmente se pondera la matriz de generación solar base por la potencia de cada central solar y se incorpora al modelo como una central hidráulica de pasada.



(a) Generación en un periodo T



(b) Curva de generación correspondiente a los bloques de demanda



(c) Escenarios de generación

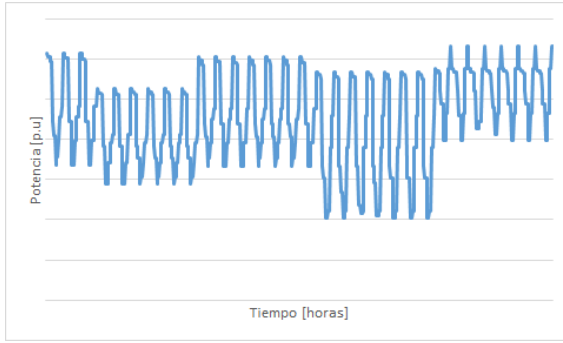
Figura 2.2: Matriz de generación solar

## Generación eólica

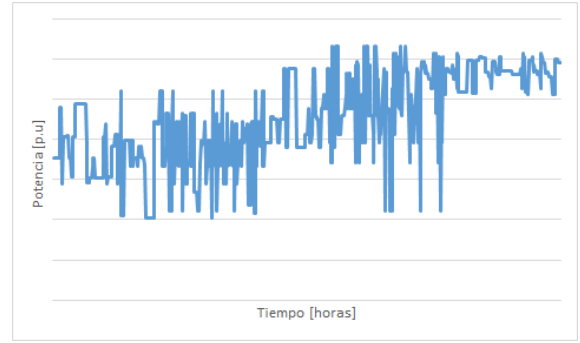
Al igual que en el caso solar su costo variable de generación se considera cero. La generación de este tipo de centrales es variable, dependerá del nivel de viento lo que puede generarse. El proceso de modelamiento es similar al caso solar [7], se toma una central modelo y se divide en bloques de la misma forma que el caso solar (ver Figura 2.3b). Se definen 5 escenarios de viento:

- Máximo: corresponde al valor más alto de generación en el bloque.
- Ventoso: corresponde al valor que se ubica en el percentil 86.
- Medio: corresponde al valor del percentil 53.
- Calmo: corresponde al promedio de la generación del 33% de los valores más bajos del bloque.
- Mínimo: escenario de mínimo valor en el bloque.

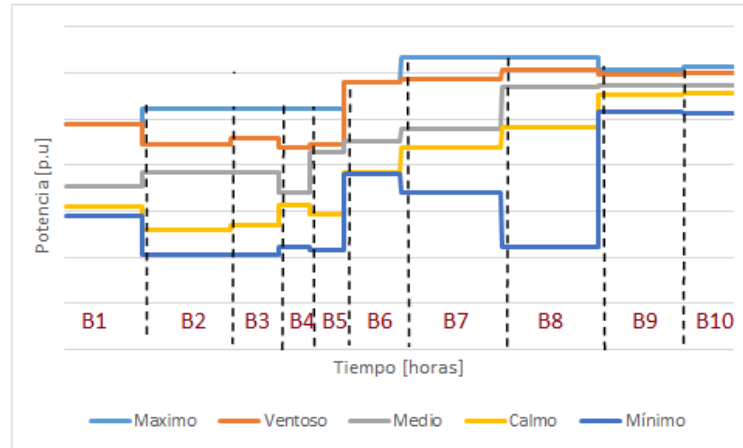
La siguiente etapa es construir una matriz de generación eólica base (Figura 2.3c). Para cada uno de los bloques y para cada una de las hidrologías modeladas se selecciona un escenario de ventosidad. Debe construirse una matriz base para diferentes sectores geográficos, de modo que las centrales cercanas tengan un mismo perfil de viento y sean independientes con respecto a centrales en otra zona geográfica del país. Finalmente las matrices bases se ponderan por la potencia de cada central que corresponda, añadiéndose al modelo de coordinación hidrotérmica de forma análoga a una central de pasada.



(a) Generación en un periodo T



(b) Curva de generación correspondiente a los bloques de demanda



(c) Escenarios de generación

Figura 2.3: Matriz de generación eólica

## Modelo de la transmisión

En el modelo PLP se considera el problema de forma multinodal, es decir, debe haber un balance de potencia en cada barra entre lo generado, lo que entra y sale de la barra. El método utilizado para determinar los flujos por las líneas en este tipo de problemas es el flujo de potencia DC [9] [10], dado por la ecuación:

$$\frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} = f_{ij} \quad (2.5)$$

Donde:

- $\theta_i$  es el ángulo en la barra  $i$
- $X_{ij}$  es la reactancia del tramo que está entre la barra  $i$  y la barra  $j$ .
- $f_{ij}$  es la potencia transferida desde la barra  $i$  a la barra  $j$  en [p.u].

## 2.1.2. Problema de despacho hidrotérmico

El objetivo de la coordinación hidrotérmica es determinar el uso del agua de los embalses a lo largo del tiempo, de modo que minimicen el costo de operación esperado de las centrales térmicas [8]. Este problema se origina debido a que el agua no tiene costo como combustible, sin embargo puede presentar un valor estratégico para la operación del sistema en el futuro. El operador del sistema debe decidir si utilizar el agua o racionarla, donde la decisión estará sujeta a estimaciones sobre la disponibilidad de agua en el futuro. Si existe una escasez de agua en el futuro, el racionar el agua en el presente puede ser una buena decisión; mientras que si hay una gran disponibilidad de agua en el futuro, puede considerarse una elección errónea debido a que los embalses solo pueden contener un volumen máximo de agua, teniendo que verter el resto. Un análisis similar puede hacerse si se decide utilizar el agua en el presente, teniéndose como peor caso cuando sequía en el futuro. El problema de despacho hidrotérmico puede resumirse en el esquema de la Figura 2.4.

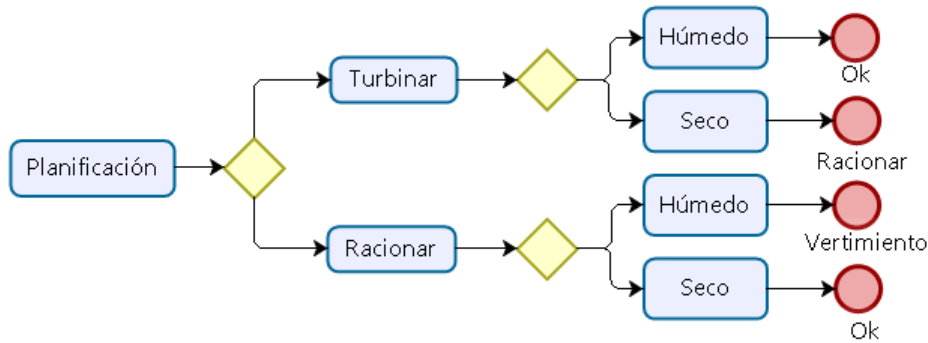


Figura 2.4: Árbol de decisión para sistemas hidrotérmicos

Un enfoque utilizado por el CDEC-SIC [11] es representar el impacto en el futuro de decidir en el presente por medio de una función de costos futuros. El objetivo se vuelve minimizar la suma de los costos presentes y la función de costos futuros. Los costos presentes representan el costo inmediato de usar combustible para abastecer la demanda que no suple la generación hidráulica, mientras que la función de costos futuros representa el costo acumulado de la operación futura tras adoptar una determinada estrategia de generación en el presente. Si no se turbinar el agua de los embalses, los costos presentes serán altos porque se tendrá que suplir con otro tipo de energía, mientras que los costos futuros serán bajos dado que habrá agua disponible para generar energía. Si se utiliza el agua de los embalses de inmediato, se dará la situación opuesta (costos presentes bajos y costos futuros altos). Un resumen de esta situación se observa en la Figura 2.5.

El problema de despacho hidrotérmico se representa por medio del siguiente problema de optimización:

$$z_t = \text{mín } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.6)$$

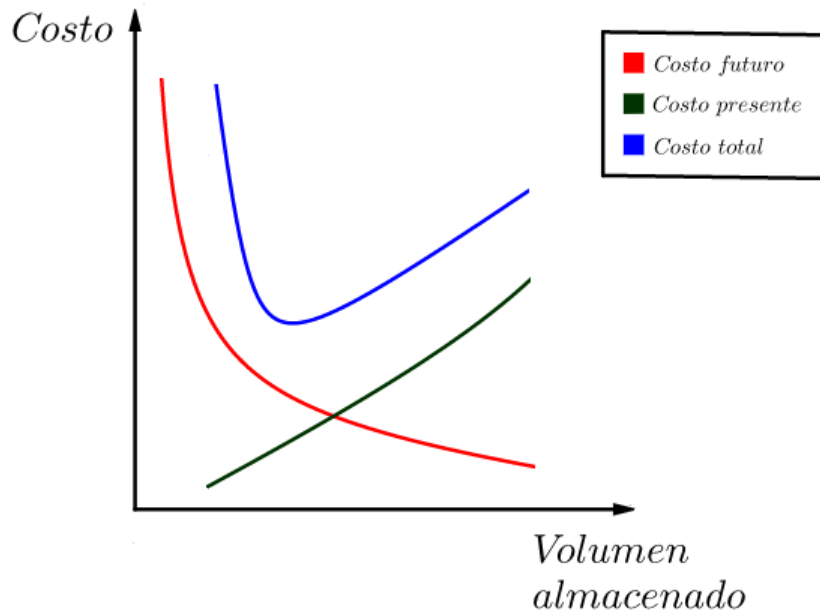


Figura 2.5: Curvas de costo de un sistema eléctrico en función del volumen de agua acumulado en los embalses

Sujeto a

$$\begin{aligned}
 v_{t+1} &= v_t - u_t - s_t + a_t \\
 v_{t+1} &\leq \bar{v} \\
 u_t &\leq \bar{u}
 \end{aligned}$$

Con:

$$c_t(u_t) = \min \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} \quad (2.7)$$

Sujeto a

$$\begin{aligned}
 \sum_{j=1}^J g_{tj} &= d_t - \rho \cdot u_t \\
 g_{tj} &\leq \bar{g}_j
 \end{aligned}$$

Donde:

- $c_j$  es el costo variable de operar la central  $j$ .
- $d_j$  es la carga en la etapa  $t$ .
- $\rho$  es un coeficiente de la central hidráulica.

## Resolución del problema utilizando Programación Dinámica

Un primer enfoque para resolver el problema formulado es utilizar el método de Programación Dinámica. La formulación mostrada en la ecuación (2.6) muestra que el problema es de tipo recursivo, por ende debe resolverse el problema desde la etapa final a la inicial. Considerando en un comienzo las dos últimas etapas, la función objetivo y la restricción de balance hídrico están dadas por:

$$z_T = \alpha_T(v_T) = \text{mín } c_T(u_T) \quad (2.8)$$

Sujeto a

$$v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T$$

Para resolver el problema, la función de costo futuro en la última etapa se considera cero. También es necesario conocer el volumen del embalse, sin embargo este depende del volumen de la etapa anterior. Para sortear tal dificultad, se discretiza el volumen del embalse en el penúltimo periodo, de modo de obtener para diferentes volúmenes (estados) un valor para la función de costos futuros de la penúltima etapa. Los puntos obtenidos de la función de costos futuros se interpolan para obtener una curva continua. Una vez resuelto el problema para la etapa  $T$ , se repite el proceso para la etapa  $T - 1$ :

$$z_{T-1} = \alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{mín } c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_{n-1}(v_{n-1}) \quad (2.9)$$

Sujeto a

$$v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1}$$

El valor de  $\alpha_T(v_T)$  es conocido, por lo que se resuelve de forma análoga a la etapa  $T$ . Se continúa hasta la primera etapa, donde el volumen del embalse es un dato para ese periodo. Este método tiene el inconveniente de que hace crecer la dimensión del problema rápidamente en la medida que se van creando estados. Una metodología creada para lidiar con el problema anterior es la Programación Dinámica Dual Estocástica.

## Uso de Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE) en resolución de problema de planificación de largo plazo

El problema enunciado en la ecuación (2.6) permite resolver el problema de planificación a largo plazo, sin embargo, al analizar demasiados estados de volúmenes el problema crece de forma desmesurada. Por otro lado el método anterior no considera la aleatoriedad de los afluentes. Un método utilizado por el CDEC-SIC para hacer frente a esta problemática es el de Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE) [11].

Como primer paso se asigna un conjunto de escenarios afluentes  $a_t = \{a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M\}$  Con  $M$  el número de escenarios a simular para  $t = \{1, \dots, T\}$ . Luego se inicializa el volumen para la etapa 1, es decir,  $v_1^m = v_1$ . El problema a resolver será similar al de la ecuación (2.6), solo que se agrega una restricción extra:

$$\text{mín } c_t(u_t^m) + \alpha_{t+1} \quad (2.10)$$

Sujeto a

$$\begin{aligned}
v_{t+1} &= v_t - u_t - s_t + a_t \\
v_{t+1} &\leq \bar{v} \\
u_t &\leq \bar{u} \\
\alpha_{t+1} &\geq \varphi_{t+1}^n v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n
\end{aligned} \tag{2.11}$$

Con

$$\begin{aligned}
\varphi_t^n &= \sum_{m=1}^M p_m \cdot \pi_{ht}^m \\
\delta_t^n &= \sum_{m=1}^M p_m \cdot \alpha_t^k(v_t^n) - \varphi_t^n \cdot v_t^n
\end{aligned}$$

Donde  $p_m$  es la probabilidad asociada al escenario  $a^m$ ,  $\varphi_T^n = 0$  y  $\delta_T^n = 0$ . Una representación gráfica de esta restricción puede verse en la Figura 2.6.

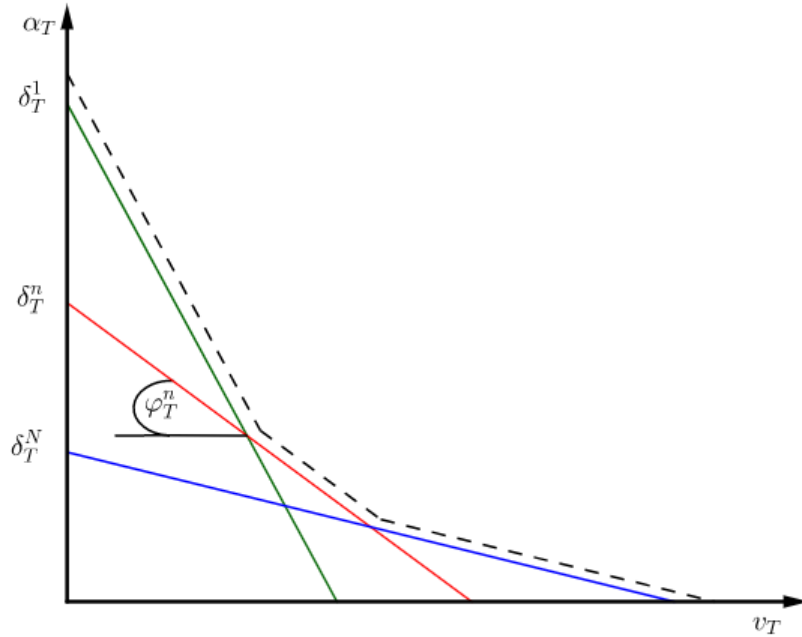


Figura 2.6: Función de costos futuros lineal por partes

Para facilitar la resolución del problema, se calcula una cota inferior y una superior para el costo total. Una cota inferior para el problema de despacho hidrotérmico es:

$$z = \alpha_1(v_1) \tag{2.12}$$

Para calcular una cota superior se realizan simulaciones de Montecarlo para distintos escenarios de afluentes, y se calcula el costo de operación como la suma de los costos inmediatos a lo largo del horizonte de estudio para cada escenario:

$$z^m = \sum_{t=1}^T c_t(u_t^m) \tag{2.13}$$

El costo de operación esperado será el promedio de los costos de operación de cada escenario:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M z^m \quad (2.14)$$

Se asume que la variable aleatoria sigue una distribución Normal, por lo que la cota superior se ubica en el siguiente intervalo (intervalo de confianza de 95 %):

$$\bar{z} \in [\hat{z} - 1,96 \cdot \hat{\sigma}, \hat{z} + 1,96 \cdot \hat{\sigma}] \quad (2.15)$$

Siendo  $\hat{\sigma}$  la desviación estándar del estimador  $\hat{z}$ :

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{M(M-1)} \sum_{m=1}^M (z^m - \hat{z})^2} \quad (2.16)$$

El óptimo se habrá alcanzado si  $\underline{z}$  está contenido en el intervalo de confianza de la ecuación (2.15).

## 2.2. Energía geotérmica

La energía geotérmica puede definirse como aquella que proviene en forma de calor desde el centro de la Tierra. Se considera renovable en la medida que la demanda por energía no sea a un nivel tal que propicie un agotamiento del recurso. La fuente de generación se encuentra disponible principalmente donde chocan placas tectónicas de la Tierra. Entre las ventajas que posee esta forma de generación se encuentra su alta densidad de energía y su continua disponibilidad [12]

En la Figura 2.7 se muestra cómo se produce este tipo de energía y su extracción. Primero el magma más cercano a la superficie se solidifica en rocas ígneas o impermeables. El magma calienta las rocas ígneas por conducción, y a su vez calienta el agua subterránea por convección en un reservorio de agua y rocas permeables. Tal reservorio está tapado por una capa de roca impermeable, el cual puede tener fisuras que dejan escapar el calor produciendo geysers, fumarolas, aguas terminales, etc. Las fisuras pueden taparse para tener un pozo de producción. Finalmente se utiliza el fluido en una central geotérmica y el líquido enfriado se devuelve a la tierra usando un pozo de reinyección.

No todas las fuentes geotermales producen vapor. En base a esta característica, las fuentes pueden clasificarse en:

- Hidrotérmicas: agua calentada por la roca caliente. Si mayoritariamente es vapor se denomina sistema dominado por vapor, mientras que si es líquido se denomina sistema dominado por líquido.



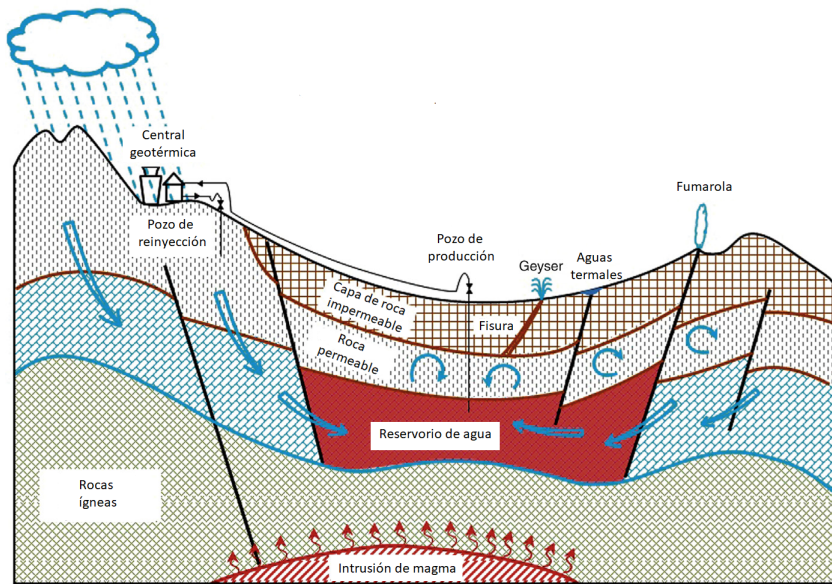


Figura 2.7: Campo geotermal típico

- Geopresionadas: tienen agua atrapada en reservorios muy profundos (2000 a 9000 [m]), con baja temperatura (aproximadamente 160° C) y alta presión (superior a 1000 [bar]). El fluido presenta alta salinidad (4-10 %) y altamente saturado con gas natural.
- Petrotérmicas: la fuente de calor no es líquida, sino que son rocas secas calientes. El calor puede ser extraído bombeando agua por medio de una grieta en las rocas.

### 2.2.1. Centrales geotérmicas

El funcionamiento de una central geotérmica en su forma más simplificada se muestra en la Figura 2.8. Se extrae vapor por medio de un pozo de producción y se utiliza para mover una turbina. Para evaluar la pertinencia de los otros elementos se analiza el proceso que ocurre en el fluido de trabajo.

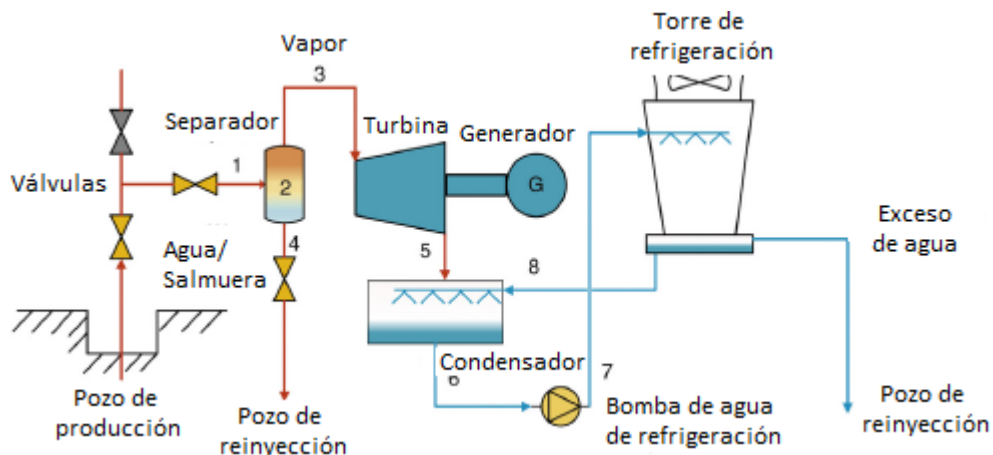


Figura 2.8: Esquema de una central geotérmica de vapor seco

## Eficiencia de una turbina

El fluido debe cumplir la ley de conservación y de energía, respectivamente originan las siguientes ecuaciones:

$$\frac{dm_{CV}}{dt} = \sum \dot{m}_i - \sum \dot{m}_c \quad (2.17)$$

$$\frac{dE_{CV}}{dt} = \dot{Q}_{CV} - \dot{W}_{CV} + \sum \dot{m}_i \left( h_i + \frac{v_i^2}{2} + gz_i \right) - \sum \dot{m}_c \left( h_c + \frac{v_c^2}{2} + gz_c \right) \quad (2.18)$$

En régimen permanente se cumple que:

$$\frac{dm_{CV}}{dt} = 0 \quad (2.19)$$

$$\frac{dE_{CV}}{dt} = 0 \quad (2.20)$$

Si se asume que no hay fugas de masa en la turbina:

$$\dot{m}_i = \dot{m}_c = \dot{m} \quad (2.21)$$

Además, asumiendo que la turbina es adiabática (no hay pérdida de calor), y los cambios de energía cinética y potencial son despreciables:

$$\dot{W}_T = \eta_i \dot{m} \Delta h \quad (2.22)$$

Donde  $\eta_i$  es la eficiencia isentrópica. Este valor usualmente se toma como 85 %, sin embargo la presencia de humedad disminuye su valor y es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$\eta_{tw} = \eta_{td} \cdot \left( \frac{x_{in} + x_{out}}{2} \right) \quad (2.23)$$

Con:

- $x_{in}$ : fracción de sequedad de entrada de la turbina.
- $x_{out}$ : fracción de sequedad de salida de la turbina.

## Tipos de centrales geotérmicas

Los distintos tipos de centrales geotérmicas estarán dados dependiendo de la calidad del vapor que se extraiga (o incluso si no hay vapor).

- Central geotérmica de vapor seco directo: este tipo de central se utiliza si el vapor disponible para la turbina es seco ( $x = 100\%$ ). Un esquema de sus elementos se muestra en la Figura 2.8. Consta de un separador, debido a que el vapor generalmente posee

impurezas o gotas de agua, por lo que requiere de un dispositivo para asegurarse que el vapor llegue seco a la turbina. Como se vio anteriormente en la ecuación (2.22), una mayor diferencia de entalpía aumenta la potencia de salida de la turbina, por lo tanto se añade un condensador que permita ese propósito. A su vez es necesario un dispositivo que permita inyectar al condensador agua a menor temperatura, de modo que permita al condensador disminuir tanto la temperatura como la presión del fluido, por lo tanto se agrega una torre de enfriamiento. El fluido utilizado al final del proceso posee una temperatura que puede alterar el ecosistema si se vierte, por lo tanto debe reinyectarse a la tierra por medio de un pozo de reinyección.

- Central geotérmica de vapor de destello: cuando el vapor a utilizar es de baja calidad, es decir  $x$  cercano a cero, no puede utilizarse directamente en la turbina debido a que disminuye su vida útil (además de la eficiencia). Para solucionar ese problema se le agrega un proceso de destello (ver Figura 2.9), donde el vapor de baja calidad se destella a una presión más baja y puede ser separado el vapor seco que va a la turbina del agua que va al pozo de reinyección. El resto del proceso es el mismo que en el caso de la central de vapor seco. Dependiendo de si el vapor tiene una presión lo suficientemente alta, puede añadirse uno o más procesos de destello extra.

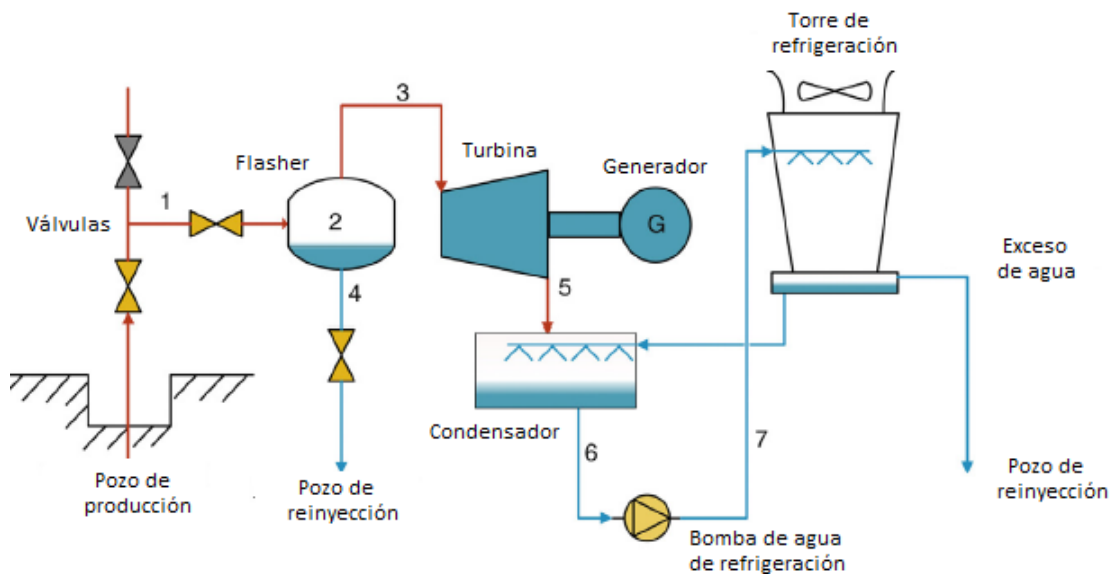


Figura 2.9: Esquema de una central geotérmica de vapor de destello

- Centrales de tipo binarias o de ciclo orgánico de Rankine: si el vapor extraído no posee una temperatura suficiente (es inferior a  $200^{\circ}\text{C}$ ), entonces el vapor usualmente no es suficiente en términos económicos para ser usados en una turbina de vapor. Como alternativa el fluido extraído es utilizado para calentar un fluido secundario con un punto de ebullición más bajo, que suelen ser fluidos orgánicos como propano o butano. Una muestra del funcionamiento se ve en la Figura 2.10.

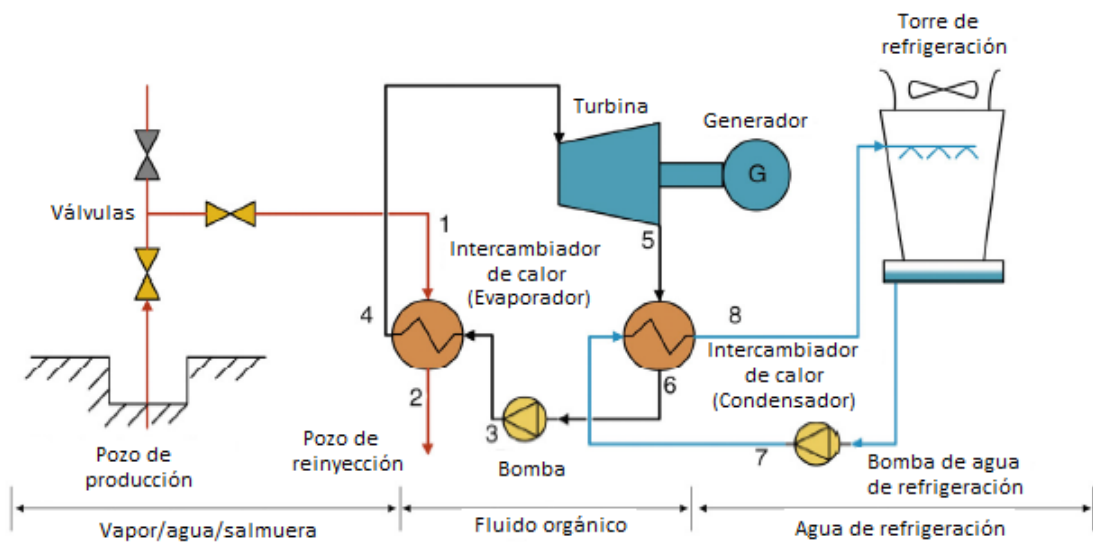


Figura 2.10: Esquema de una central geotérmica de tipo binario

# Capítulo 3

## Metodología

Para alcanzar el objetivo de evaluar el impacto de cambiar el modelo con el que se representa actualmente las centrales geotérmicas a través de las distintas variables asociadas al sistema eléctrico, se realizan simulaciones en el software PLP, que entrega como resultado la operación de largo plazo a mínimo costo sujeto a diversas restricciones explicadas en el capítulo anterior.

Las simulaciones consisten en modificar la representación de la única central geotérmica existente en el SEN, que es Cerro Pabellón, bajo diversos escenarios. Esta central geotérmica se ubica en la región de Antofagasta, a 4500 [m.s.n.m]. Su ubicación se muestra en la Figura 3.1 .

Para realizar las distintas simulaciones, se parte por crear una representación del SEN, definiendo las barras, las centrales existentes, los consumos y como estos elementos están conectados entre sí. Junto con los elementos eléctricos, ese modelo debe respetar las interacciones hídricas de cada central hidráulica, las que van desde la lluvia y el deshielo que sirve de afluente para cada central, si una central le entrega agua a otra central al generar o verter, etc.

Con el modelo listo, se definen distintos escenarios para ser estudiados. Estos escenarios tienen como objetivo evaluar el impacto de modificar algún parámetro dentro del modelo propuesto. Los parámetros a modificar serán el volumen estimado del reservorio, la cantidad de agua con que se rellena a lo largo del tiempo este, el tipo de generación instalada en el sistema y el porcentaje de penetración de la energía geotérmica.

Teniendo en cuenta los elementos mencionados, más los parámetros a definir como el horizonte de tiempo del estudio, mantenimientos, etc., se procede a resolver el problema de operación de largo plazo a mínimo costo. Con el problema resuelto se realizan los análisis que se muestran en el siguiente capítulo. Un resumen de la metodología se muestra en la Figura 3.2, mientras que en las siguientes secciones se profundiza sobre cada paso metodológico.



Figura 3.1: Imagen satelital donde se muestra la ubicación de Cerro Pabellón en la región de Antofagasta

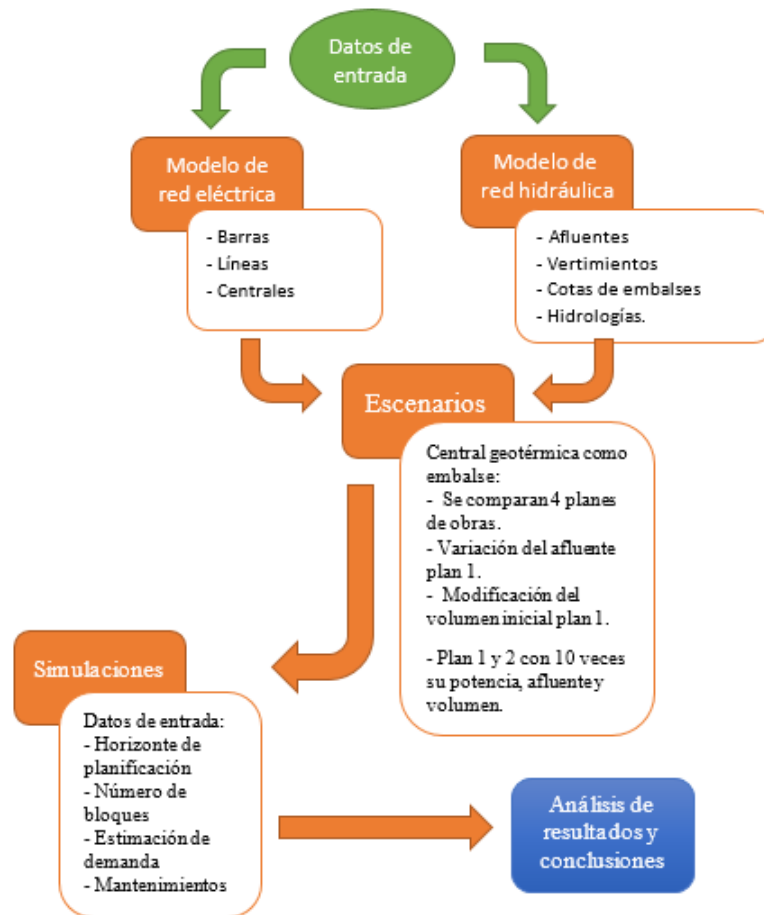


Figura 3.2: Diagrama de la metodología

### 3.1. Modificación del modelo de la central geotérmica

Las centrales geotérmicas actualmente se modelan en el largo plazo como una central térmica de costo variable cercano a cero, siguiendo la central Cerro Pabellón ese modelo.

En este trabajo, se modifica el modelo actual a uno basado en la generación hidráulica de embalse, dado que el comportamiento de una central geotérmica puede representarse aproximadamente como uno. El modelo propuesto como alternativa está basado en el siguiente balance de masa dado por las ecuaciones (3.1) y (3.2):

$$FT \cdot H_{tb} \left[ g_{ib} + q_{v_{ib}} + q_{r_{ib}} \right] = FT \cdot H_{tb} \cdot Q_{its} \quad (3.1)$$

$$v_{f_{it}} - \sum_{b=1}^{N_{BLt}} FT \cdot H_{tb} \cdot q_{r_{ib}} = v_{f_{i(t-1)}} \quad (3.2)$$

Donde

- $H_{tb}$  es el número de horas del bloque  $b$  en el periodo  $t$ .
- $g_{ib}$  es el caudal turbinado por la central  $i$  en el bloque  $b$ .
- $q_{v_{ib}}$ : caudal vertido en el bloque  $b$  por la central  $i$ .
- $q_{r_{ib}}$ : caudal de retiro de la central  $i$  en el bloque  $b$ .

El modelo descrito en las ecuaciones (3.1) y (3.2) está basado en el criterio de sustentabilidad utilizado en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central [13], y los parámetros requeridos fueron estimados en base a la misma información recopilada de este mismo informe.

#### 3.1.1. Cálculo de parámetros

Los parámetros a calcular para la central geotérmica modelada como embalse fueron los siguientes.

##### Rendimiento

El rendimiento está dado por la cantidad de [MW] que pueden generarse a partir de 1 [m<sup>3</sup>/s]. Se calcula como muestra la ecuación (3.3):

$$\rho = \frac{P_{\text{inst}}}{q_{\text{entr}} - q_{\text{sal}}} \quad (3.3)$$

Donde

- $P_{\text{inst}}$  es la capacidad instalada en [MW].
- $q_{\text{entr}}$  es el fluido extraído expresado en  $[\text{m}^3/\text{s}]$ .
- $q_{\text{sal}}$  es el fluido reinyectado expresado en  $[\text{m}^3/\text{s}]$ .

## Caudal proveniente de las lluvias

Otra fuente que permite restituir la masa extraída del reservorio de agua es la proveniente de la lluvia, la cual logra permear las distintas capas que hay entre la superficie y el reservorio. En el modelo propuesto el incremento de volumen se cuantificó de la misma forma que en el EIA de la central Cerro Pabellón, el cual se muestra en la ecuación:

$$Q_{its} = \chi_i \cdot pp_{its} \cdot S_i \quad (3.4)$$

Donde

- $\chi_i$  fracción de agua que cae en la superficie que logra permear hasta el reservorio de la central  $i$ .
- $pp_{its}$  precipitaciones por unidad de tiempo que cae en la zona de estudio.
- $S_i$  es la superficie estimada donde el agua caída logra permear hasta el reservorio.

El parámetro  $pp_{its}$  se calcula a partir de la información captada por la estación meteorológica más cercana. En el caso de Cerro Pabellón se utilizó como referencia la estación Inacaliri, donde se dividió la información de forma anual (desde abril hasta marzo del año siguiente). Cada año hidrológico representa una serie hidrológica.

Al aplicar este afluente en el modelo se consideran los siguientes supuestos:

- Se considera que el proceso del fluido desde que llueve, permea hacia el reservorio y se calienta es invariante en el tiempo; es decir, si llueve en el mes  $t_1$  y el proceso toma un tiempo  $t_0$ , el proceso de una lluvia en  $t_2$  también toma  $t_0$ .
- El proceso del fluido anteriormente descrito puede demorar cientos de años [14], por lo tanto debe evitarse establecer una correlación entre la hidrología del resto de los embalses del sistema y la de la central geotérmica.

## Parámetros central Cerro Pabellón

En la Tabla 3.1 se muestran los valores de algunos de los parámetros antes expuestos.

Tabla 3.1: Parámetros de la central Cerro Pabellón según el Estudio de Evaluación Ambiental

Volumen [hm <sup>3</sup> ]	Fluido turbinado		Fluido reinyectado [t/h]	Recarga [l/s]	Superficie [km <sup>2</sup> ]
	Vapor [t/h]	Fase líquida [t/h]			
60	350	1500	1600	100 a 200	2400



## 3.2. Datos de entrada

Para modelar los distintos escenarios en PLP se comienza por una recopilación de la situación inicial en el SEN hasta diciembre de 2016, tanto del sistema eléctrico como de las interconexiones hidráulicas existentes. Como punto de partida se utiliza una representación del SEN hecha por la Mesa de Geotermia del Ministerio de Energía [5]. Esta es una representación sistémica hecha con el objetivo de resolver un problema de operación de largo plazo a mínimo costo, con los respectivos supuestos que ello conlleva.

### 3.2.1. Modelo de la red eléctrica

Al ser un problema de operación de largo plazo, el modelo de la red eléctrica solo está representado por barras, centrales y líneas de transmisión. Las distintas centrales que conforman el sistema inicialmente se dividen en:

- Centrales hidráulicas: hay 127 centrales, las cuales se dividen en:
  - 9 centrales hidráulicas de embalse, con una capacidad instalada de 2,794.4 [MW], concentradas principalmente en la zona centro-sur del SIC (ver en Anexo B, Tabla B.10).
  - 32 centrales hidráulicas serie con una capacidad instalada de 2,238.1 [MW], concentradas en la zona centro-sur del SIC (ver en Anexo B, Tabla B.11).
  - 86 centrales hidráulicas de pasada con una capacidad instalada de 1,020.4 [MW] (ver en Anexo B, Tablas B.12 y B.13).
- Centrales eólicas: Hay 25 centrales en el sistema, haciendo una capacidad instalada total de 1,227.0 [MW]. Poseen un costo variable no combustible de 7 [USD/MWh] (ver en Anexo B, Tabla B.1)
- Centrales solares: engloba las tecnologías solar fotovoltaica y centrales de concentración solar. Poseen un costo variable no combustible de 6 [USD/MWh] para la tecnología fotovoltaica y de 3 [USD/MWh] para las centrales de concentración solar. Se parte con 54 centrales que tienen una capacidad instalada de 1,421.7 [MW] (ver detalle en Anexo B, Tablas B.2 y B.3).
- Centrales térmicas: hay 242 centrales las cuales se dividen dependiendo del combustible que utilizan en:
  - Biomasa: 43 centrales en el sistema, con una capacidad instalada de 374.1 [MW] (detalle en Anexo B, Tabla B.4).
  - Carbón: 27 centrales, con una capacidad instalada en total de 4,341.0 [MW] (detalle en Anexo B, Tabla B.5).
  - Cogeneración: 2 centrales, capacidad instalada de 77.1 [MW]
  - Diesel: 154 centrales, con una capacidad instalada de 5,699.3 [MW] (ver detalle en Anexo B, Tablas B.6, B.7 y B.8).
  - Gas Natural Licuado (GNL): 16 centrales, con una capacidad instalada de 4,057.8 [MW] (detalle en Anexo B, Tabla B.9).
  - Geotermia: 1 central, que es Cerro Pabellón la cual se modela con 50 [MW].

Un resumen de la capacidad instalada por tipo de tecnología a lo largo del SEN se muestra en la Figura 3.3.

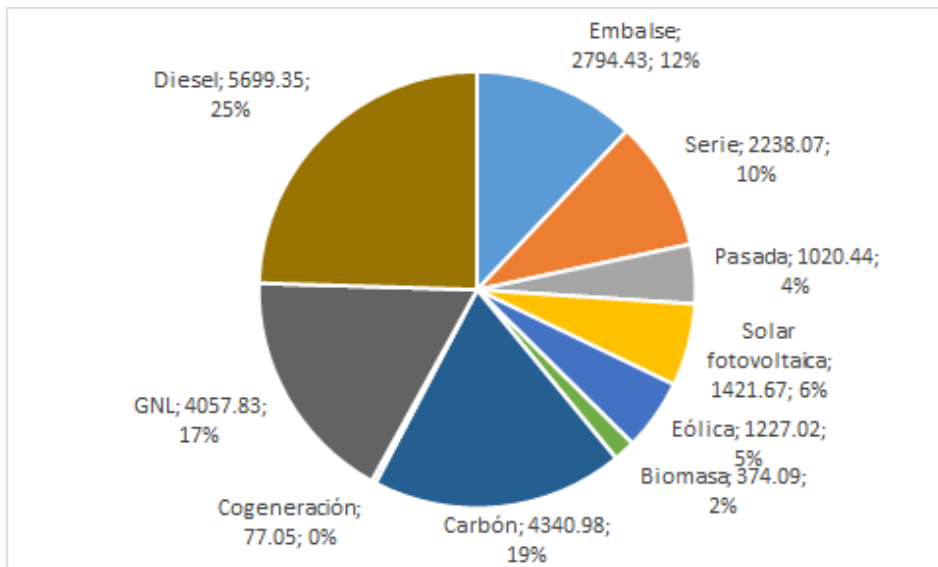


Figura 3.3: Capacidad instalada por tecnología de generación en el SEN hasta diciembre de 2016

Con respecto a las barras y las líneas del sistema, se utiliza una versión simplificada del SIC y el SING, la cual cuenta con 9 barras que están unidas por una línea de forma longitudinal, como se muestra en la Figura 3.4. Las barras existentes del SIC y del SING se agrupan en una barra del modelo simplificado, dependiendo de la zona donde se encuentren. La correspondencia de las barras utilizadas del SIC y el SING en el modelo simplificado se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Correspondencia de las barras del SIC y el SING en las barras del sistema simplificado

SING Norte	SING Centro	SING Sur	SIC Norte	SIC Centro Norte	SIC Centro	SIC Centro Sur A	SIC Centro Sur C	SIC Sur
AltoHospicio110	Encuentro220	Kapatur220	Paposo220	MPatria66	Polpaico220	Ancoa220	Antuco220	Canutillar220
Chapiquina066	Tocopilla110	Chacaya220	DAlmagro110	PAzucar110	Rapel220	Pehuenche220	Charrua154	Rahue220
Tarapaca220	Norgener220	Oeste110	SanAndres220	Maitencillo110	Sauzal110_1	Cipreses154	Rucue220	Valdivia220_aux
CDArica066	Tarapaca220	Atacama220	CPinto220	Guacolda220	MPatria66	Linares154	Charrua220	PMontt220
CDIquique066	Chacaya220	Enaex110		Maitencillo220	Florida110	Maule154	Ralco220	Chonchi110
Iquique066	Calama110	LaNegra110		Cardones220	AJahuel110	Colbun220	Pangue220	Temuco220
PozoAlmonte110	Crucero220	MantosBlancos220		Huasco110	Alfalfa220	Itahue154	Mulchen220	Degan110
ELAguila066		Domeyko220		PColorada220	Sauzal110_2	Tinguiririca154	Polpaico220	Molinos110
PozoAlmonte066		LaPortada110		Cardones110	AMelipill220	Sauzal154	Rahue220	Ciruelos220
Tamarugal066		Andes220		ElPenon110	AJahuel220	Teno154	Temuco220	Chiloe110
Lagunas220				CPinto220	Ventanas110	Parral154	Cautin220	
				Ovalle66	Ventanas220	Constitucion66	Chillan154	
				Punitaqui66	SanLuis220	SFCoMost066	Bocamina154	
				AJahuel220	Renca110		Lagunilla220	
				Talinay220	Candela220		Horcones66	
				DonGoyo220	Quintero220		SVicentel54	
				LPalmas220	Charrua220		Coronel154	
				LaCebada220	LVegas110_exp		Hualpen154	
					ASanta110		Coronel66	
					LVilos220		Cholguan220	
					Torquemada110		SantaElvira66	
					LVegas110		Charrua066	
					PPeuco110		Lautaro66	
					Chena220			

El sistema de transmisión se compone de 8 líneas, las cuales cada una se modela con los

parámetros equivalentes a las líneas utilizadas entre cada zona en el modelo no simplificado. Las líneas no consideran pérdidas y su capacidad (bidireccional) se muestra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Líneas de transmisión utilizadas en el modelo base

Nombre de línea	Flujo máximo [MW]	Tensión [kV]	R [0/1]	X [0/1]
SING Norte-SING Centro	1214.0	220	0.0000	0.0246
SING Centro-SING Sur	1386.0	220	0.0000	0.0168
SING Sur-SIC Norte	1500.0	500	0.0000	0.0449
SIC Norte-SIC Centro Norte	197.0	220	0.0000	0.0351
SIC Centro Norte-SIC Centro	224.0	220	0.0000	0.0282
SIC Centro-SIC Centro Sur A	5496.0	500	0.0000	0.0021
SIC Centro Sur A-SIC Centro Sur C	1500.0	500	0.0000	0.0062
SIC Centro Sur C-SIC Sur	193.0	220	0.0000	0.0443

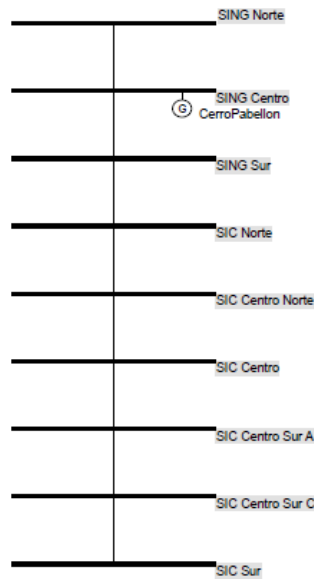


Figura 3.4: Barras del sistema simplificado y central Cerro Pabellón

### 3.2.2. Modelo de la red hidráulica

Además de las interconexiones de elementos eléctricos tales como barras, centrales y líneas, es necesario representar las interconexiones hidráulicas que existen a lo largo del sistema. Estas interconexiones están relacionadas a la salida que tiene el agua después de utilizarse en una central, dado que después de turbinar el agua para generar o verter, el agua puede llegar como afluente a una central aguas abajo. Tal conjunto de interconexiones se denominará como cuenca.

Existen 2 cuencas principales a considerar en este estudio: la cuenca del Laja y la cuenca del Maule. En la Figura 3.5 se muestra como ejemplo un diagrama de las conexiones hídricas de cada canal y central para la cuenca del Laja.

El modelo desarrollado por la Mesa de Geotermia también muestra las cotas de los embalses que se utilizarán como condición inicial en las diferentes simulaciones.

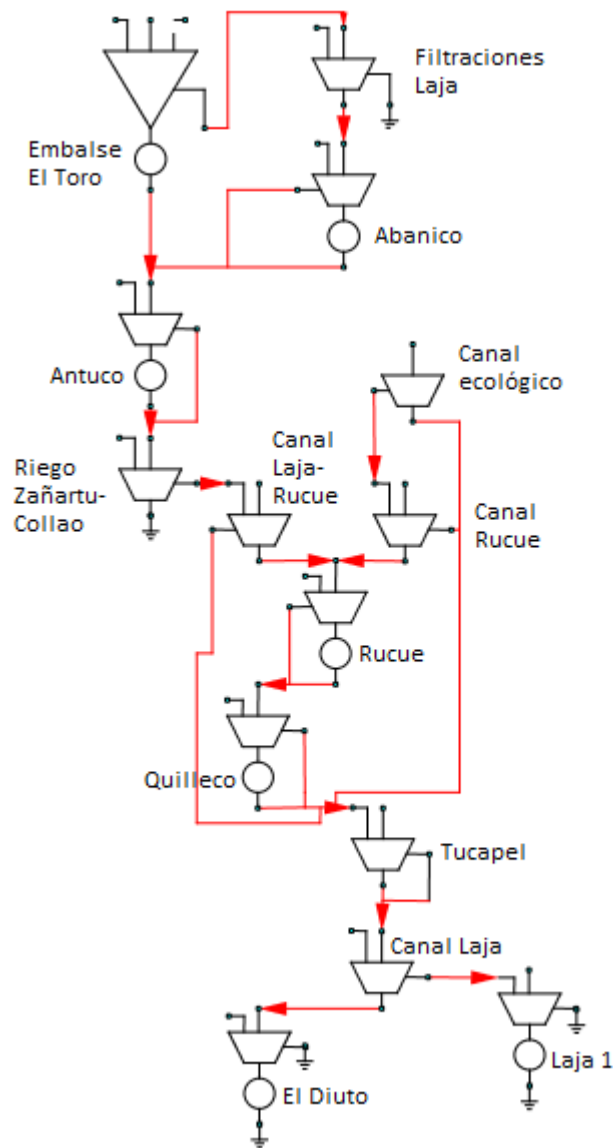


Figura 3.5: Interconexiones hídricas para la cuenca del Laja

## Hidrologías

El problema de operación de largo plazo a mínimo costo es un problema estocástico, debido a que hay incertidumbre debido a los afluentes de las centrales hidráulicas. Para lidiar con ese inconveniente, el modelo PLP a partir de las series hidrológicas históricas, realiza una combinación y diseña un afluente para todas las etapas de las distintas centrales hidráulicas. Cada simulación ofrece 55 afluentes diferentes, los cuales son producto de diversas combinaciones de hidrologías para cada año.

Se define como hidrología seca al resultado de la simulación con el menor volumen de

agua suministrado a los embalses, mientras que la hidrología húmeda será la simulación con el mayor volumen (sin contar la central Cerro Pabellón). La hidrología media se obtiene a partir del promedio de los 55 afluentes que alimentan a los embalses.

### **Cotas iniciales y finales de los embalses**

La solución que se obtiene al resolver el problema de operación de largo plazo a mínimo costo dependerá de los volúmenes iniciales y finales en el diseño del modelo del SEN. Para los 9 embalses que hay en el sistema, se utiliza como volumen inicial el utilizado en el modelo base de la mesa de geotermia del Ministerio de Energía. Con respecto al volumen final, estos se muestran en la Tabla B.10 del apéndice B.

## **3.3. Escenarios de simulación en PLP**

Con el sistema eléctrico modelado, se procede a definir los detalles que tendrá el estudio que mostrará la operación de largo plazo a mínimo costo del SEN. Tales detalles abarcan considerar un horizonte de estudio y número de bloques a utilizar, además de contar con proyecciones para la demanda de energía, los precios de los combustibles y las centrales y líneas que se irán agregando con el tiempo. Una vez considerados todos esos aspectos, se procede a modificar el modelo de la central Cerro Pabellón. Se realizan 4 simulaciones, donde se modifica el modelo de la central Cerro Pabellón para evaluar distintas características de la representación propuesta.

### **3.3.1. Datos de entrada para la simulación en PLP**

Una vez modelado el SEN, para realizar una simulación en PLP se definen los siguientes parámetros:

#### **Horizonte de estudio**

El horizonte de estudio definido para este estudio es hasta marzo de 2050, partiendo desde enero de 2017. Se escoge este intervalo de tiempo debido a las siguientes razones:

- Es una escala de tiempo apropiada para agotar el reservorio con los parámetros utilizados de la central geotérmica.
- Se cuenta con un plan de obras base hasta el año 2050.

Este horizonte se divide a su vez en 399 etapas mensuales y 5 bloques de demanda cada una. Se define una división mensual por sobre una semanal porque se cuenta con datos mensuales de precipitaciones en una estación de medición cercana a la central geotérmica, la planificación semanal eleva demasiado los tiempos de simulación y finalmente la ventana de

tiempo en que se analizan los resultados no permite que un detalle semanal aporte mucha más información que uno mensual.

Con respecto a los bloques de demanda, se hace distinción entre el día y la noche. Los bloques 1, 2 y 3 corresponden a bloques de día, mientras que los bloques 4 y 5 corresponden a bloques de noche. Esta separación se realiza debido a la gran penetración de energía solar y eólica que se considera en el estudio, donde estas tecnologías muestran un desempeño diferente dependiendo del tipo de bloque y del mes.

### Proyección de demanda de energía

El modelo PLP requiere como entrada una proyección de demanda mensual para el SEN. La proyección que se utiliza proviene de la Mesa de Geotermia del Ministerio de Energía, la cual se muestra en la Figura 3.6.

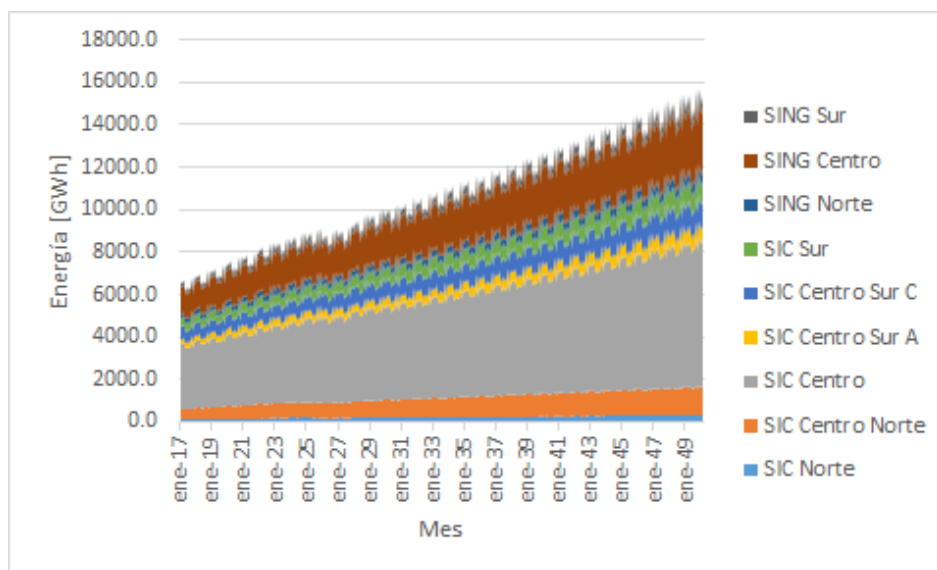


Figura 3.6: Proyección de demanda mensual de energía para las barras del SEN simplificado

### Potencia requerida por bloque

Junto con tener una estimación de demanda mensual por energía, es necesario determinar la potencia por barra y por bloque para cada etapa. Esta estimación la realiza el modelo PLP, para lo cual requiere información de demanda tanto residencial como industrial por barra para un año. En base a un año de referencia extrapola un perfil para todos los años del horizonte de planificación. Para este estudio el resultado de este cálculo se muestra en la Figura 3.7.

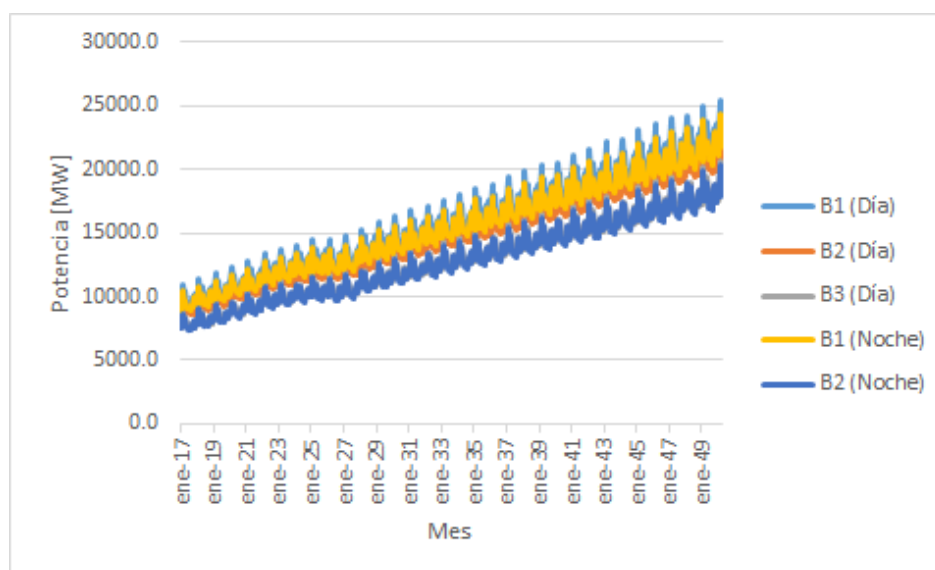


Figura 3.7: Proyección de potencia por bloque para cada mes

### Costo variable combustible por central

El modelo utilizado como base hecho por la Mesa de Geotermia contiene la información de costos variables combustibles (CVC) de cada central para hasta diciembre de 2016. Para obtener los costos variables combustibles, en este mismo modelo se realiza una proyección de precios para el GNL, el diesel y el carbón, luego se multiplica el precio de cada combustible por su consumo específico y así se obtiene el CVC. La proyección de precios realizada para este estudio se muestra en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Evolución de costo variable por tipo de combustible

Año	GNL [USD/MBTU]	Carbón [USD/Ton]	Diesel [USD/m <sup>3</sup> ]	Año	GNL [USD/MBTU]	Carbón [USD/Ton]	Diesel [USD/m <sup>3</sup> ]
2017	6.47	77.90	424.02	2034	10.37	81.71	769.60
2018	7.69	78.37	512.04	2035	10.47	81.83	774.27
2019	9.18	79.35	561.19	2036	10.45	82.13	793.34
2020	9.80	80.42	590.99	2037	10.45	82.18	796.85
2021	9.67	80.52	613.32	2038	10.43	82.45	804.59
2022	9.51	81.18	630.52	2039	10.46	82.53	816.08
2023	9.54	81.12	641.03	2040	10.45	82.84	822.64
2024	9.70	81.15	650.67	2041	10.47	82.74	827.18
2025	9.80	81.17	667.53	2042	10.58	82.74	828.50
2026	9.96	81.17	683.10	2043	10.73	82.75	832.52
2027	10.09	80.87	692.78	2044	10.78	82.70	836.15
2028	10.21	80.59	697.34	2045	10.87	82.71	840.40
2029	10.33	80.26	706.69	2046	10.94	82.72	846.79
2030	10.38	80.67	723.13	2047	11.03	82.92	854.34
2031	10.49	80.75	738.49	2048	11.17	82.71	855.95
2032	10.49	80.91	756.68	2049	11.23	82.80	865.65
2033	10.40	81.23	757.50	2050	11.32	82.98	872.48

### 3.3.2. Plan de obras

El horizonte de planificación contemplado es desde enero de 2017 a marzo de 2050, el cual es demasiado largo para determinar de forma exacta las centrales de generación que se instalarán hasta esa fecha. El plan de obras que se ejecuta en las simulaciones se divide entre centrales en construcción (hasta el año 2020) y centrales futuras obtenidas por la Mesa de Geotermia a través de una simulación en Power Electricity Timetable (PET) [5].

La expansión de la generación del sistema por tecnología en términos de capacidad instalada se muestra en la Figura 3.8. Las tecnologías utilizadas son todas ERNC, a excepción de la generación térmica en base a GNL. El detalle por tipo de tecnología se muestra a continuación.

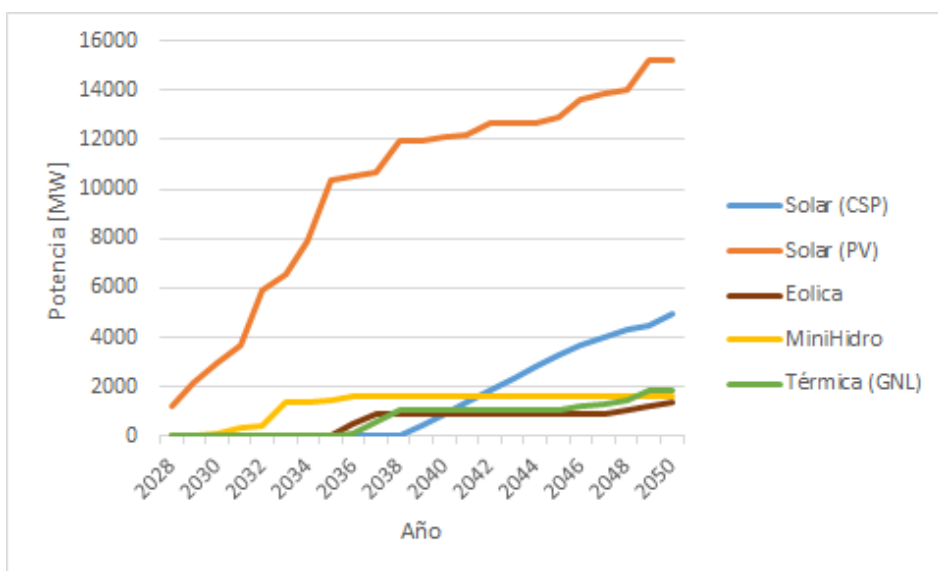


Figura 3.8: Capacidad instalada por tecnología que se ha añadido a partir del año 2028 en el SEN

### Generación hidráulica

La expansión a base de generación hidráulica se realiza con pequeñas centrales hidráulicas de pasada (mini hidro), las cuales se modelan como una central equivalente en la versión simplificada del SEN que se simula. En la Tabla 3.5 se muestra la distribución de estas centrales, las cuales se instalan solamente en el SIC, principalmente en la zona centro sur. Por otro lado las centrales se instalan en un periodo de 7 años, entre el 2029 y el 2036.



Tabla 3.5: Plan de obras centrales hidráulicas

Generador	Año	Potencia [MW]	Barra de inyección
Proy MiniHidro SIC Centro 1	2029	5	SIC Centro
Proy MiniHidro SIC Centro 2	2030	79	SIC Centro
Proy MiniHidro SIC Centro Sur A 1	2034	22	SIC Centro Sur A
Proy MiniHidro SIC Centro Sur A 2	2035	82	SIC Centro Sur A
Proy MiniHidro SIC Centro Sur A 3	2036	205	SIC Centro Sur A
Proy MiniHidro SIC Centro Sur C 1	2032	42	SIC Centro Sur C
Proy MiniHidro SIC Centro Sur C 2	2033	930	SIC Centro Sur C
Proy MiniHidro SIC Sur 1	2030	31	SIC Sur
Proy MiniHidro SIC Sur 2	2031	256	SIC Sur

## Generación solar

La generación corresponde al tipo de tecnología predominante para expandir la generación del SEN hasta el año 2050. Las centrales instaladas son principalmente de tecnología fotovoltaica, pero también se instalan centrales de concentración solar. Estas últimas permiten generar durante los bloques de noche. Las centrales que se instalan a partir del año 2028 se muestran en las Tablas 3.6 y 3.7, para el caso de las centrales de concentración solar y las fotovoltaicas respectivamente. Este tipo de tecnología se distribuye a lo largo del SING y en la zona norte del SIC.

Tabla 3.6: Plan de obras de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP)

Generador	Año	Potencia [MW]	Barra de inyección
Proy CSP SING Centro 1	2039	455	SING Centro
Proy CSP SING Centro 2	2040	457	SING Centro
Proy CSP SING Centro 3	2041	462	SING Centro
Proy CSP SING Centro 4	2042	487	SING Centro
Proy CSP SING Centro 5	2043	500	SING Centro
Proy CSP SING Centro 6	2044	474	SING Centro
Proy CSP SING Centro 7	2045	484	SING Centro
Proy CSP SING Centro 8	2046	359	SING Centro
Proy CSP SING Centro 9	2047	354	SING Centro
Proy CSP SING Centro 10	2048	330	SING Centro
Proy CSP SING Centro 11	2049	107	SING Centro
Proy CSP SING Centro 12	2050	484	SING Centro

Tabla 3.7: Plan de obras de centrales de solares fotovoltaicas (PV)

Generador	Año	Potencia [MW]	Barra de inyección
Proy PV1A SIC CentroNorte 1	2031	15	SIC Centro
Proy PV1A SIC CentroNorte 2	2049	1125	SIC Centro
Proy PV1A SIC Norte 1	2032	816	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 2	2033	291	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 3	2034	1009	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 4	2035	2516	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 5	2036	114	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 6	2037	168	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 7	2038	1266	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 8	2040	192	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 9	2041	50	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 10	2042	484	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 11	2045	263	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 12	2046	680	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 13	2047	261	SIC Norte
Proy PV1A SIC Norte 14	2048	180	SIC Norte
Proy PV1A SING Centro 1	2028	650	SING Centro
Proy PV1A SING Centro 2	2029	996	SING Centro
Proy PV1A SING Centro 3	2034	301	SING Centro
Proy PV1A SING Centro 4	2035	7	SING Centro
Proy PV1A SING Norte 1	2028	553	SING Norte
Proy PV1A SING Norte 2	2030	799	SING Norte
Proy PV1A SING Norte 3	2032	345	SING Norte
Proy PV1A SING Sur 1	2031	699	SING Sur
Proy PV1A SING Sur 2	2032	1015	SING Sur
Proy PV1A SING Sur 3	2033	393	SING Sur

## Generación eólica

La expansión de la generación utilizando tecnología eólica es pequeña en comparación al caso solar. En la Tabla 3.8 se muestran las centrales que se agregan al modelo a lo largo del periodo de estudio, donde la mayoría se ubica en la zona de Chiloé.

Tabla 3.8: Plan de obras centrales eólicas

Generador	Año	Potencia [MW]	Barra de inyección
Proy Eol 1 SIC Centro Sur C	2036	209	SIC Centro Sur C
Proy Eol 3 Chiloe SIC Sur 1	2036	298	SIC Sur
Proy Eol 3 Chiloe SIC Sur 2	2037	381	SIC Sur
Proy Eol 3 Chiloe SIC Sur 3	2048	199	SIC Sur
Proy Eol 3 Chiloe SIC Sur 4	2049	141	SIC Sur
Proy Eol 3 Chiloe SIC Sur 5	2050	155	SIC Sur

## Generación térmica

En el plan de obras solo se añaden al modelo centrales que utilizan GNL como combustible. En la Tabla 3.9 se muestran las centrales térmicas que se conectan al SEN. En particular, todas las centrales térmicas se conectan a la barra SIC Centro.

Tabla 3.9: Plan de obras centrales térmicas

Generador	Año	Potencia [MW]	Barra de inyección
Proy GNL CA SIC Centro 1	2036	96	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 2	2037	469	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 3	2038	478	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 4	2046	143	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 5	2047	115	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 6	2048	168	SIC Centro
Proy GNL CA SIC Centro 7	2049	392	SIC Centro

## Sistema de transmisión

El sistema de transmisión se modela en este trabajo, donde se considera un flujo máximo de 1000 MW en cada tramo que se añade a partir del año 2029.

Tabla 3.10: Plan de obras de transmisión

Línea	Año	Flujo Máximo [MW]
SIC Centro Norte-SIC Centro 1	2029	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 2	2032	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 3	2034	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 4	2035	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 5	2038	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 6	2042	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 7	2046	1000
SIC Centro Norte-SIC Centro 8	2049	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 1	2032	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 2	2034	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 3	2035	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 4	2035	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 5	2038	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 6	2040	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 7	2043	1000
SIC Norte-SIC Centro Norte 8	2046	1000
SIC Norte-SING Sur 1	2043	1000
SIC Norte-SING Sur 2	2050	1000

### 3.3.3. Definición de los escenarios

Una vez modelada la red eléctrica en PLP, definido el horizonte de estudio, y añadidas las distintas proyecciones y planes de obras en el modelo, se procede a realizar las distintas simulaciones. Los elementos anteriores constituyen un modelo base, al cual se le realiza una última modificación en la central Cerro Pabellón. Se define un escenario de simulación el cual será utilizado como escenario de referencia (escenario A). Luego se definen 2 clases de escenarios: los escenarios que utilizan un plan de obras común y se modifica un parámetro de la central geotérmica, y los escenarios que mantienen el modelo de la central geotérmica y modifican solo un aspecto del plan de obras.

El primer escenario se llama escenario A. Este escenario consiste en hacer un cambio en la central geotérmica Cerro Pabellón en el modelo base. Tal modificación consiste en pasar de un modelo de central térmica, a un modelo de central de embalse. El objetivo principal de este cambio es evaluar el impacto de gestionar la energía disponible de la central a lo largo del horizonte de estudio. Para este propósito se define un volumen de fluido disponible en el reservorio y un afluente que lo alimente a lo largo de los años. Para confeccionar este modelo se recurre a los datos dispuestos por el EIA de Cerro Pabellón, sin embargo se concluye que el agotamiento no es posible, por lo tanto se disminuye la recarga del afluente a  $1/8$  de su capacidad y el volumen de fluido almacenado en el comienzo de su vida útil a  $20 \text{ [hm}^3\text{]}$ .

#### Escenarios que involucran parámetros de la central Cerro Pabellón

Se define un segundo escenario (Escenario B). Este escenario es igual al escenario A, salvo que el escenario B comienza con la mitad de volumen disponible de fluido en el reservorio de la central Cerro Pabellón.

Se simula un escenario C, el cual consiste en lo mismo que el escenario A, con la diferencia de que el afluente se reduce a la mitad.

Finalmente se simula un escenario D. Este escenario consiste en aumentar en 10 veces el volumen de fluido disponible, el fluido que recibe como afluente y la potencia máxima de la central. Por lo tanto la central cuenta con un volumen de  $200 \text{ [hm}^3\text{]}$  y una potencia máxima de  $500 \text{ [MW]}$ .

Un resumen de los escenarios de simulación se muestra en la Tabla 3.11. Una vez realizadas las distintas simulaciones, se procede a comparar distintas variables de interés con respecto al escenario A o con respecto al caso de no hacer ninguna modificación al modelo de central geotérmica (modelada como central térmica) dependiendo de lo que se quiera contrastar.

Tabla 3.11: Escenarios de simulación

Escenarios	Porcentaje del afluente [%]	Volumen [hm <sup>3</sup> ]	Potencia [MW]
A	12.5	20.0	50
B	12.5	10.0	50
C	6.25	20.0	50
D	250	200.0	500

### Escenarios que modifican el plan de obras

Como la central de prueba tiene una capacidad instalada pequeña en comparación a la demanda total del sistema, se quiere evaluar de qué modo impacta los distintos tipos de tecnologías de generación en el sistema. Para aquello se definen 12 escenarios de simulación extra, los cuales presentan las siguientes modificaciones con respecto al escenario A:

- Escenarios 2, 3, 4 y 5: se modifica la capacidad instalada de los nuevos proyectos de centrales de concentración solar de potencia. Se utiliza el plan de obras del escenario A para este tipo de centrales, y se multiplica la capacidad instalada por 0.4, 0.7, 1.3 y 1.6 veces para los escenarios 2, 3, 4 y 5 respectivamente.
- Escenarios 6 y 7: se modifica la entrada de las centrales CSP. En el escenario 6 el plan de obras del escenario A para este tipo de tecnología comienza en el año 2033. En el escenario 7 las centrales CSP empiezan a desarrollarse a partir del año 2045.
- Escenarios 8, 9, 10 y 11: se modifica la capacidad instalada de los nuevos proyectos de centrales solares fotovoltaicas. Se utiliza el plan de obras del escenario A para este tipo de centrales, y se multiplica la capacidad instalada por 0.4, 0.7, 1.3 y 1.6 veces para los escenarios 8, 9, 10 y 11 respectivamente.
- Escenarios 12 y 13: se modifica la capacidad instalada de los nuevos proyectos de centrales mini hidráulicas. Se utiliza el plan de obras del escenario A para este tipo de centrales, y se multiplica la capacidad instalada por 0.5 y 1.5 veces para los escenarios 12 y 13 respectivamente.

# Capítulo 4

## Resultados y análisis

En el capítulo 3 se diseñaron diferentes escenarios de simulación hasta el mes de marzo de 2050. El software al resolver el problema de optimización de operación de largo plazo a mínimo costo, entrega información sobre distintos aspectos del sistema: información asociada a las barras, como costos marginales, retiros, potencia inyectada, etc; datos para cada central del sistema, generación de cada central, en cada bloque, costos de oportunidad del valor del agua embalsada, entre otros; así como también se entrega información de las líneas del sistema como flujos de potencia y nivel de ocupación. Lo anterior para 55 afluentes que representan distintos pronósticos hidrológicos.

A pesar de que existe información detallada para cada central, barra y línea del sistema, los resultados que se exponen corresponden principalmente a la central Cerro Pabellón y a la barra SING Centro que es donde esta central está conectada. La central Cerro Pabellón tiene la particularidad de ser la única central geotérmica considerada en el estudio. Los resultados se exponen en función de los 5 bloques en los que se divide la demanda en cada mes: los bloques 1, 2 y 3 corresponden a los bloques de día, mientras que los bloques 4 y 5 corresponden a bloques de horas de noche. El bloque 1 corresponde al bloque de mayor demanda de día y el 4 corresponde al de mayor demanda de noche.

Como primer paso se muestran las distintas variables de la central Cerro Pabellón, su barra de inyección y el sistema en general, resultantes de resolver el problema de optimización para el escenario A. Este escenario será considerado como el escenario de referencia para las distintas comparaciones.

Posteriormente, se evalúa cómo afecta a las distintas variables la modificación del plan de obras. Para aquello se modifica la penetración en el sistema de las centrales solares fotovoltaicas, las centrales de concentración solar de potencia y las centrales mini hidráulicas.

La siguiente tarea es evaluar el impacto en las distintas variables de la modificación de algunos parámetros de la central Cerro Pabellón. Tales parámetros van desde modificar el fluido inicial disponible, el fluido que recibe a lo largo del tiempo y modificar la capacidad instalada y el fluido disponible.

Posteriormente los resultados obtenidos para cada escenario se comparan con la situación convencional, que es la generación continua de la central Cerro Pabellón. Para discernir si el nuevo modelo adoptado es beneficioso o perjudicial, su pertinencia se evalúa en base a la variación de los ingresos de la central geotérmica y a la variación del costo total del sistema.

Finalmente el adoptar el nuevo modelo trae consecuencias que no es posible medir con las simulaciones realizadas, pero se analiza el impacto de forma cualitativa para aspectos tales como la transmisión del SEN y la potencia de suficiencia.

## **4.1. Generación de energía y potencia del escenario de referencia**

Como se describe en la metodología, se resuelve un problema de operación de largo plazo a mínimo costo. El plan de obras que se utiliza es el desarrollado por la mesa de geotermia. Junto con lo anterior se modifica la central Cerro Pabellón (la única central geotérmica considerada en el estudio) de modo que opere como un embalse. Los parámetros utilizados en la central corresponden al escenario A de la Tabla 3.11. El escenario A se define como escenario de referencia, el cual es un escenario base que se modifican ciertos parámetros y se evalúa su impacto en la solución del problema.

### **4.1.1. Generación de energía a través de los años por tecnología de generación**

La central Cerro Pabellón es una de muchas centrales que permiten abastecer la demanda de energía en el sistema. En particular la generación geotérmica, de acuerdo al plan de obras considerado, en el periodo de estudio representa tan solo el 0.13 % de la generación total de energía. Como representa un porcentaje tan pequeño de la energía del sistema, y la operación de la central Cerro Pabellón con el método propuesto en este trabajo depende del resto de la generación del sistema, resulta de interés analizar el comportamiento a lo largo del tiempo de los distintos tipos de centrales que operan en el sistema.

Las tecnologías en las cuales se divide la generación en este estudio son Concentración Solar de Potencia (CSP), solar Fotovoltaica (FV), eólica, hidráulica y térmica. Los resultados se dividen en horas de día y de noche, para captar las diferencias de generación de las tecnologías eólicas y solares que muestran dependiendo de la hora del día. Si bien las centrales de tipo eólicas y solares tienen un costo variable de generación cercano a cero, se le asigna como costo variable a las centrales solares tipo CSP un valor de 3.0 [USD/MWh], a las solares FV 6.0 [USD/MWh] y a las eólicas 7.7 [USD/MWh]. Esos valores hacen que se privilegie la generación solar por sobre la eólica.

En la Figura 4.1 se muestra la suma de energía por año por tipo de tecnología. En el comienzo del periodo de estudio (2017) la mayor generación corresponde a energía de tipo térmica e hidráulica. Dependiendo de si se trata de horas de día o de noche, la preponderancia

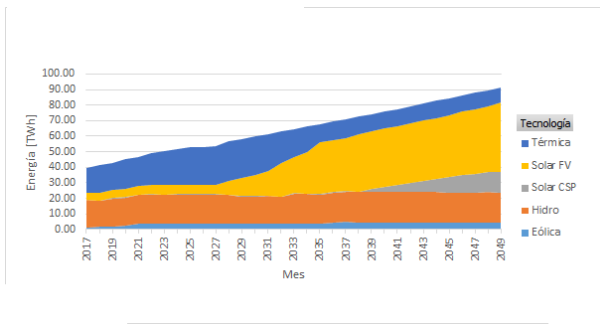
de un tipo de generación será diferente.

Con el plan de expansión considerado, la generación eólica tiene un papel muy pequeño en cubrir la demanda de energía durante el año. En la Figura 4.2c se muestra que para el año 2049 se generan en torno a 7 [TWh] de 90 [TWh] que demanda el sistema durante el año.

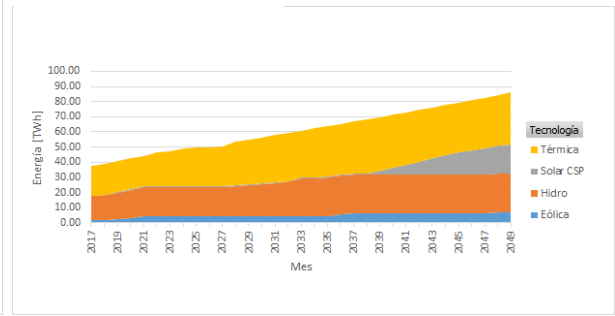
La generación solar tanto CSP y FV tienen un crecimiento sostenido a partir del año 2038 y 2027 respectivamente, según el plan de obras considerado, como muestran las Figuras 4.2a y 4.2b. Al observar las Figuras 4.1a, 4.1c y 4.1e, la generación solar FV en los años finales toma el protagonismo, cubriendo cerca de la mitad de la demanda de energía en las horas de día.

La generación hidráulica tiene un papel más importante durante las horas de noche que de día. La generación hidráulica solo puede decidir como gestionar la energía de los embalses, por lo tanto la energía extra que se genera en las horas de noche que se muestra en las Figuras 4.3a, 4.3c y 4.3e es producto de la gestión de los embalses.

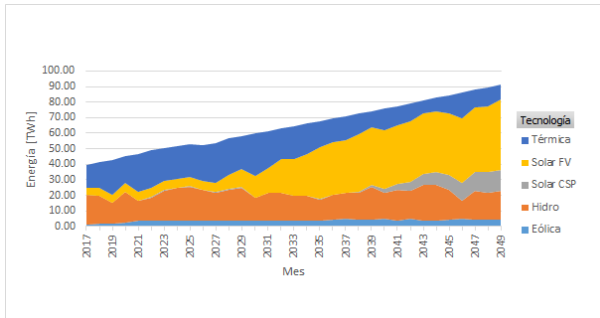




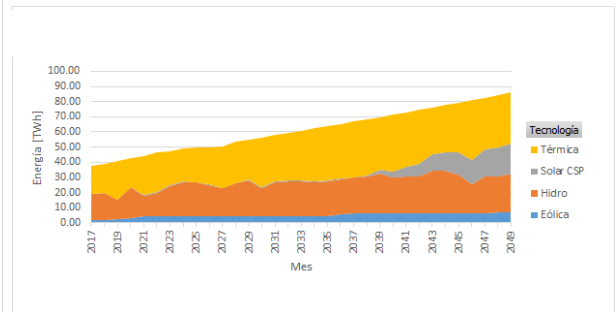
(a) Día, hidro media



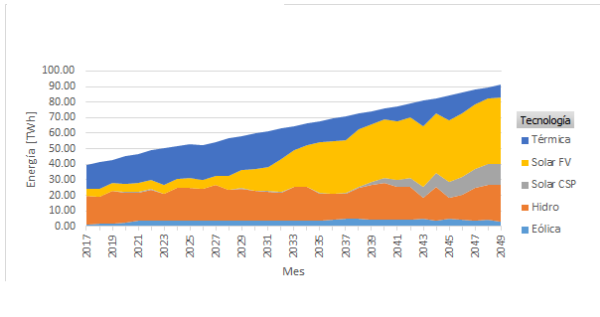
(b) Noche, hidro media



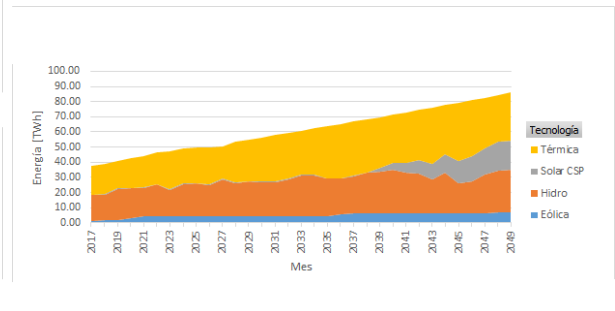
(c) Día, hidro seca



(d) Noche, hidro seca



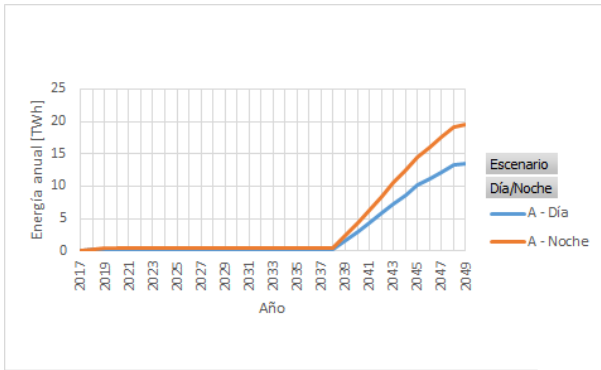
(e) Día, hidro húmeda



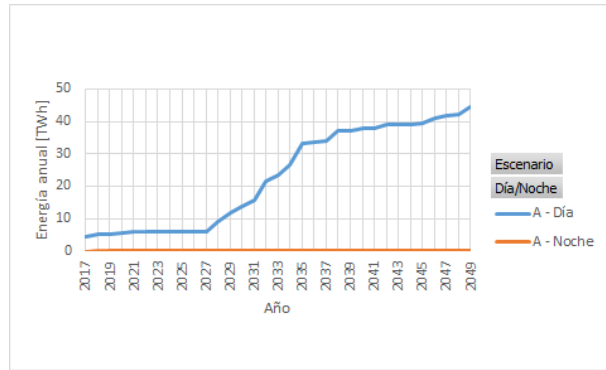
(f) Noche, hidro húmeda

Figura 4.1: Energía anual generada por diferentes fuentes de generación en el sistema para el escenario A, para día y noche y distintas hidrologías

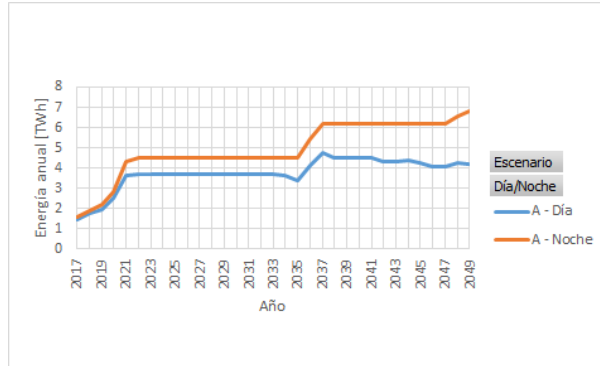
En el caso de la generación térmica, como el estudio solo tiene consideraciones económicas (y no de seguridad), las centrales térmicas por ser las más caras se encargarán de cubrir la demanda que no puedan cubrir las otras centrales. Debido a esto, como muestran las Figuras 4.3b, 4.3d y 4.3f, la generación térmica disminuye para las horas de día y se estanca en las horas de noche durante los últimos años. Además al variar la hidrología, la generación térmica es la encargada de aumentar la energía generada en caso de disminuir la generación hidráulica y viceversa.



(a) Solar CSP

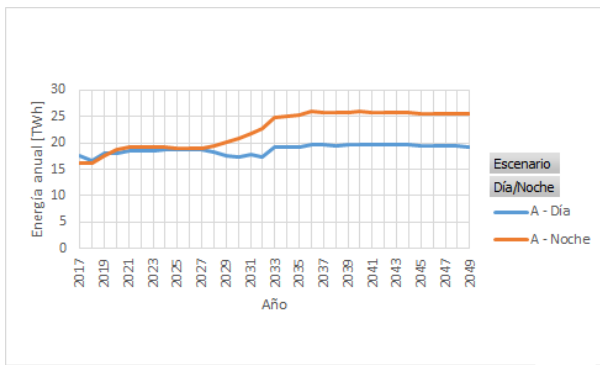


(b) Solar FV

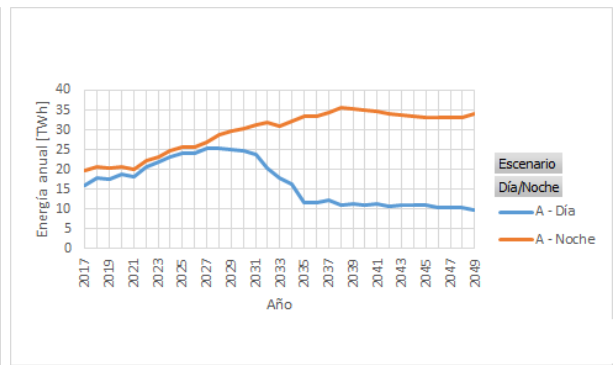


(c) Eólica

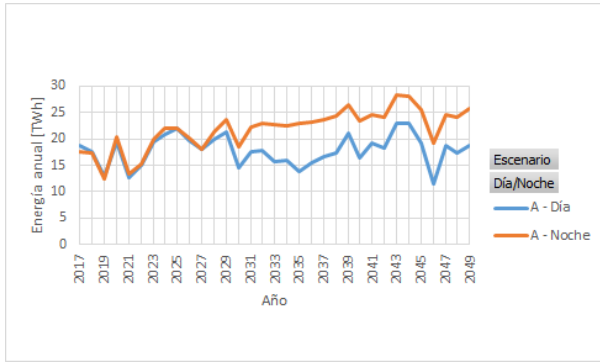
Figura 4.2: Generación de energía anual de tecnología solar y eólica para el escenario A con hidrología media



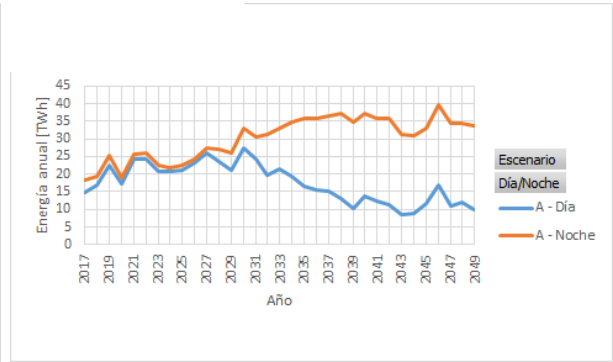
(a) Hidráulica, hidro media



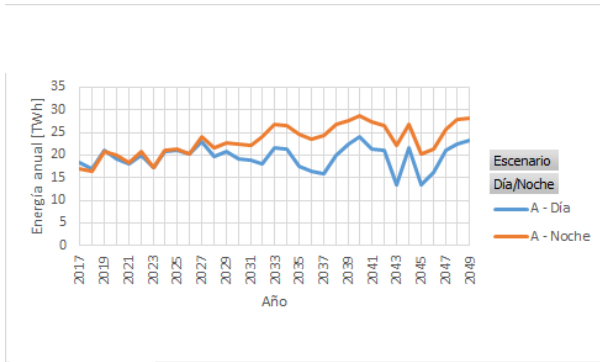
(b) Térmica, hidro media



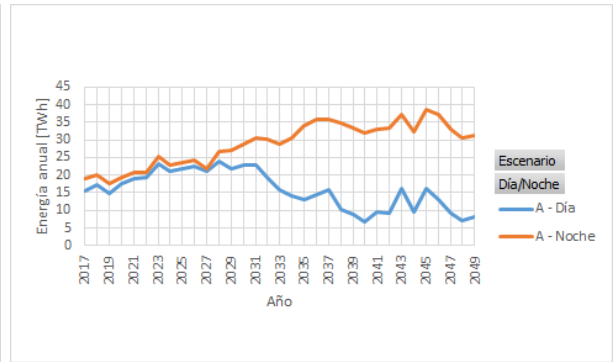
(c) Hidráulica, hidro seca



(d) Térmica, hidro seca



(e) Hidráulica, hidro húmeda



(f) Térmica, hidro húmeda

Figura 4.3: Generación de energía anual de tecnología hidráulica y térmica para el escenario A con hidrologías media, seca y húmeda

#### 4.1.2. Potencia por tipo de tecnología

El análisis de la energía anual muestra la evolución de un tipo de generación a lo largo de los años y cuál es su importancia para abastecer la demanda, sin embargo obvia particularidades como el efecto de las estaciones del año. Para subsanar lo anterior, se hace necesario analizar la potencia de cada bloque, lo cual ayuda a explicar el comportamiento de la central de estudio Cerro Pabellón en términos de potencia.

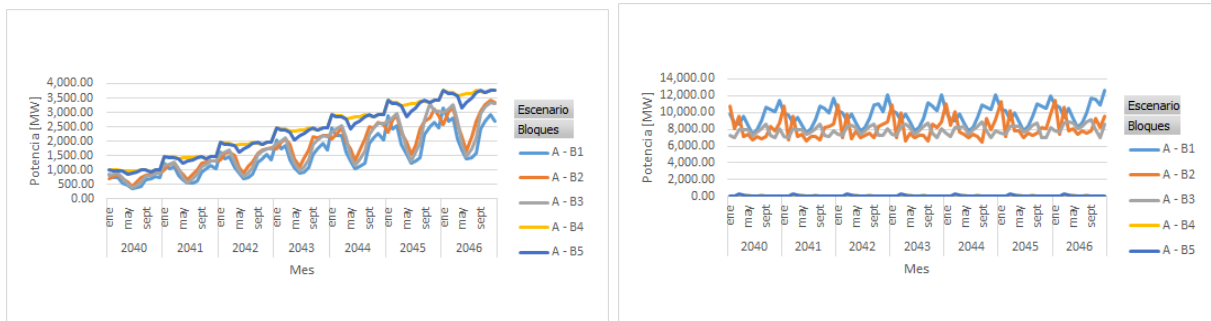
En las Figuras 4.4 y 4.5 se muestra la potencia por bloque para los distintos tipos de tec-

nologías de generación. Se grafica desde el año 2040 hasta el 2046, debido a que la generación para cada tecnología tiene una periodicidad en el tiempo.

En la Figura 4.4a se muestra la potencia generada por las centrales solares CSP. Los meses de mayor generación son los de verano, mientras que en invierno disminuye la potencia. El aumento de potencia entre el mismo mes de distinto año está dado por el aumento de la capacidad instalada.

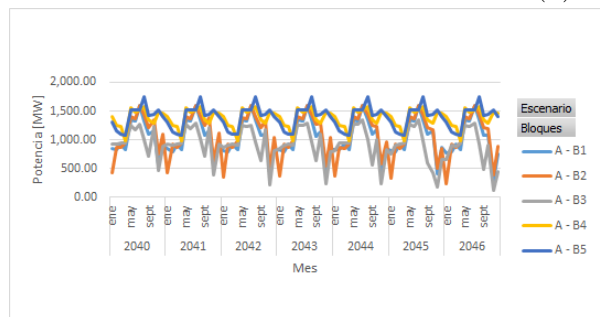
Las centrales solares FV se caracterizan por su gran generación durante los meses de verano y una disminución en los meses de invierno, como muestra la Figura 4.4b. Como los bloques 4 y 5 son bloques de noche, existe una generación nula o muy pequeña en esos bloques.

Las centrales eólicas representan un caso particular. Posee un efecto estacional, sin embargo en la Figura 4.4b se muestra que el mes de menor generación para los bloques de día no es el mismo que para los bloques de noche. El máximo de generación se encuentra en los meses de invierno. En el caso del mínimo, para los bloques de día el mínimo se alcanza en los meses de verano, mientras que para los bloques de noche el otoño es la temporada de menor generación.



(a) Solar CSP

(b) Solar FV



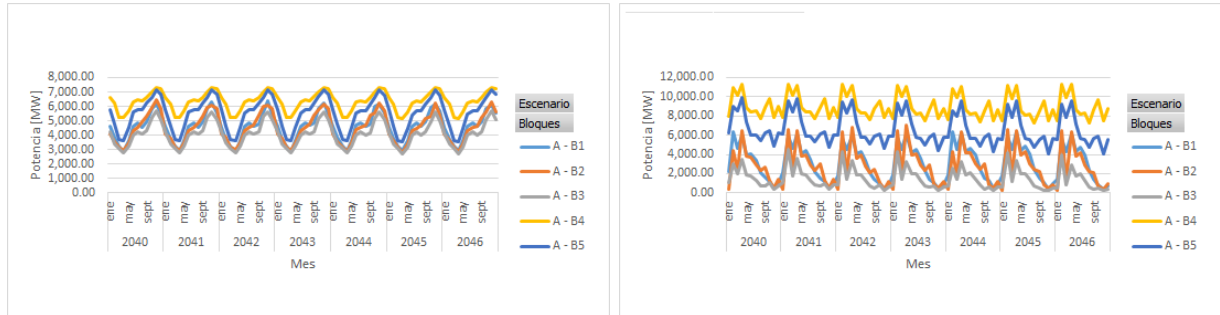
(c) Eólica

Figura 4.4: Potencia de tecnología solar y eólica para el escenario A con hidrología media

Las centrales hidráulicas tienen un comportamiento estacional, el cual puede variar dependiendo de la hidrología. En la Figura 4.5a se muestra el comportamiento para una hidrología media, donde el mes de mayor generación es noviembre y el de menor generación es el mes de abril. Además se privilegia la generación en los bloques de noche por parte de los embalses, debido a que se considera un crecimiento sostenido de la generación solar fotovoltaica que no

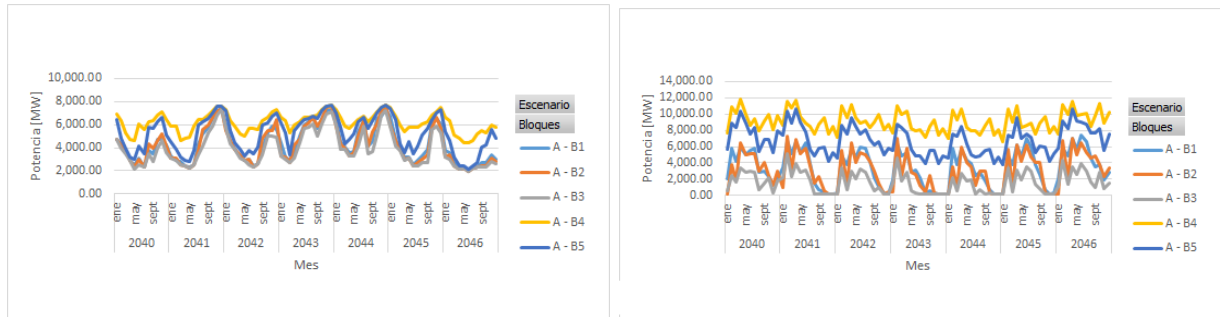
puede cubrir ese periodo del día.

La generación térmica es una tecnología que se encarga de cubrir los déficit del resto de las tecnologías. Su perfil de generación se muestra en la Figura 4.5b. Alcanza valores máximos en febrero y abril, siendo este último mes el mínimo de la generación hidráulica.



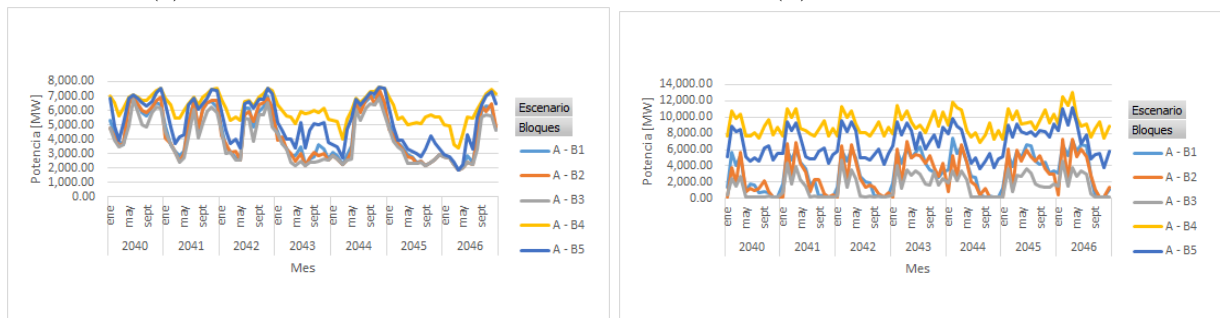
(a) Hidráulica, hidro media

(b) Térmica, hidro media



(c) Hidráulica, hidro seca

(d) Térmica, hidro seca



(e) Hidráulica, hidro húmeda

(f) Térmica, hidro húmeda

Figura 4.5: Potencia de tecnología hidráulica y térmica para el escenario A para hidrologías media, seca y húmeda

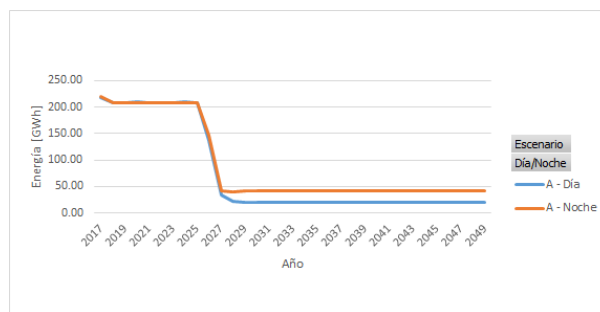
### 4.1.3. Uso de la energía de la central Cerro Pabellón a lo largo del horizonte de estudio

La energía de la central Cerro Pabellón que está disponible para suplir la demanda es limitada, por lo tanto una de las interrogantes que se desea resolver es determinar los momentos en los cuáles se utiliza se esta energía y qué factores inciden para tomar esta decisión. De acuerdo al nuevo modelo implementado para la central geotérmica, la generación a lo

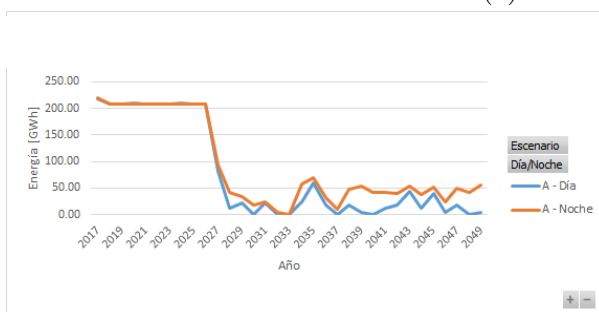
largo del tiempo de la central Cerro Pabellón se basa en el valor que se le asigna al fluido del reservorio, el cual es limitado, al que se conoce como costo de oportunidad. Esta central genera en la medida que el costo de oportunidad sea menor que el costo marginal de un determinado bloque para una barra de inyección.

En la Figura 4.6 se muestra la energía generada en cada año por la central geotérmica Cerro Pabellón. Lo primero que se observa es que hasta el año 2026 aproximadamente la central genera de forma continua (se confirma en la Figura 4.8), es decir, el resultado de la simulación señala que es irrelevante la gestión del reservorio geotérmico en los primeros años. Una causa que explica este comportamiento es que el valor del fluido que hay en el reservorio depende de la cantidad almacenada, por lo tanto como en el inicio se cuenta con mucho fluido y este casi no se repone a lo largo del tiempo, entonces en un comienzo el costo de oportunidad de la energía de la central Cerro Pabellón será bajo. Otro aspecto que incide, es que en la Figura 4.7 se muestra que los costos marginales de los bloques correspondientes a las horas de día son decrecientes, por lo tanto existe un incentivo para utilizar la energía en los primeros años del periodo de estudio.

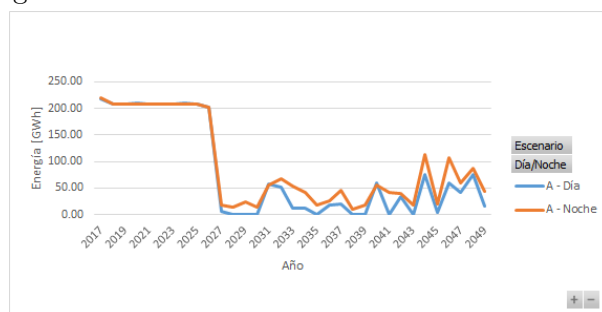
Otro aspecto fundamental que arroja como resultado la simulación, es que se privilegia la generación durante la noche, tal como se muestra en la Figura 4.6. Este resultado es esperable considerando el plan de obras de generación utilizado, debido a que en las horas de noche no está disponible la generación solar fotovoltaica, la cual representa una cantidad enorme de potencia a medida que se acerca el final del periodo de estudio. En la Figura 4.7, que muestra los costos marginales, se corrobora en los costos marginales por bloque lo anterior, donde en los últimos años del estudio el costo marginal de las horas de noche es muy alto, mientras que para las horas de día disminuye.



(a) Hidrología media



(b) Hidrología seca



(c) Hidrología húmeda

Figura 4.6: Generación de energía anual de tecnología geotérmica para el escenario A con hidrología media

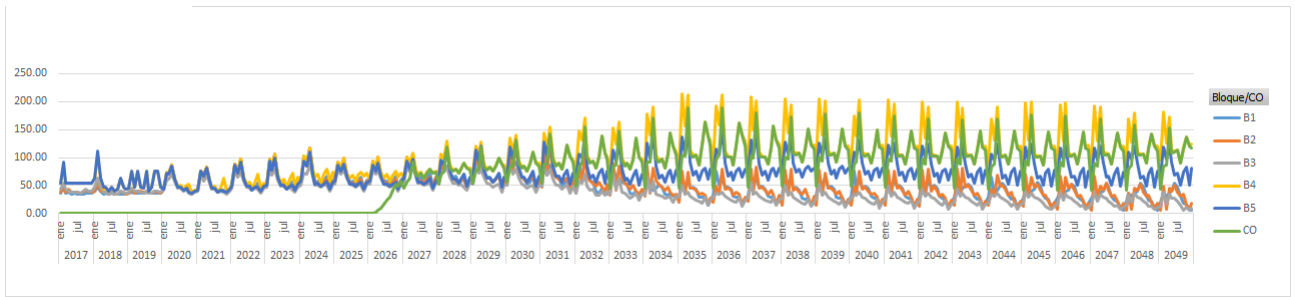


Figura 4.7: Costo de oportunidad de Cerro Pabellón y costo marginal por bloque en barra SING Centro para la hidrología media

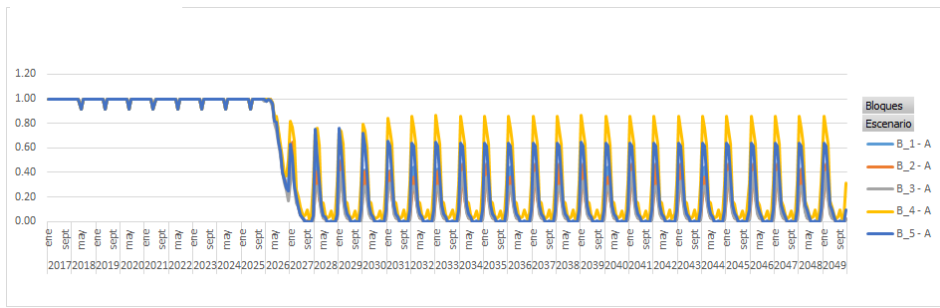
#### 4.1.4. Generación de potencia de la central Cerro Pabellón

Una vez analizado como se distribuye la energía a lo largo de los años del periodo de estudio, se procede a verificar si hay algún patrón estacional, es decir se evalúa si hay meses en un año donde existe una mayor generación de potencia que en otros. Otro aspecto fundamental es analizar la generación para cada bloque de energía. Para dar respuesta a estos aspectos se procede a analizar la potencia de la central en cada uno de los 1995 bloques de energía del periodo de estudio<sup>1</sup>.

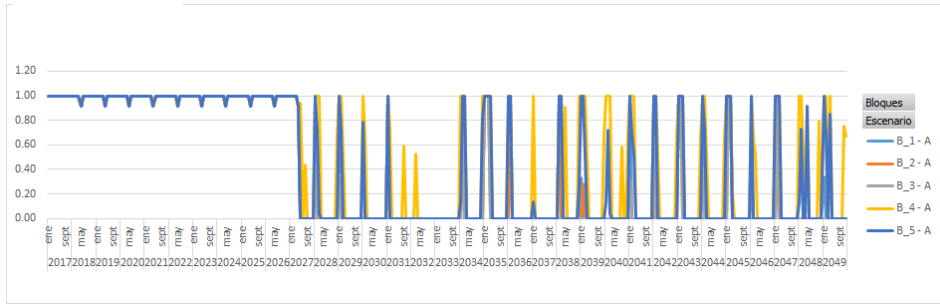
En la Figura 4.8 se muestra la potencia de la central Cerro Pabellón a lo largo del periodo de estudio para distintas hidrologías. En el caso de la hidrología media, donde todos los años tienden a tener una producción poco variable (ver Figuras 4.2 y 4.3), la central Cerro Pabellón tiene un comportamiento estacional.

En la Tabla 4.1 se muestra la generación promedio para cada mes del año, tomando en consideración desde el año 2017 al año 2049. Sin embargo, si se toma en consideración que hasta el año 2026 hay una generación continua, se muestra la misma información sin esos años en la Tabla 4.2. Lo primero que se tiene, es que la central prioriza los bloques de generación de noche (bloque 4 y 5) y luego los de día (bloques 1, 2 y 3). Además de priorizar esos bloques, el resultado de la simulación muestra que hay una preferencia por generar en los meses de verano.

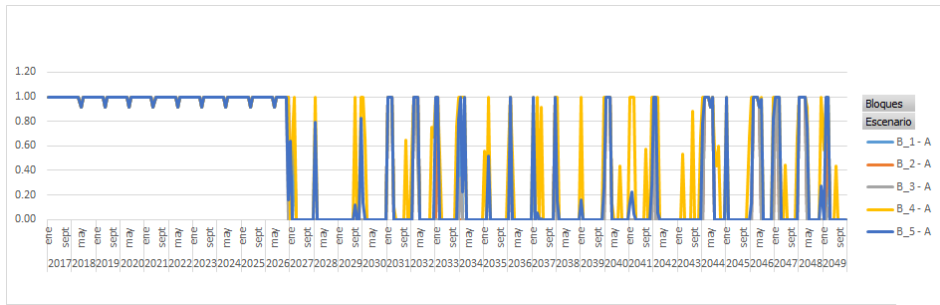
<sup>1</sup>Son 5 bloques por mes, que va desde enero de 2017 a Marzo de 2050



(a) Hidrología media



(b) Hidrología seca



(c) Hidrología húmeda

Figura 4.8: Potencia generada por la central Cerro Pabellón en el escenario A para distintas hidrologías

Tabla 4.1: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio por hidrología (2017-2049)

Mes	Potencia por bloque e hidrología [p.u]														
	$B_1$			$B_2$			$B_3$			$B_4$			$B_5$		
	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca
ene	0.50	0.59	0.63	0.44	0.45	0.44	0.45	0.48	0.51	0.85	0.64	0.91	0.64	0.75	0.80
feb	0.57	0.57	0.55	0.60	0.61	0.59	0.53	0.54	0.50	0.72	0.82	0.88	0.63	0.72	0.76
mar	0.52	0.47	0.43	0.50	0.44	0.38	0.47	0.43	0.38	0.75	0.74	0.74	0.58	0.55	0.53
abr	0.42	0.37	0.33	0.42	0.38	0.35	0.41	0.35	0.33	0.43	0.42	0.42	0.42	0.40	0.39
may	0.33	0.30	0.31	0.33	0.30	0.31	0.33	0.30	0.31	0.39	0.38	0.36	0.36	0.32	0.33
jun	0.33	0.31	0.30	0.33	0.31	0.30	0.33	0.31	0.30	0.38	0.34	0.33	0.36	0.32	0.30
jul	0.30	0.30	0.30	0.30	0.29	0.30	0.30	0.29	0.30	0.33	0.31	0.30	0.30	0.29	0.30
ago	0.30	0.29	0.30	0.30	0.29	0.30	0.30	0.29	0.30	0.36	0.32	0.32	0.30	0.29	0.30
sept	0.30	0.29	0.30	0.30	0.29	0.30	0.30	0.28	0.30	0.37	0.35	0.34	0.31	0.29	0.30
oct	0.30	0.28	0.30	0.30	0.28	0.30	0.30	0.28	0.30	0.32	0.30	0.30	0.30	0.28	0.30
nov	0.30	0.28	0.30	0.30	0.28	0.30	0.30	0.28	0.30	0.35	0.32	0.35	0.30	0.28	0.30
dic	0.32	0.29	0.30	0.33	0.29	0.30	0.30	0.29	0.30	0.60	0.50	0.51	0.41	0.35	0.34
<b>Total general</b>	<b>0.38</b>	<b>0.36</b>	<b>0.37</b>	<b>0.37</b>	<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>0.36</b>	<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>0.49</b>	<b>0.48</b>	<b>0.48</b>	<b>0.41</b>	<b>0.41</b>	<b>0.42</b>



Tabla 4.2: Potencia promedio de cada mes de parte del periodo de estudio por hidrología (2027-2049)

Mes	Potencia por bloque e hidrología [p.u]														
	$B_1$			$B_2$			$B_3$			$B_4$			$B_5$		
	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca	Húmeda	Media	Seca
ene	0.30	0.42	0.45	0.22	0.22	0.22	0.23	0.27	0.31	0.79	0.85	0.87	0.52	0.65	0.71
feb	0.41	0.40	0.33	0.45	0.45	0.40	0.35	0.34	0.26	0.62	0.75	0.83	0.50	0.60	0.65
mar	0.34	0.24	0.20	0.30	0.20	0.13	0.26	0.19	0.13	0.68	0.63	0.62	0.42	0.37	0.35
abr	0.17	0.09	0.04	0.17	0.11	0.06	0.15	0.07	0.04	0.18	0.17	0.16	0.17	0.14	0.12
may	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04	0.16	0.15	0.12	0.11	0.07	0.08
jun	0.04	0.02	0.00	0.04	0.02	0.00	0.04	0.02	0.00	0.11	0.06	0.04	0.09	0.04	0.00
jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
ago	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.04	0.02	0.00	0.00	0.00
sept	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.05	0.01	0.00	0.00
oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.06	0.07	0.00	0.00	0.00
dic	0.02	0.01	0.00	0.04	0.02	0.00	0.04	0.02	0.00	0.42	0.31	0.29	0.19	0.09	0.05
<b>Total general</b>	<b>0.11</b>	<b>0.10</b>	<b>0.09</b>	<b>0.11</b>	<b>0.09</b>	<b>0.07</b>	<b>0.10</b>	<b>0.08</b>	<b>0.07</b>	<b>0.27</b>	<b>0.26</b>	<b>0.25</b>	<b>0.17</b>	<b>0.16</b>	<b>0.16</b>

#### 4.1.5. Impacto en el modelo producto de la hidrología

El comportamiento de la central Cerro Pabellón en este escenario depende del desempeño de las centrales restantes en el sistema. Uno de los fenómenos que puede afectar la generación en el sistema es el afluente de cada central hidráulica, que es una variable estocástica en este problema. Por lo tanto, es necesario evaluar el impacto de tener una hidrología húmeda y una seca en la generación de potencia de la central.

En la Tabla 4.2 se realiza una comparación entre una hidrología húmeda, media y seca. En el caso de los bloques de noche, el tener una hidrología húmeda disminuye la potencia generada en enero y febrero para aumentar el resto de los meses. Para los bloques de día pasa algo similar, solo que la potencia disminuye solo para el mes de enero.

Un aspecto importante es evaluar qué tan diferente es la operación de la central Cerro Pabellón en el periodo de estudio al cambiar la hidrología. Para aquello se calcula la desviación estándar para cada uno de los 1995 bloques del periodo de estudio, luego se cuentan los bloques que poseen una desviación estándar con un valor superior a 0.15 [p.u]. Esta cota inferior se seleccionó para medir los bloques en los cuáles se cambió de forma importante la potencia generada por Cerro Pabellón al variar la hidrología. En la Figura 4.9 se realiza un conteo por mes del número de bloques que supera la cota impuesta, mientras que en la Figura 4.10 se realiza un conteo del número de bloques por año que cumple la condición. Cuando el conteo se hace por año, las diferencias de generación por hidrología estarán dadas fundamentalmente por las series hidrológicas en específico utilizadas, sin embargo es en el conteo por mes donde se aprecian tendencias de forma más clara. En la Figura 4.9 se muestra que hay 3 meses del año donde suelen haber cambios importantes en la operación de la central dependiendo de la hidrología, estos son enero, febrero y marzo. En enero, hubo cerca de 80 bloques donde la potencia de la central geotérmica varió de forma significativa al modificar la hidrología, en febrero fueron cerca de 100 y en marzo casi 80. En la misma Figura 4.9, al variar la hidrología se aprecia que los cambios de potencia en los meses de enero y febrero se dan en los bloques de día principalmente, desde marzo a mayo corresponden a aproximadamente la mitad y desde junio a diciembre casi no hay diferencia entre una hidrología seca y húmeda. Considerando solo los bloques de noche, en los meses de abril a diciembre predomina el cambio de generación en el bloque 4, que es el de mayor demanda, mientras que en enero y

febrero predomina el cambio de generación en el bloque de menor demanda.

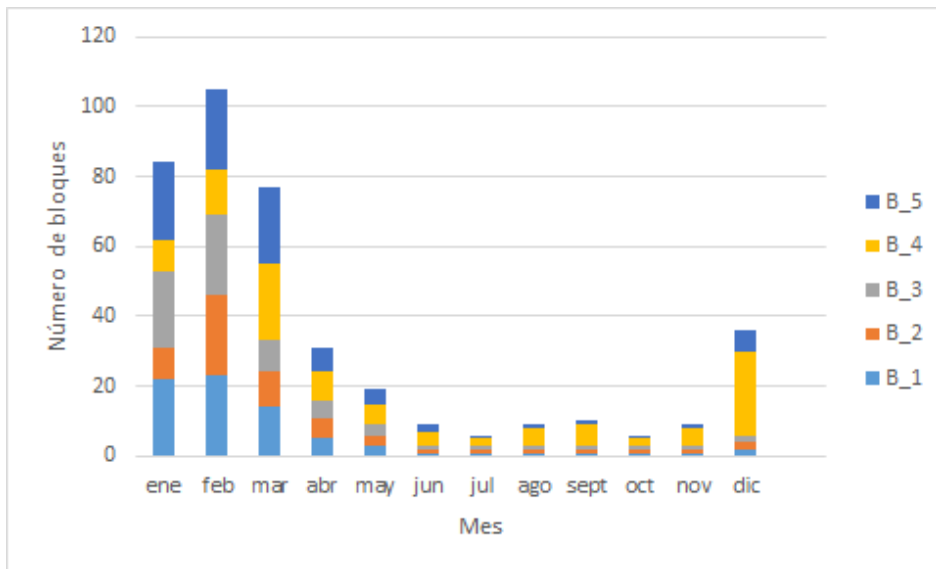


Figura 4.9: Número de bloques de generación de potencia de la central Cerro Pabellón con desviación estándar mayor a 0.15 [p.u] en cada mes

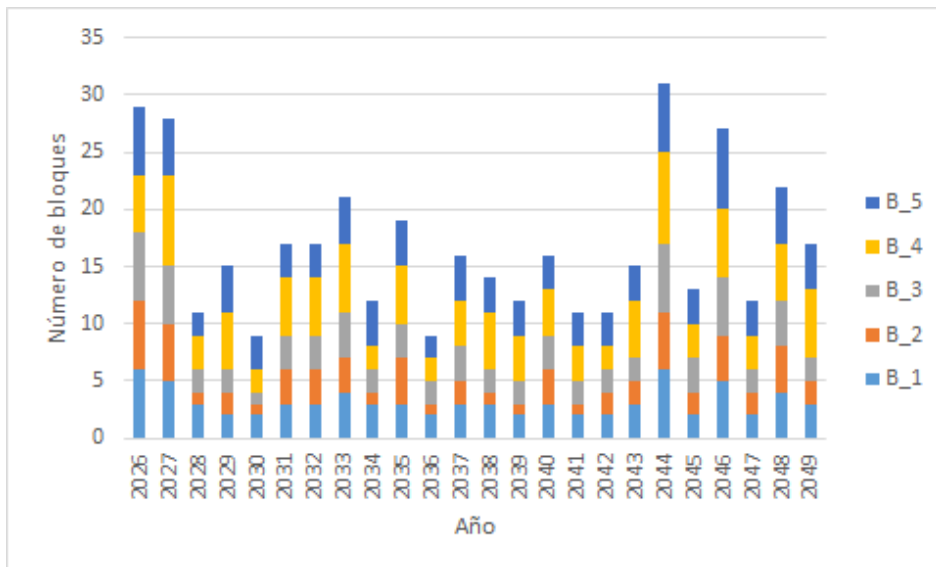


Figura 4.10: Número de bloques de generación de potencia de la central Cerro Pabellón con desviación estándar mayor a 0.15 [p.u] en cada año

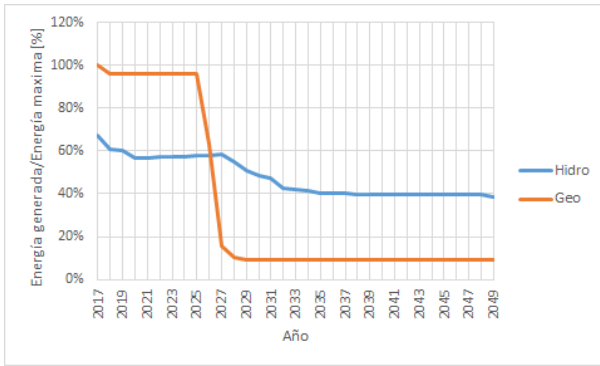
#### 4.1.6. Comparación de generación geotérmica y central hidráulica de embalse a lo largo del tiempo

Cuando se propuso un nuevo modelo de generación geotérmica, se utiliza como referencia el modelo utilizado por el CDEC-SIC por los embalses basado en programación dinámica

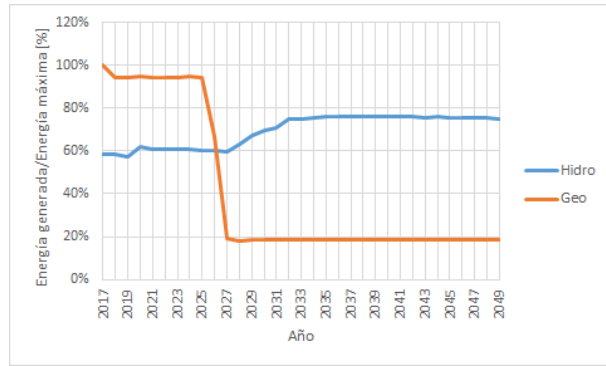
dual estocástica. Al modelar la central de estudio Cerro Pabellón como un embalse, resulta conveniente utilizar los resultados de la simulación para determinar cuánto tienen en común ambos tipos de generación.

Al analizar la generación de energía para cada año, en la Figura 4.11 se realiza una comparación entre la energía generada en cada año por los embalses y la generada por Cerro Pabellón, para el escenario A. Para que sea justa la comparación, se contabiliza la energía total generada en un año y se divide por la energía máxima que se puede generar durante el año, que sería el caso de que los embalses funcionen a máxima potencia durante las 8760 horas del año.

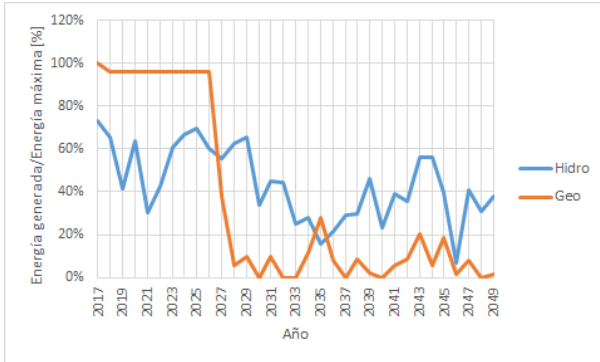
Los gráficos de la Figura 4.11 muestran que hay años donde hay una correlación positiva (Figura 4.11e, año 2044), sin embargo hay otros donde sucede lo contrario (Figura 4.11c). En general la generación geotérmica no sigue la misma tendencia que la generación hidráulica. Hay 2 motivos que explican tal diferencia: el primero es que el afluente que recibe la generación geotérmica es despreciable en comparación al que reciben las centrales hidroeléctricas, el segundo es que en la simulación seca no necesariamente corresponde al menor afluente de la central Cerro Pabellón. Lo último señalado ocurre porque se quiere analizar la operación de la central geotérmica cuando en el sistema en general se dispone de poca agua, y también porque en la realidad en caso de considerar un afluente para una central geotérmica no estaría correlacionado con los afluentes del resto de las central hidráulicas del sistema.



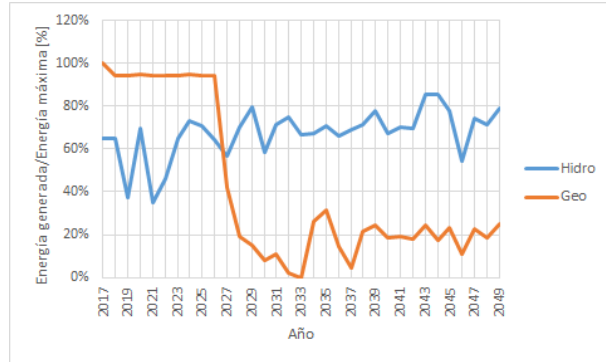
(a) Día, hidro media



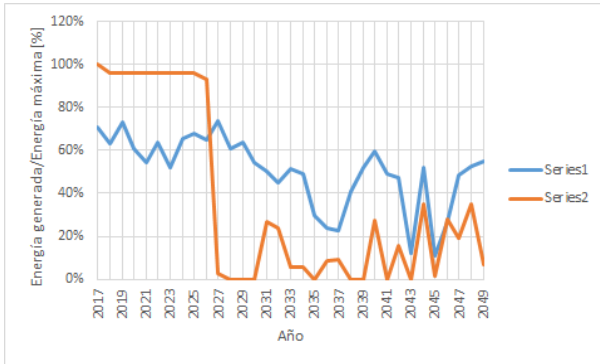
(b) Noche, hidro media



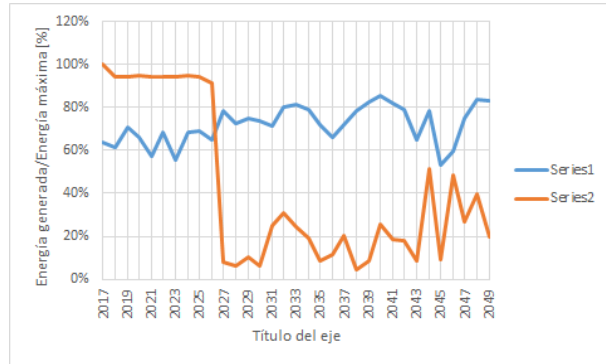
(c) Día, hidro seca



(d) Noche, hidro seca



(e) Día, hidro húmeda



(f) Noche, hidro húmeda

Figura 4.11: Razón de energía generada/energía máxima anual para la generación de tipo embalse y geotérmica por día/noche y tipo de hidrología

## 4.2. Efectos de modificar del plan de obras

En el apartado anterior se define un escenario de simulación de referencia (escenario A), el cual implementa para la central Cerro Pabellón una modificación en el modelo de optimización convencional de la generación geotérmica. La solución que se encuentra con el nuevo modelo implementado depende directamente del resto de las centrales que están operando en el sistema, por lo tanto el siguiente paso es explicar la operación de la central Cerro Pabellón en función de las demás centrales del sistema. Para lograr este objetivo, se realizan más

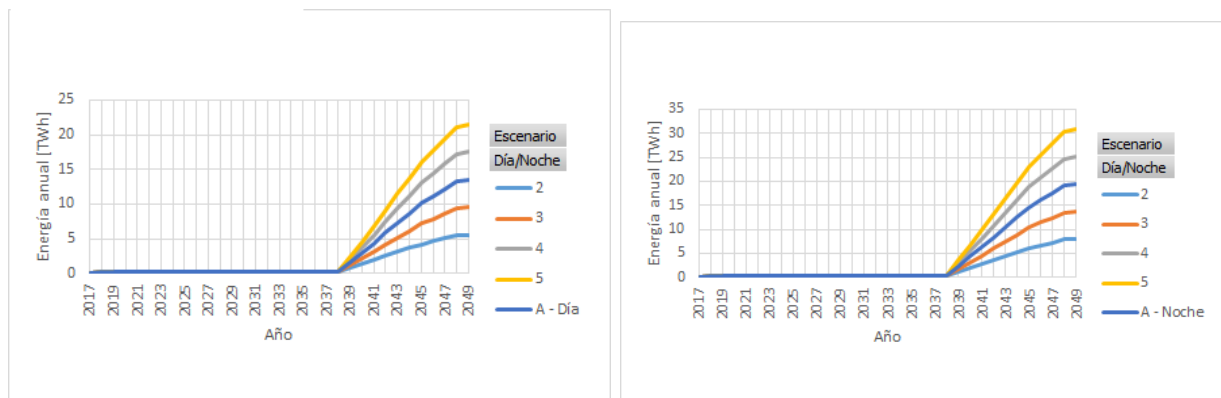
simulaciones, las cuales siguen el siguiente patrón: se toma el escenario A como referencia y se modifica la capacidad instalada de un tipo de generación, dejando igual el resto del plan de obras. Los tipos de generación que se modifican son: aumento y disminución de generación solar CSP, adelanto y retraso en entrada de generación solar CSP, aumento y disminución de centrales solares FV y aumento y disminución de centrales mini hidráulicas.

#### 4.2.1. Modificación de capacidad instalada de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP)

En esta modificación se mantiene la entrada de este tipo de tecnología para el año 2038. Se definen 4 escenarios nuevos de simulación que se muestran en la Tabla 4.3 para realizar la comparación. En el escenario 2 se multiplica la capacidad instalada de las centrales solares CSP del escenario A en 0.4 veces, en el escenario 3 en 0.7 veces, en el 4 en 1.3 veces y en el 5 en 1.6 veces. Esta situación se muestra en la Figura 4.12

Tabla 4.3: Capacidad instalada de las centrales solares CSP para los escenarios 2, 3, 4 y 5, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A

Escenario	Capacidad instalada de centrales solares CSP [%]
2	40
3	70
4	130
5	160



(a) Día

(b) Noche

Figura 4.12: Energía generada anualmente por centrales solares CSP, escenario 2, 3, 4 y 5

Una vez definidos los nuevos escenarios de simulación, se compara la generación de la central Cerro Pabellón para cada uno de los escenarios. En la Tabla 4.4 se muestra el promedio de la potencia generada en [p.u], que se calcula como la suma de cada bloque de un determinado mes y se divide por el número de años. Se repite el mismo proceso para los diferentes

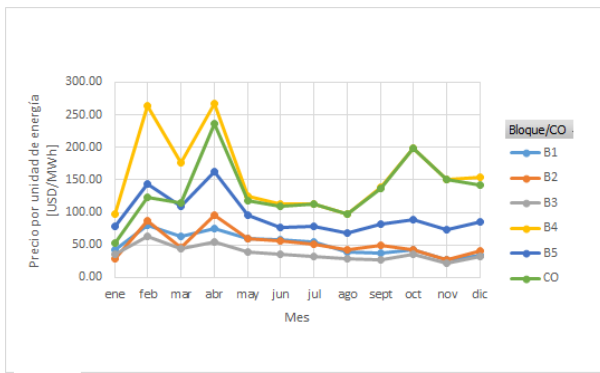
escenarios. El promedio de generación en casi todos los meses que varía no lo hace en más allá de 0.01 [p.u]. Los bloques de mayor variación son: bloque 1 de enero, bloque 3 de marzo y bloque 4 de marzo; los cuales experimentan una variación de tan solo 0.02 [p.u].

Tabla 4.4: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 2, 3, 4 y 5 (2026-2049)

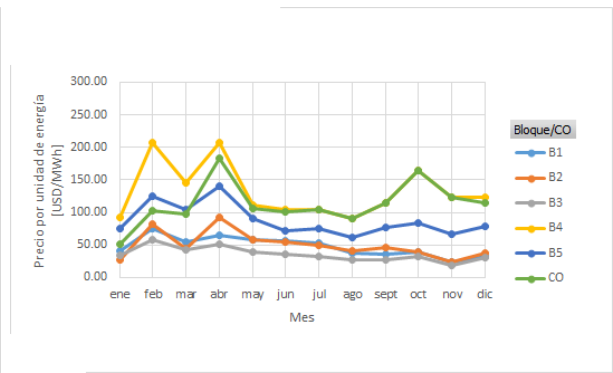
Mes	Promedio de potencia por bloque y escenario [p.u]																				Prom. mensual
	$B_1$				$B_2$				$B_3$				$B_4$				$B_5$				
	2	3	4	5	2	3	4	5	2	3	4	5	2	3	4	5	2	3	4	5	
ene	0.42	0.42	0.39	0.40	0.22	0.22	0.23	0.23	0.27	0.27	0.29	0.29	0.85	0.85	0.84	0.84	0.65	0.65	0.66	0.66	<b>0.48</b>
feb	0.41	0.40	0.39	0.39	0.44	0.45	0.45	0.45	0.32	0.34	0.35	0.35	0.75	0.75	0.74	0.74	0.60	0.60	0.61	0.61	<b>0.51</b>
mar	0.24	0.24	0.24	0.24	0.20	0.20	0.20	0.20	0.19	0.19	0.21	0.21	0.63	0.63	0.61	0.62	0.37	0.37	0.39	0.37	<b>0.33</b>
abr	0.09	0.09	0.09	0.09	0.11	0.11	0.11	0.11	0.07	0.07	0.07	0.07	0.17	0.17	0.16	0.17	0.14	0.14	0.14	0.14	<b>0.12</b>
may	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.16	0.16	0.15	0.14	0.06	0.06	0.07	0.08	<b>0.07</b>
jun	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.04	0.04	<b>0.03</b>
jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
ago	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.01</b>
sept	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.02</b>
oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.01</b>
dic	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.31	0.31	0.31	0.31	0.09	0.09	0.10	0.10	<b>0.09</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.16</b>	<b>0.16</b>	<b>0.17</b>	<b>0.17</b>	<b>0.14</b>

En la Tabla 4.4 se ve que hay una variación mínima en la generación, y no puede apreciarse una tendencia clara al modificar la generación. Un indicador que permite observar de mejor manera las diferencias entre escenarios es analizar el costo marginal de cada bloque y el costo de oportunidad.

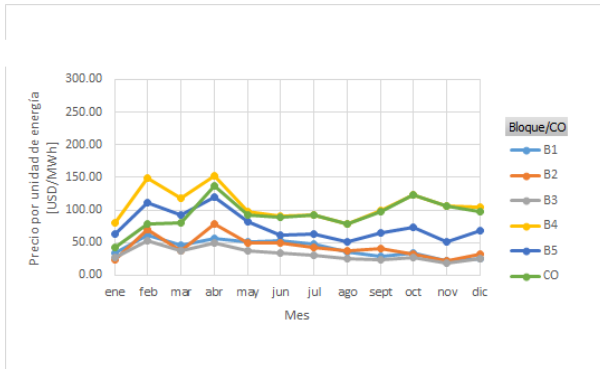
En la Figura 4.13, se muestra el costo marginal promedio de cada bloque para cada escenario, así como también el costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para cada escenario. El impacto más claro que tiene la modificación de la generación solar CSP, es que al aumentar la capacidad instalada de este tipo de tecnología hay una disminución de los costos marginales de los meses de verano, en las horas de noche. En particular las mayores caídas de estos costos se ven en los meses de febrero, marzo y abril. Esto trae como consecuencia acercar la curva de costo de oportunidad a los bloques de día y a los meses de abril y mayo. Resumiendo, un aumento de la generación solar CSP incentiva una mayor generación en los meses de enero a mayo, y trata de apuntar a una generación en los bloques de día.



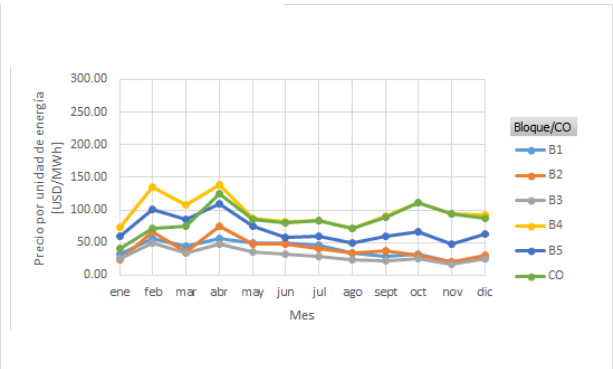
(a) Escenario 2



(b) Escenario 3



(c) Escenario 4



(d) Escenario 5

Figura 4.13: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 2, 3, 4 y 5 para hidrología media

#### 4.2.2. Modificación de la fecha de entrada de centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP)

En el plan de obras considerado para hacer la simulación del escenario A, hay que notar que la expansión en este tipo de tecnología comienza de forma importante recién en el año 2039. Para estudiar la importancia de esta fecha en la operación de la central geotérmica de estudio, ésta se modifica creando 2 nuevos escenarios: entrada de centrales solares CSP en el año 2033 (escenario 6) y entrada de estas centrales en el año 2045 (escenario 7).

En la Tabla 4.5 se muestra la potencia promedio para los escenarios 6 y 7, calculándose de la misma manera como se hizo con los escenarios 2, 3, 4 y 5. En esta ocasión las variaciones más importantes se muestran en los bloques de día. Las siguientes variaciones de 0.03 [p.u] o superior son: enero bloque 1 y 3, febrero bloque 3, marzo bloque 3, 4 y 5.

Tabla 4.5: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 6 y 7 (2026-2049)

Mes	Promedio de potencia por bloque y escenario										Prom mensual
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$		
	6	7	6	7	6	7	6	7	6	7	
ene	0.37	0.42	0.24	0.22	0.32	0.27	0.84	0.84	0.66	0.66	<b>0.48</b>
feb	0.39	0.41	0.44	0.44	0.36	0.31	0.74	0.75	0.61	0.60	<b>0.51</b>
mar	0.23	0.24	0.20	0.20	0.22	0.19	0.60	0.63	0.39	0.36	<b>0.33</b>
abr	0.09	0.09	0.11	0.11	0.07	0.07	0.16	0.17	0.14	0.14	<b>0.12</b>
may	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.14	0.16	0.08	0.06	<b>0.07</b>
jun	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.05	0.05	0.04	0.04	<b>0.03</b>
jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	<b>0.00</b>
ago	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	<b>0.01</b>
sept	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	<b>0.02</b>
oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	<b>0.00</b>
nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	<b>0.01</b>
dic	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.31	0.31	0.10	0.09	<b>0.09</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.08</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.17</b>	<b>0.16</b>	<b>0.14</b>

La tendencia vista en la Tabla 4.5 coincide con la que se muestra en la Figura 4.14 y en general con lo visto en los escenarios anteriores 2, 3, 4 y 5. En la Figura 4.14b, que muestra el escenario 7, la situación es similar a los casos estudiados en el escenario 2 o 3. Por otro lado, al observar la Figura 4.14a, que representa los costos marginales y de oportunidad del escenario 6 (en el que se adelanta la entrada de centrales CSP), sigue la misma tendencia que lo descrito en el escenario 4 y 5; sin embargo, el escenario 6 demuestra ser mucho más eficaz para reducir los costos de las horas de noche, dándose incluso el caso en que la curva promedio del costo de oportunidad se junta con el mes de febrero de las horas de día, lo que significa que hay un incentivo a generar durante esos bloques también en ese mes.

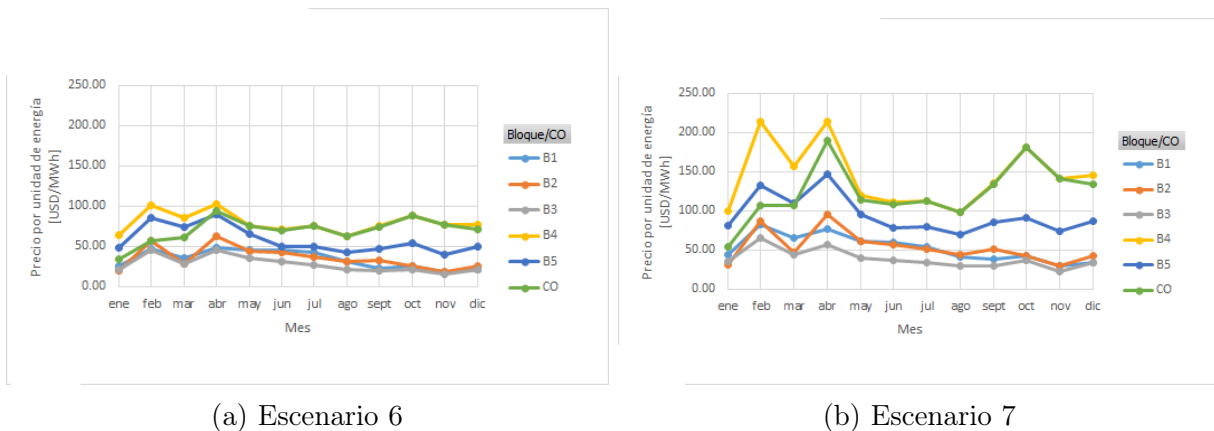


Figura 4.14: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 6 y 7 para hidrología media



### 4.2.3. Modificación de la capacidad instalada de centrales de solares fotovoltaicas (FV)

El modificar la capacidad instalada de las centrales fotovoltaicas tiene un especial interés, dado que el plan de obras que se utiliza en este estudio proyecta un aumento vertiginoso de este tipo de tecnología en las próximas décadas. De acuerdo a las Figuras 4.2 y 4.3, la generación fotovoltaica es la tecnología que genera la mayor cantidad de energía para las horas de día. Para esta tecnología se diseñan 4 escenarios nuevos de generación, los cuales se muestran en la Tabla 4.6. Estos escenarios se diseñan de la misma forma que para el caso de las centrales solares CSP.

Tabla 4.6: Capacidad instalada de las centrales solares FV para los escenarios 8, 9, 10 y 11, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A

Escenario	Capacidad instalada de centrales solares FV [%]
8	40
9	70
10	130
11	160

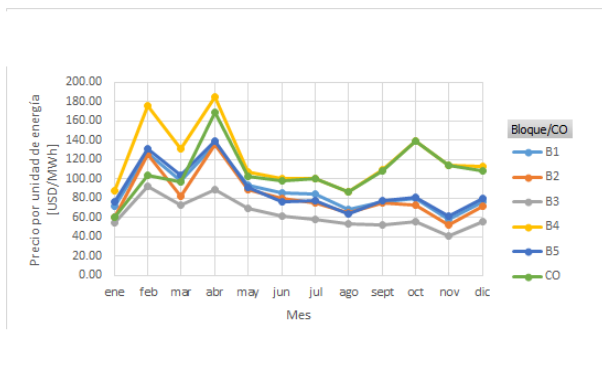
Las potencias promedio para cada mes se muestran en la Tabla 4.7. Para este tipo de tecnología, los cambios en la generación promedio de potencia no exhibe las mismas variaciones que para el caso de centrales CSP. En este caso son pocos los meses que varían, pero los que lo hacen varían de forma significativa. Un aumento de la capacidad instalada de centrales solares implica una disminución de la generación en el bloque 1 en enero y febrero, mientras que el bloque 3 aumentó su generación para los meses de enero y febrero.

Tabla 4.7: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 8, 9, 10 y 11 (2026-2049)

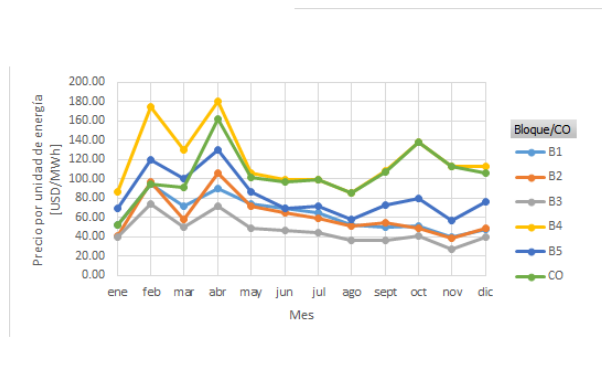
Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]																				Prom. mensual
	$B_1$				$B_2$				$B_3$				$B_4$				$B_5$				
	8	9	10	11	8	9	10	11	8	9	10	11	8	9	10	11	8	9	10	11	
ene	0.43	0.42	0.32	0.34	0.30	0.23	0.27	0.28	0.24	0.26	0.37	0.34	0.83	0.84	0.85	0.85	0.64	0.66	0.65	0.65	<b>0.49</b>
feb	0.48	0.42	0.38	0.36	0.41	0.45	0.45	0.46	0.30	0.31	0.37	0.39	0.75	0.75	0.75	0.75	0.56	0.60	0.61	0.61	<b>0.51</b>
mar	0.26	0.25	0.23	0.22	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.19	0.22	0.24	0.63	0.63	0.63	0.63	0.35	0.36	0.37	0.37	<b>0.33</b>
abr	0.10	0.09	0.09	0.08	0.11	0.11	0.11	0.11	0.07	0.07	0.08	0.09	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13	0.14	0.14	0.14	<b>0.12</b>
may	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.15	0.15	0.15	0.15	0.06	0.07	0.07	0.07	<b>0.07</b>
jun	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.04	0.03	0.03	<b>0.03</b>
jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
ago	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.01</b>
sept	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.02</b>
oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.01</b>
dic	0.04	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.31	0.31	0.31	0.31	0.07	0.09	0.09	0.10	<b>0.09</b>
Prom. bloque	<b>0.12</b>	<b>0.11</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.07</b>	<b>0.08</b>	<b>0.09</b>	<b>0.10</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.15</b>	<b>0.16</b>	<b>0.16</b>	<b>0.16</b>	<b>0.14</b>

En la Figura 4.15 se muestra el costo de oportunidad y el costo marginal para los distintos escenarios. La consecuencia más importante de aumentar la generación fotovoltaica es que los costos marginales de las horas de día disminuyen en forma notoria. En la generación

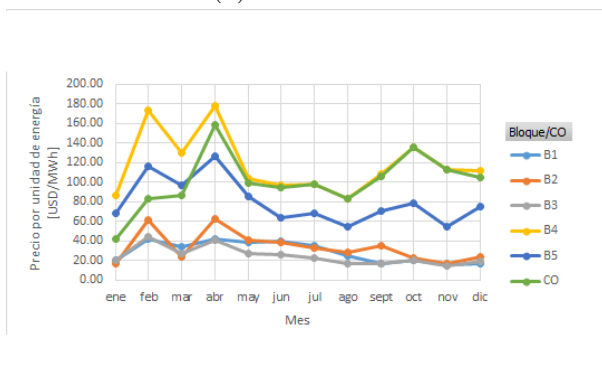
promedio durante las horas de noche no hay diferencias notorias, debido a que la generación fotovoltaica no afecta de forma directa a la generación en estos bloques.



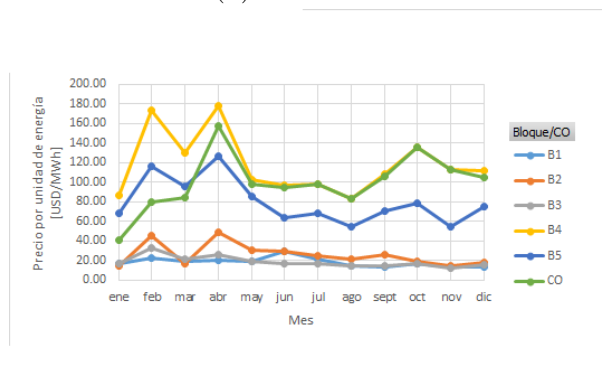
(a) Escenario 8



(b) Escenario 9



(c) Escenario 10



(d) Escenario 11

Figura 4.15: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 2, 3, 4 y 5 para hidrología media

#### 4.2.4. Modificación de capacidad instalada de centrales mini hidro

La generación hidráulica tiene un rol importante en suministrar energía para suplir la demanda de esta, sin embargo, en el plan de obras considerado la expansión de este tipo de tecnología de generación es pequeña en comparación a la tecnología solar.

En la simulación del escenario A, los resultados de la simulación muestran el uso de varias hidrologías, sin embargo al variar la hidrología también lo hace el afluente de la central Cerro Pabellón. En este caso, se fija el afluente de la central Cerro Pabellón y se modifica la capacidad instalada de las centrales mini hidro, de modo de evaluar las consecuencias que tiene este cambio.

Los escenarios 12 y 13, que representan la disminución y aumento del plan de obras de generación mini hidráulica, se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Capacidad instalada de las centrales solares CSP para los escenarios 12 y 13, medida como porcentaje de la capacidad instalada de este tipo de tecnología en el escenario A

Escenario	Capacidad instalada de centrales mini hidro [%]
12	50
13	150

En lo que respecta a la potencia generada por la central geotérmica, la generación promedio para cada mes se muestra en la Tabla 4.9. Un aumento en la capacidad instalada de las centrales mini hidro significa un aumento para la generación en el bloque 1 del mes de febrero, y una disminución en el bloque 3 en el mismo mes.

Tabla 4.9: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios 12 y 13 (2026-2049)

Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]										Prom. mensual
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$		
	12	13	12	13	12	13	12	13	12	13	
ene	0.41	0.42	0.22	0.23	0.27	0.26	0.84	0.85	0.65	0.65	<b>0.48</b>
feb	0.39	0.41	0.45	0.45	0.35	0.32	0.75	0.75	0.60	0.60	<b>0.51</b>
mar	0.24	0.24	0.20	0.20	0.20	0.19	0.63	0.63	0.37	0.37	<b>0.33</b>
abr	0.09	0.09	0.11	0.11	0.07	0.07	0.17	0.17	0.14	0.14	<b>0.12</b>
may	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.15	0.15	0.06	0.07	<b>0.07</b>
jun	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.05	0.05	0.04	0.03	<b>0.03</b>
jul	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	<b>0.00</b>
ago	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	<b>0.01</b>
sept	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	<b>0.02</b>
oct	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	<b>0.00</b>
nov	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	<b>0.01</b>
dic	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.31	0.31	0.09	0.09	<b>0.09</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.09</b>	<b>0.09</b>	<b>0.08</b>	<b>0.08</b>	<b>0.26</b>	<b>0.26</b>	<b>0.16</b>	<b>0.16</b>	<b>0.14</b>

Al analizar el costo de oportunidad que se muestra en la Figura 4.16, un aumento en la generación hidráulica incide principalmente en los costos marginales de los bloques de las horas de noche, donde hay una reducción en los costos marginales del bloque 4 (el de mayor demanda) para los meses de febrero, marzo y abril.

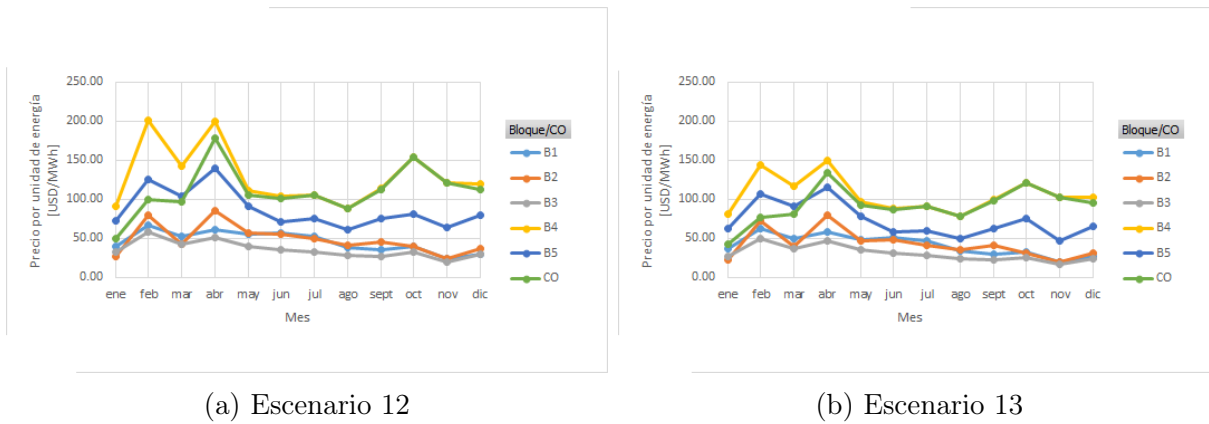


Figura 4.16: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios 12 y 13 para hidrología media

### 4.3. Cambio en los parámetros del modelo de la central Cerro Pabellón

Cuando se resuelve el problema de operación de largo plazo a mínimo costo, la operación de la central geotérmica con el modelo propuesto depende de las características del sistema y la expansión de sus instalaciones, sin embargo también depende de cómo se modela la central Cerro Pabellón. En esta sección se hace énfasis en este último aspecto, realizando un análisis en donde se utiliza como base el escenario de referencia (escenario A), para luego aplicar modificaciones en el modelo. Las modificaciones en el modelo solo se consideran para la central Cerro Pabellón, utilizando el mismo plan de obras para todas los escenarios que se simulan.

Los parámetros de la central Cerro Pabellón que se modifican para evaluar el impacto de esta acción son el volumen inicial del reservorio y el afluente que se le asigna a lo largo de los años a la central geotérmica. Estos 2 parámetros en particular tienen asociados un alto grado de incertidumbre, dado que son difíciles de estimar, por lo tanto es importante cuantificar las diferencias en la operación de la central geotérmica al modificar estas variables.

#### 4.3.1. Disminución del volumen inicial del reservorio geotérmico

Para probar el impacto que tiene modificar este parámetro, se crea un nuevo escenario de simulación (escenario B) el cual consiste en modificar el volumen inicial que se le asigna a la central Cerro Pabellón a la mitad. La operación de la central en estas condiciones se muestra en la Figura 4.17. La central geotérmica sigue un patrón de generación de tipo estacional, sin embargo la diferencia con el caso de referencia es que ahora el periodo de gestión de energía es mucho mayor (comienza el 2021).

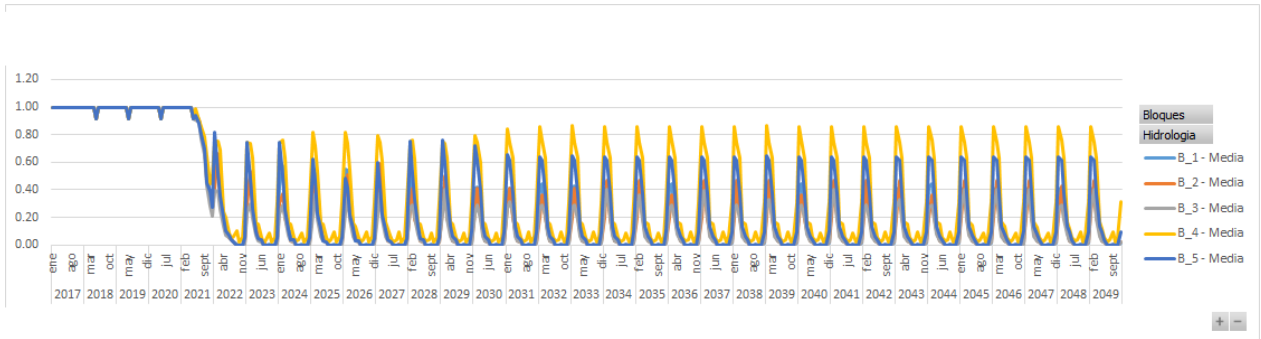


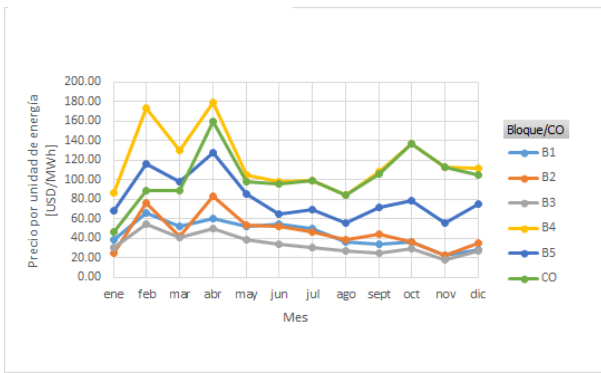
Figura 4.17: Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario B

En la Tabla 4.10 se muestra la potencia promedio para cada mes de los escenarios A y B. En este caso se consideró para el promedio solo el periodo donde se gestiona el recurso geotérmico, que es a partir del año 2021 para el escenario B y el 2026 para el escenario A. Los bloques que muestran una variación igual o superior de 0.02 [p.u] son el bloque 1 en febrero y el bloque 5 en febrero y marzo.

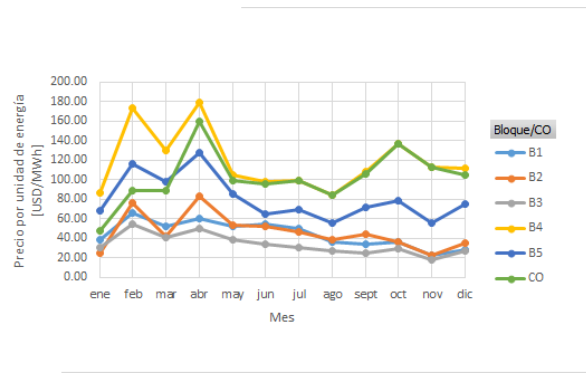
Tabla 4.10: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A (2021-2049) y B (2026-2049)

Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]									
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
ene	0.44	0.45	0.25	0.26	0.30	0.29	0.85	0.84	0.67	0.67
feb	0.42	0.44	0.47	0.47	0.37	0.36	0.76	0.76	0.62	0.59
mar	0.28	0.29	0.24	0.24	0.23	0.22	0.64	0.63	0.39	0.37
abr	0.13	0.13	0.14	0.14	0.11	0.10	0.20	0.19	0.17	0.16
may	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.18	0.17	0.10	0.09
jun	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.09	0.09	0.07	0.07
jul	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.05	0.03	0.03
ago	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.07	0.07	0.02	0.03
sept	0.02	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.11	0.11	0.02	0.03
oct	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.01	0.04	0.05	0.01	0.02
nov	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.07	0.07	0.01	0.01
dic	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.32	0.32	0.10	0.09
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.13</b>	<b>0.13</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.28</b>	<b>0.28</b>	<b>0.18</b>	<b>0.18</b>

Al analizar los costos marginales para cada bloque y el costo de oportunidad en la Figura 4.18, la situación prácticamente no cambia. Los costos marginales no cambian debido a que la potencia de la central es demasiado pequeña como para incidir en la central que está marginando. Por otro lado se muestra que modificar el volumen inicial no afecta mayormente al costo de oportunidad.



(a) Escenario A



(b) Escenario B

Figura 4.18: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y B para hidrología media

### 4.3.2. Disminución del afluente

Se crea un nuevo escenario (escenario C) donde se modifica el afluente de la central Cerro Pabellón, disminuyéndolo a la mitad. La potencia por bloque y para cada mes se muestra en la Figura 4.19.

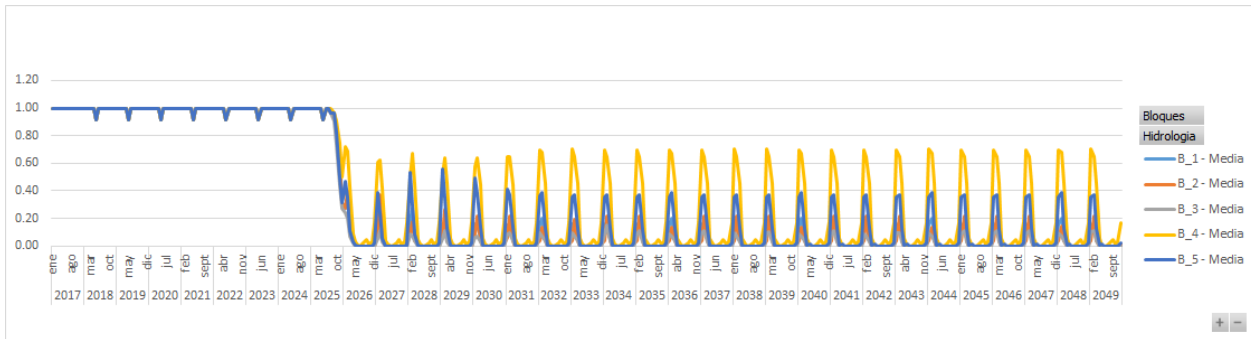


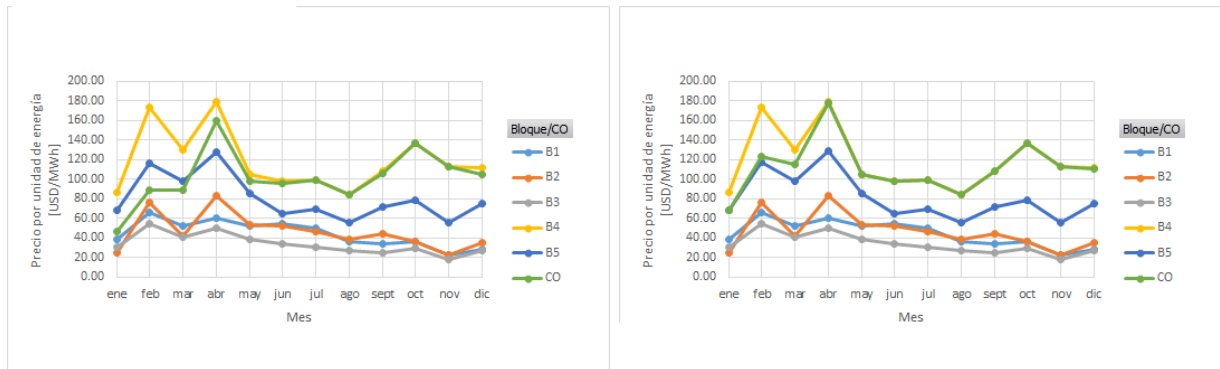
Figura 4.19: Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario C

Realizando el mismo ejercicio que para los escenarios anteriores, se calcula el promedio de generación por mes para el escenario C, el cual se muestra en la Tabla 4.11. En este caso gran parte de los bloques se ven diferencias del orden incluso de 0.2 [p.u], las más grandes entre los escenarios estudiados. Esto apunta a que el afluente que se considera para la central Cerro Pabellón es un parámetro extremadamente importante.

Tabla 4.11: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y C (2025-2049)

Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]										Prom. mensual
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$		
	A	C	A	C	A	C	A	C	A	C	
ene	0.46	0.20	0.28	0.10	0.33	0.13	0.86	0.69	0.68	0.41	<b>0.41</b>
feb	0.44	0.21	0.49	0.24	0.40	0.13	0.77	0.67	0.64	0.39	<b>0.44</b>
mar	0.30	0.11	0.27	0.08	0.26	0.07	0.66	0.47	0.42	0.15	<b>0.28</b>
abr	0.17	0.04	0.18	0.04	0.14	0.04	0.23	0.09	0.20	0.04	<b>0.12</b>
may	0.11	0.04	0.10	0.04	0.10	0.04	0.21	0.05	0.13	0.04	<b>0.08</b>
jun	0.09	0.04	0.09	0.04	0.09	0.04	0.13	0.04	0.11	0.04	<b>0.07</b>
jul	0.07	0.04	0.07	0.04	0.07	0.04	0.09	0.05	0.07	0.04	<b>0.06</b>
ago	0.06	0.04	0.06	0.04	0.06	0.04	0.10	0.06	0.06	0.04	<b>0.06</b>
sept	0.06	0.04	0.06	0.04	0.06	0.04	0.14	0.08	0.06	0.04	<b>0.06</b>
oct	0.05	0.03	0.05	0.03	0.05	0.03	0.08	0.05	0.05	0.03	<b>0.05</b>
nov	0.05	0.03	0.05	0.02	0.05	0.02	0.11	0.06	0.05	0.02	<b>0.05</b>
dic	0.06	0.01	0.07	0.02	0.06	0.01	0.35	0.18	0.14	0.03	<b>0.09</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.16</b>	<b>0.07</b>	<b>0.15</b>	<b>0.06</b>	<b>0.14</b>	<b>0.05</b>	<b>0.31</b>	<b>0.21</b>	<b>0.22</b>	<b>0.11</b>	<b>0.15</b>

En la Figura 4.20 se muestra el costo marginal de los bloques y el costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para los escenarios A y C. El costo marginal se mantiene, sin embargo el costo de oportunidad cambia de forma importante. El costo de oportunidad aumenta al disminuir el afluente, justamente porque se tiene una menor cantidad de energía disponible y por lo tanto aumenta su valor.



(a) Escenario A

(b) Escenario C

Figura 4.20: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y C para hidrología media

### 4.3.3. Aumento de la penetración de energía geotérmica

Los análisis hasta ahora hechos a los distintos escenarios de simulación tienen como punto en común una capacidad instalada muy pequeña de generación geotérmica (50 [MW]). Lo anterior se traduce en que el comportamiento de la central geotérmica es irrelevante para modificar los costos marginales en la barra de inyección en los distintos bloques de energía, siendo estos costos fundamentales para explicar la operación de la central geotérmica. Teniendo en cuenta esto, se aumentó el afluente, el volumen del reservorio y la capacidad instalada

de potencia en 10 veces, creando de esta forma el escenario de simulación D. En la práctica es tener instalado 10 centrales Cerro Pabellón en vez de una.

En la Figura 4.21 se muestra la generación de la central Cerro Pabellón cuando su capacidad instalada es de 500 [MW]. La generación del escenario D es bastante similar a la operación del escenario A. El promedio de potencia por mes se muestra en la Tabla 4.12. Salvo el bloque 4 del mes de febrero, no hay variaciones importantes en el resto de los bloques.

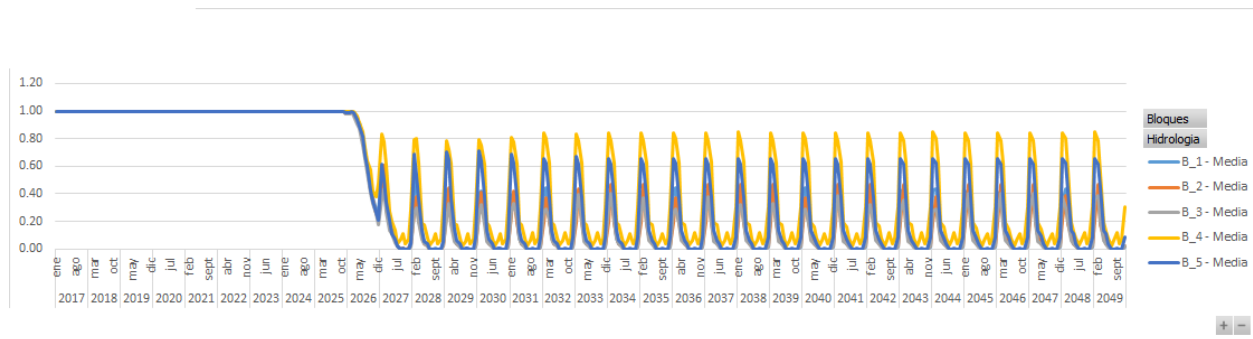


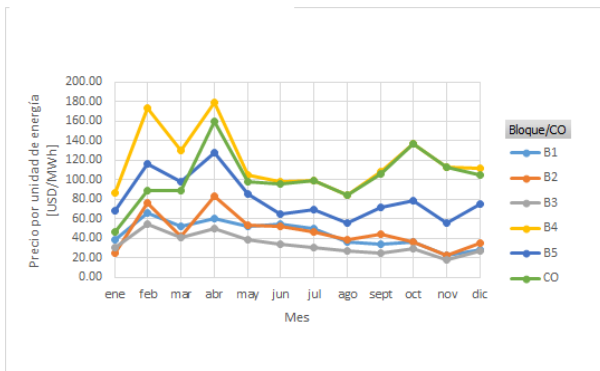
Figura 4.21: Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario D

Tabla 4.12: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y D (2026-2049)

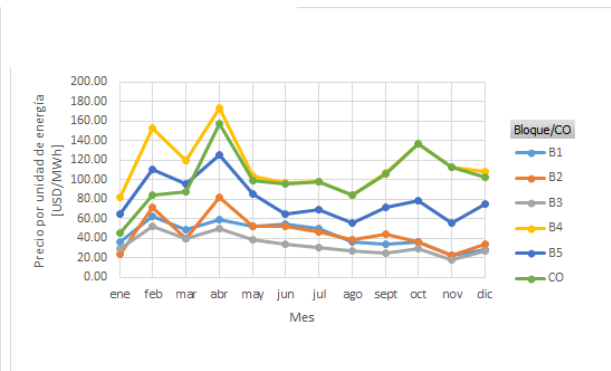
Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]										Prom. mensual
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$		
	A	D	A	D	A	D	A	D	A	D	
ene	0.44	0.44	0.25	0.25	0.30	0.31	0.85	0.84	0.67	0.67	<b>0.50</b>
feb	0.42	0.43	0.47	0.47	0.37	0.38	0.76	0.79	0.62	0.63	<b>0.53</b>
mar	0.28	0.28	0.24	0.23	0.23	0.22	0.64	0.63	0.39	0.40	<b>0.35</b>
abr	0.13	0.13	0.14	0.13	0.11	0.10	0.20	0.23	0.17	0.17	<b>0.15</b>
may	0.07	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.18	0.20	0.10	0.11	<b>0.10</b>
jun	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.09	0.11	0.07	0.07	<b>0.06</b>
jul	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.05	0.03	0.03	<b>0.03</b>
ago	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.07	0.08	0.02	0.03	<b>0.03</b>
sept	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.11	0.13	0.02	0.02	<b>0.04</b>
oct	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04	0.06	0.01	0.01	<b>0.02</b>
nov	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.07	0.09	0.01	0.01	<b>0.02</b>
dic	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.32	0.31	0.10	0.09	<b>0.10</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.13</b>	<b>0.13</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.10</b>	<b>0.10</b>	<b>0.28</b>	<b>0.29</b>	<b>0.18</b>	<b>0.19</b>	<b>0.16</b>

En la Figura 4.22 se muestra el costo de oportunidad y el costo marginal promedio mensual para la central Cerro Pabellón en el escenario D. Lo más importante de destacar es que al aumentar la generación en el escenario D, el costo de oportunidad se mantiene igual que en el escenario A, sin embargo los costos marginales de los bloques de noche disminuyen explicándose de ese modo las pocas diferencias en la potencia generada.





(a) Escenario A



(b) Escenario D

Figura 4.22: Costo marginal por bloque en barra SING Centro y costo de oportunidad de la central Cerro Pabellón para escenarios A y D para hidrología media

## 4.4. Comparación de nuevo modelo de central geotérmica y modelo convencional

En las secciones anteriores se evalúa el desempeño del nuevo modelo de generación geotérmica, exponiendo sus resultados en primera instancia y luego analizando como varían al modificar ciertos parámetros. En esta sección se compara el desempeño de un modelo convencional de generación geotérmica con el modelo de generación geotérmica basado en un embalse.

### 4.4.1. Generación convencional de central Cerro Pabellón

Por generación convencional se entiende como aquella en la cual la central Cerro Pabellón genera toda la potencia que tiene disponible en ese momento. La generación mensual se muestra en la Figura 4.23 para todo el periodo de estudio. En la Tabla 4.13 se muestran las diferencias de generación promedio para el escenario Convencional y el escenario A. En el escenario A se tiende a privilegiar en algunos bloques como el 1, el 4 y el 5 el mes de enero, mientras que la generación convencional genera en febrero. Por otro lado en el escenario A se privilegia la generación en los bloques de noche.

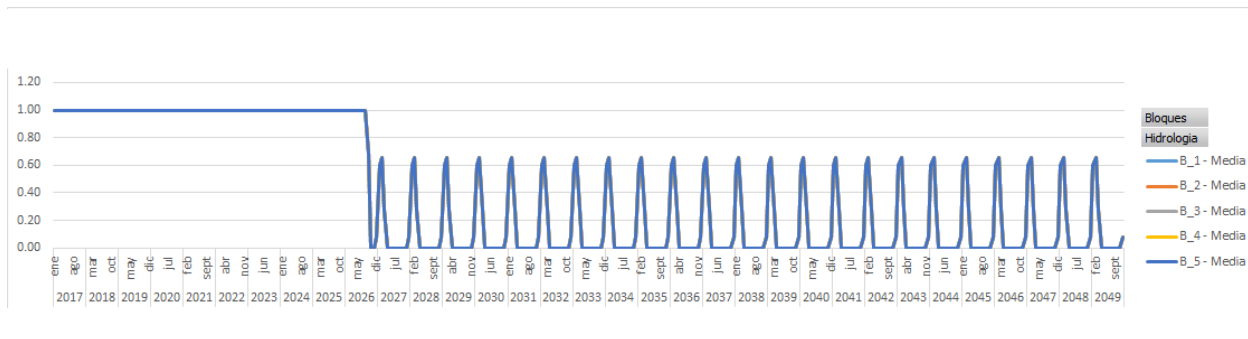


Figura 4.23: Potencia por bloque en [p.u] para la central Cerro Pabellón para hidrología media en escenario Convencional

Tabla 4.13: Potencia promedio de cada mes del periodo de estudio para hidrología media, escenarios A y Convencional (2026-2049)

Mes	Promedio de potencia por bloque y por escenario [p.u]										Prom. mensual
	$B_1$		$B_2$		$B_3$		$B_4$		$B_5$		
	A	Conv	A	Conv	A	Conv	A	Conv	A	Conv	
ene	0.46	0.63	0.28	0.63	0.33	0.63	0.86	0.63	0.68	0.63	<b>0.58</b>
feb	0.44	0.68	0.49	0.68	0.40	0.68	0.77	0.68	0.64	0.68	<b>0.62</b>
mar	0.30	0.33	0.27	0.33	0.26	0.33	0.66	0.33	0.42	0.33	<b>0.36</b>
abr	0.17	0.08	0.18	0.08	0.14	0.08	0.23	0.08	0.20	0.08	<b>0.13</b>
may	0.11	0.08	0.10	0.08	0.10	0.08	0.21	0.08	0.13	0.08	<b>0.10</b>
jun	0.09	0.08	0.09	0.08	0.09	0.08	0.13	0.08	0.11	0.08	<b>0.09</b>
jul	0.07	0.08	0.07	0.08	0.07	0.08	0.09	0.08	0.07	0.08	<b>0.08</b>
ago	0.06	0.08	0.06	0.08	0.06	0.08	0.10	0.08	0.06	0.08	<b>0.08</b>
sept	0.06	0.07	0.06	0.07	0.06	0.07	0.14	0.07	0.06	0.07	<b>0.07</b>
oct	0.05	0.04	0.05	0.04	0.05	0.04	0.08	0.04	0.05	0.04	<b>0.05</b>
nov	0.05	0.04	0.05	0.04	0.05	0.04	0.11	0.04	0.05	0.04	<b>0.05</b>
dic	0.06	0.12	0.07	0.12	0.06	0.12	0.35	0.12	0.14	0.12	<b>0.13</b>
<b>Prom. bloque</b>	<b>0.16</b>	<b>0.19</b>	<b>0.15</b>	<b>0.19</b>	<b>0.14</b>	<b>0.19</b>	<b>0.31</b>	<b>0.19</b>	<b>0.22</b>	<b>0.19</b>	<b>0.19</b>

#### 4.4.2. Ingresos de la central geotérmica Cerro Pabellón para cada escenario de simulación

Para todos los escenarios de simulación se ha usado la potencia generada como indicador para realizar diversas comparaciones. Otro indicador de interés es el ingreso que obtiene la central Cerro Pabellón al adoptar una determinada estrategia de generación.

Los ingresos por energía de una central eléctrica en Chile se calculan como la energía generada multiplicada por el costo marginal de la barra de inyección, esto se refleja en la ecuación 4.1

$$\text{Ingresos}_i = \sum_{t \in \text{Etapas}} \sum_{b \in \text{Bloques}} \text{C}_{\text{marg}_{ibt}} \cdot \text{E}_{\text{gen}_{ibt}} \quad (4.1)$$

Donde:

- Etapas es el conjunto temporal en que se divide el problema. En este caso es mensual y se considera a partir de abril, por lo tanto son 165 etapas.
- Bloques es el conjunto en que se divide la demanda energética de cada etapa. En este caso son 5 bloques de energía.
- $C_{marg_{ibt}}$  es el costo marginal de la barra de inyección de la central  $i$ , en el bloque  $b$  y durante la etapa  $t$ .
- $E_{gen_{ibt}}$  es la energía inyectada por la central  $i$ , en el bloque  $b$  y durante la etapa  $t$ .

Teniendo en cuenta esto, se utiliza el perfil de generación que se muestra en la Figura 4.23 y se multiplica por los costos marginales obtenidos en los distintos escenarios de simulación. Los ingresos obtenidos para cada escenario se muestran en la Tabla 4.14. En esta Tabla se comparan los ingresos obtenidos por la central Cerro Pabellón entre el caso con el nuevo modelo implementado y con los ingresos que se obtendrían en caso de seguir una estrategia de generación convencional. Por otro lado se divide los ingresos totales por la cantidad de energía generada en todo el periodo de estudio, dando un indicador que sería el ingreso medio.

Analizando los resultados que se muestran en la Tabla 4.14, el nuevo modelo implementado obtiene un mejor desempeño, dado que para todos los escenarios hay un aumento de los ingresos medios cuando se utiliza este modelo en desmedro del modelo convencional. Si bien el ingreso medio puede ser usado como indicador, resulta más práctico utilizar la diferencia de ingreso medio entre una generación convencional y el nuevo modelo que se propone en este trabajo. Mientras mayor sea la diferencia, mayor es el beneficio de implementar el nuevo modelo.

En la Figura 4.24 se muestra la diferencia de ingresos medios para los distintos escenarios de generación. Analizando los escenarios 2 a 5, en la medida que hay un aumento de generación CSP disminuye el beneficio de utilizar un nuevo modelo de central geotérmica con respecto al modelo convencional. En los escenarios 8 a 11, que representan escenarios de generación solar FV que va desde menos a más capacidad instalada, hay un aumento del beneficio de implementar el nuevo modelo a mayor capacidad instalada. Esto se debe a que la generación solar FV disminuye la necesidad de abastecer la demanda de día, pudiendo abastecer la demanda de los bloques de noche, donde la energía tiene un costo marginal mucho más alto. Finalmente al evaluar el escenario 12 y 13, hay un aumento de la generación hidráulica en el escenario 13 y se ve una disminución del ingreso medio. La generación hidráulica contribuye a disminuir los costos marginales de los bloques de noche en los meses de verano, por lo que eso permite disminuir los beneficios de implementar el modelo.

Tabla 4.14: Ingresos, energía total e ingreso medio, entendido como el ingreso total dividido por la energía total, para cada escenario de simulación usando hidrología media

Escenario	Ingresos [kUSD]		Energía total [GWh]		Ingreso medio [USD/MWh]		Diferencias [USD/MWh]
	Nuevo modelo	Convencional	Nuevo modelo	Convencional	Nuevo modelo	Convencional	
A	364,150.47	334,268.91	5,537.11	5,472.33	65.77	61.08	4.68
2	405,694.26	363,980.82	5,537.05	5,472.33	73.27	66.51	6.76
3	379,646.58	346,257.51	5,537.06	5,472.33	68.56	63.27	5.29
4	351,298.13	324,476.04	5,537.16	5,472.33	63.44	59.29	4.15
5	340,180.11	316,394.87	5,537.24	5,472.33	61.43	57.82	3.62
6	304,364.12	285,076.84	5,537.16	5,472.33	54.97	52.09	2.87
7	373,346.27	337,675.60	5,537.03	5,472.33	67.43	61.71	5.72
8	390,670.95	370,132.49	5,537.19	5,472.33	70.55	67.64	2.92
9	374,489.90	349,023.01	5,536.91	5,472.33	67.64	63.78	3.86
10	355,672.69	321,940.39	5,537.17	5,472.33	64.23	58.83	5.40
11	350,419.45	314,878.40	5,537.16	5,472.33	63.29	57.54	5.74
12	374,817.96	341,890.33	5,537.05	5,472.33	67.69	62.48	5.22
13	350,924.66	324,455.98	5,537.12	5,472.33	63.38	59.29	4.09

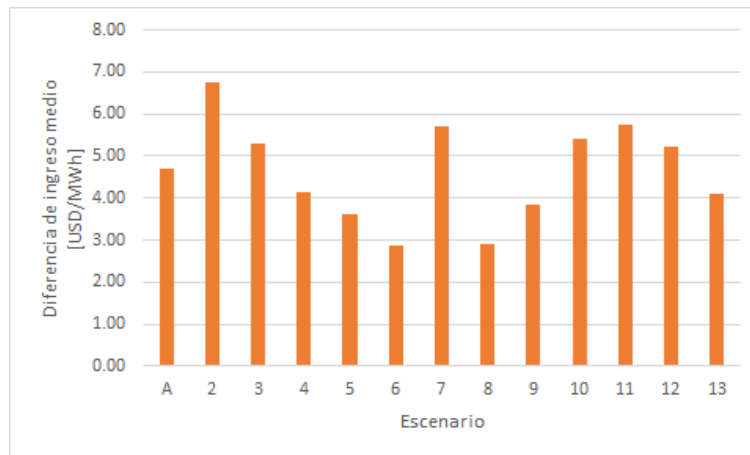


Figura 4.24: Diferencias de ingreso medio entre escenarios de simulación y generación convencional

## 4.5. Consecuencias importantes de adoptar un nuevo modelo de generación geotérmica que no son abordadas en el estudio

El nuevo modelo de generación geotérmica ha demostrado poseer ventajas con respecto a un modelo de generación geotérmica convencional, sin embargo estas ventajas son válidas para el problema que resuelve, que es la operación de largo plazo a mínimo costo. En la operación real del sistema, hay aspectos que modifican el resultado de la operación de largo plazo obtenida, que van desde costos de partida, restricciones de seguridad, etc. Además de lo anterior, se seleccionaron 2 problemas principales que podrían afectar de mayor manera la decisión de adoptar un nuevo modelo para la central geotérmica o no.

### 4.5.1. Potencia de suficiencia

Cuando se habla de ingresos para una central de energía, en este trabajo se relaciona inequívocamente con el pago que se realiza por unidad de energía. Incluso al analizar los ingresos por energía, se muestra que para una central geotérmica este ingreso aumenta al gestionarse como un embalse. Sin embargo, no necesariamente el nuevo modelo implica un aumento de ingresos para la central geotérmica. Las centrales del SEN no reciben solamente un pago por energía, sino que también recibe una remuneración por aportar a la suficiencia del sistema, lo que se conoce como "Potencia de Suficiencia". Este pago es importante de mencionar porque la nueva forma de modelar la generación geotérmica impacta en la Potencia de Suficiencia de la central.

En [15] se define la Potencia de Suficiencia como "Potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador". Las ecuaciones que se utilizan para el cálculo de esta potencia se explicitan en [16].

Al operar la central geotérmica de modo convencional, como una central térmica, la potencia inicial de suficiencia está dada por:

$$P_{ini} = P_{max}IP \cdot DIP \quad (4.2)$$

Donde

- $P_{max}IP$ : Potencia máxima bruta asociada al Insumo Principal de la central térmica.
- $DIP$ : es la disponibilidad media anual del insumo principal.

Uno de los supuestos de este trabajo es que la central geotérmica tiene disponible su insumo principal (el fluido del reservorio) hasta su fecha de agotamiento, por lo tanto la potencia inicial de suficiencia debe ser la potencia máxima.

En lo que respecta al otro tipo de operación, si la central geotérmica se opera como embalse, la potencia inicial de suficiencia para este caso particular está dada por:

$$P_{ini} = \text{mín}(P_{max}, P_{ini_{reg}}) \quad (4.3)$$

Con:

$$P_{ini_{reg\ i}} = E_{reg\ i} \cdot \left( \frac{P_{ini\ conjunto}}{\sum_i E_{reg\ i}} \right) \quad (4.4)$$

Donde:

- $P_{ini_{reg\ i}}$  es la Potencia Inicial de Regulación de la central hidroeléctrica  $i$  que aporta con Energía de Regulación.
- $E_{reg\ i}$  es la Energía de Regulación individual de la central  $i$

- $P_{ini\ conjunto}$  es la Potencia Inicial de Regulación del conjunto de centrales hidroeléctricas que aportan Energía de regulación.

La energía de regulación para el caso de Cerro Pabellón es:

$$E_{reg} = \text{mín}(E_{max}, E_{inicial} + Q_{afllu} \cdot \eta \cdot 24 \cdot 365) \quad (4.5)$$

De las ecuaciones (4.4) y (4.5) se desprende que la potencia inicial de suficiencia con los supuestos tomados va a ser cada vez menor a lo largo del tiempo, dado que la energía inicial opera de forma decreciente y el afluente para una hidrología seca no logra compensar el uso anual del fluido. Cuantificar este pago quedó fuera del alcance de este trabajo.

#### 4.5.2. Sistema de transmisión y localización de centrales geotérmicas

La representación del sistema de transmisión es un factor que puede llegar a ser importante en el resultado del problema de operación de largo plazo si los límites son muy restrictivos. En este trabajo el sistema de transmisión se modela de forma simplificada con 8 barras y 7 líneas, por lo que parte del efecto de los límites de transmisión se pierde con la simplificación del modelo.

Una ventaja que podría obtenerse de aplicar este nuevo modelo, es analizar si es posible aplazar alguna inversión en transmisión. Como la central geotérmica no funciona de manera continua en todo el periodo de estudio, podría estudiarse la posibilidad de limitar la generación en algunos años que están al comienzo del periodo de estudio para luego generar en un periodo que permita aplazar una decisión de instalar o no una nueva línea de transmisión.

Otro aspecto que no considera este trabajo es la ubicación de las posibles centrales a instalar en el SEN, la cual juega un rol muy importante en el modelo de central geotérmica. Primeramente los parámetros utilizados como el tamaño del reservorio y el afluente que se le asigna dependen del lugar en particular donde se instala la central. Este aspecto limita el modelo que se usa en este trabajo, debido a que esa información requiere estudios específicos para cuantificar estos parámetros, por lo tanto se decide no aumentar la generación en otras zonas del SEN.

Como se vio en apartados anteriores de este trabajo, la operación de la central geotérmica en el largo plazo depende del resto de las centrales instaladas en el sistema. Los cálculos utilizados en base a los costos marginales de los distintos bloques, se hacen para la barra de inyección de la central geotérmica, la cual tiene un perfil específico de generación. En particular, en la zona donde se ubica la central geotérmica predomina la generación solar y térmica, influyendo en los resultados encontrados.

El tema de la ubicación de la generación geotérmica en un futuro puede ser muy importante, debido a que el potencial de este tipo de tecnología se encuentra disperso a lo largo del país. Respecto a esto, existe un mapa que muestra los lugares con potencial geotérmico

en Chile desarrollado por el Centro de Excelencia en Geotermia de los Andes (CEGA) más otras instituciones [1], el cual se muestra en la Figura 4.25.

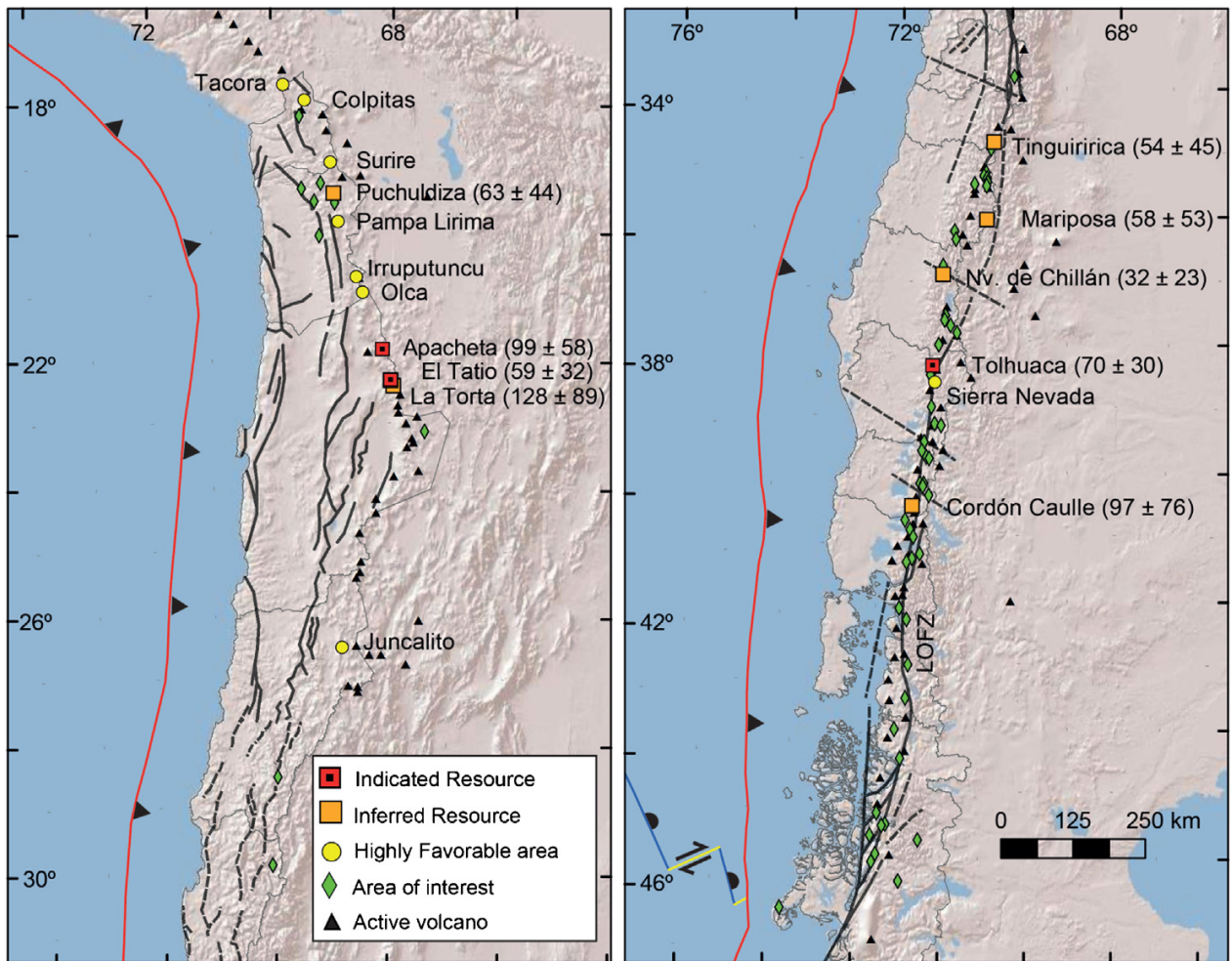


Figura 4.25: Mapa de lugares con potencial geotérmico en Chile (Fuente: [1])

Hay 2 sectores identificados en la Figura 4.25 que pueden separarse en 2 grupos:

- Sector norte: Puchuldiza, Apacheta, El Tatio y La Torta.
- Sector centro-sur: Tinguiririca, Mariposa, Nevados de Chillán, Tolhuaca y Cerdón Caulle.

La distribución del potencial geotérmico muestra que, a pesar de que todo este estudio se haya realizado tomando como referencia una barra y central en una zona en el norte del país, los resultados de este trabajo poseen una gran validez debido a que gran parte del potencial geotérmico se concentra en la zona norte del país.

El otro sector importante que se identifica es el sector centro-sur, el está ubicado en una zona con mayor cantidad de precipitaciones. El utilizar este modelo con centrales que se encuentran en esta zona requiere unas consideraciones adicionales que quedan propuestas para un trabajo futuro. Entre otros aspectos que hacen a esta zona especial, está el afluente

de la central. A priori podría asignársele una mayor recarga del reservorio a lo largo del horizonte de planificación, lo que permitiría contar con más energía que si la central estuviese ubicada más al norte, sin embargo, lo anterior no es garantía de tener más fluido disponible debido a que tal recarga depende de factores geológicos (el porcentaje que permea hacia el reservorio). También la operación de esta central depende del resto de las centrales instaladas en el sistema, por lo tanto las preferencias de generación de potencia experimentadas por las centrales que están en el norte podrían no ser las mismas que para las que están en esta zona, dando preferencia a otros meses u otros bloques de energía.



# Capítulo 5

## Conclusiones

La principal conclusión, es que considerar la vida útil de un reservorio geotermal de una central geotérmica ha demostrado ser eficaz en ciertos aspectos de acuerdo al modelo realizado. El análisis de la gestión del reservorio geotermal se puede dividir en 3 aspectos: se analiza si un año la central produce más energía que otro, si hay una estacionalidad en cada año y si se privilegia la generación en horas de día o de noche.

La central de estudio al aplicarse el nuevo modelo privilegió la generación en los primeros años del periodo de estudio. Este comportamiento no fue muy diferente con respecto a la generación convencional, por lo tanto se concluye que la gestión que se hace al considerar la vida útil no genera una mejora en este aspecto.

Al analizar lo que ocurre en un año, el nuevo modelo propuesto muestra preferencias por determinados meses del año para generar, por lo tanto el nuevo modelo introduce una mejora al no utilizar la energía en meses del año que no son tan necesarios. Los meses del año que el modelo arrojó como más prioritarios son los meses de verano, sin embargo si una central geotérmica no opera en el norte del país esto podría modificarse, dado que en la zona norte hay una fuerte presencia de generación solar. Los resultados obtenidos en este trabajo ofrecen una buena referencia, debido a que gran parte del potencial geotérmico se ubica en la zona norte del país. Sin embargo, para evaluar el desempeño de una central en la zona centro-sur del país (la otra zona con gran potencial geotérmica) los meses "prioritarios" podrían variar.

La operación de la central geotérmica privilegia la generación en los bloques de noche. Esto se debe a que se proyecta una gran generación solar en el país, considerando además que esta se ubica en la zona norte del país, gestionar la energía geotérmica para cubrir las horas de noche reporta un gran beneficio.

La operación de la generación geotérmica con el nuevo modelo depende principalmente del resto de las instalaciones del sistema. Como se utilizó solo una central geotérmica ubicada en la zona norte (en el SING), la generación demostró depender de 3 factores principales: la expansión de centrales solares fotovoltaicas, la expansión de centrales de concentración solar de potencia y de la hidrología que imperaba en el sistema.

Los cambios en la generación solar en general están asociados a aumentar la generación en un bloque en desmedro de otro dentro de un mismo mes, manteniendo la estacionalidad.

La generación hidráulica por otro lado, fue el evento que presentó las mayores diferencias al cambiar de un escenario de hidrología seca a hidrología húmeda. La generación hidráulica cumple un rol similar a la geotermia, siendo un factor fundamental para reducir los costos en las horas de noche. Cuando se está en presencia de muchos años húmedos, el nuevo modelo de la central geotérmica permitió distribuir esa energía en bloques de día que antes no eran considerados; mientras que para años secos se privilegió la generación en horas de noche. Además, en este caso el rango de meses que se modificó fue mucho más amplio.

El promedio mensual del costo de oportunidad de una central geotérmica y los costos marginales de la barra de inyección demostraron ser un buen indicador para determinar los bloques y meses en que la central geotérmica privilegia la generación. Al modificar una sola variable, como la capacidad instalada de un cierto tipo de tecnología, el cambio en la curva permite darse una idea aproximada de cuál será el siguiente bloque y mes que la central aumentará su generación.

En el trabajo se utilizó una pequeña central de 50 [MW] para realizar la mayoría de las pruebas. Uno de los eventos que podría restarle validez a las conclusiones, es que en largo plazo haya una gran expansión de centrales geotérmicas, debido a que una gran expansión geotérmica ejercería una influencia sobre el sistema y modificaría algunos patrones que se observan actualmente ya sea en la generación hidráulica de embalse (que no van de la mano) y en la generación térmica. De todos modos, según el estudio realizado por el CEGA [1], el potencial geotérmico más probable representa menos del 5% de la generación proyectada al final del periodo de estudio. Se probó un escenario de simulación con una capacidad instalada acorde a lo que podría instalarse en el futuro (500 [MW]), sin embargo entregó resultados muy similares en términos proporcionales a la central de 50 [MW]

Se comparó la generación de la central geotérmica y la generación de embalse, donde se concluye que no existe una correlación evidente entre ambas tecnologías de generación. Las principales causas que explican estas diferencias, se encuentran en que los órdenes de magnitud de agua embalsada y afluentes son muy diferentes para los distintos tipos de tecnología, además para la generación geotérmica se considera un periodo de lluvia en el verano, lo que es muy diferente al periodo de lluvias en el resto del país.

Respecto a la validez del modelo modificado, hay 2 aspectos importantes. Lo primero es que la creación del modelo está sujeta a lo que puede recibir como datos de entrada el software de simulación PLP, por lo que se tuvo como limitante para proponer una modificación al modelo de central convencional.

El segundo aspecto y mucho más importante, es que para representar una central geotérmica como un embalse, es necesario contar con parámetros tales como el tamaño del reservorio y la tasa de recarga de fluido de éste. Estos parámetros de la central geotérmica, a diferencia del volumen de un embalse y su afluente, son estimados y tienen una incertidumbre muy superior a su análogo hidráulico. Se analizó el impacto de modificar los parámetros, resultando el afluente el parámetro que más cambios ocasionó en la generación promedio. A pesar de lo anterior, la importancia del parámetro depende del periodo de estudio considerado.

El modificar el modelo de generación convencional trae beneficios en términos de los ingresos por energía que tendría la central geotérmica. Dependiendo del tipo de generación que conforme el sistema los beneficios de implementar un nuevo modelo serán mayores o más acotados. Con el plan de obras utilizado, la tendencia era que los mayores beneficios se obtenían en la medida que se cubrieran más horas de noche, debido a que se considera un aumento sostenido de generación solar fotovoltaica que solo beneficia a los bloques de día.

Finalmente, el modelo propuesto para la central geotérmica puede ir mejorando con el tiempo en la medida de que se realicen más proyectos geotérmicos y se agoten otros ya existentes en Chile, lo que permitirá contar con mejores estimaciones para modelar las diversas centrales. Como trabajo futuro resulta importante analizar el efecto de instalar una central en la zona centro-sur del país.

# Bibliografía

- [1] D. Aravena, M. Muñoz, D. Morata, A. Lahsen, M. Ángel Parada, and P. Dobson, “Assessment of high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile,” *Geothermics*, vol. 59, no. Part A, pp. 1 – 13, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037565051500111X>
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional. (2017) Funciones. [Online]. Available: <https://www.coordinadorelectrico.cl/nosotros/el-coordinador/funciones/>
- [3] M. Muratori, C. Ledna, H. McJeon, P. Kyle, P. Patel, S. H. Kim, M. Wise, H. S. Khesghi, L. E. Clarke, and J. Edmonds, “Cost of power or power of cost: A U.S. modeling perspective,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 861 – 874, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117305531>
- [4] L. Rybach, “Geothermal sustainability,” *Quarterly Bulletin - Oregon Institute of Technology. Geo-Heat Center*, vol. 28, no. 3, pp. 2–7, 2007.
- [5] “CE-UCh Datos Modelación Largo Plazo,” 2016. [Online]. Available: [http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page\\_id=12](http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/?page_id=12)
- [6] S. W. Wallace and S.-E. Fleten, “Stochastic programming models in energy,” in *Stochastic Programming*, ser. Handbooks in Operations Research and Management Science. Elsevier, 2003, vol. 10, pp. 637 – 677. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927050703100102>
- [7] Dirección de Planificación y Desarrollo, “Incorporación de generación fotovoltaica y eólica al modelo PLP,” Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Tech. Rep., 2015.
- [8] M. Pereira, N. Campodónico, and R. Kelman, “Application of stochastic dual DP and extensions to hydrothermal scheduling,” Power System Research Inc (PSRI), Tech. Rep. 012, Apr. 1999.
- [9] M. Matus, J. Ayaviri, E. Pereira, and P. S, “Mejoras software de programación de largo plazo – bloques de demanda,” Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Tech. Rep., Mar. 2013.

- [10] S. Püschel-Løvengreen, R. Palma-Behnke, and B. van Campen, “Systematic tool to plan and evaluate demand side strategies during sustained energy crises in hydrothermal power systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 305 – 314, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515001544>
- [11] Dirección de Operación, “Puesta en marcha modelo plp,” Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Tech. Rep., 2003.
- [12] T. A. F. Soelaiman, “7 - geothermal energy,” in *Electric Renewable Energy Systems*, M. H. Rashid, Ed. Boston: Academic Press, 2016, pp. 114 – 139. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128044483000074>
- [13] Geotérmica del Norte S.A., “Estudio de impacto ambiental central térmica Cerro Pabellón,” 2012. [Online]. Available: <http://seia.sea.gob.cl/documentos/documento.php?idDocumento=5569787>
- [14] C. Apollaro, G. Vespasiano, R. D. Rosa, and L. Marini, “Use of mean residence time and flowrate of thermal waters to evaluate the volume of reservoir water contributing to the natural discharge and the related geothermal reservoir volume. application to northern thailand hot springs,” *Geothermics*, vol. 58, no. Supplement C, pp. 62 – 74, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650515001169>
- [15] “Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras,” Jan. 2016.
- [16] “Cálculo definitivo de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del SIC,” 2017.

# Apéndice A

## Modelo matemático utilizado por el PLP

El modelo matemático expuesto está basado en un informe hecho por el centro de energía de la FCFM de la Universidad de Chile [9].

### A.1. Glosario de índices, parámetros y variables

- Índices:  
 $i, j$  Centrales

$$i, j \in \begin{cases} 1 \dots N_E & : \text{Centrales de embalse} \\ N_E + 1 \dots N_E + N_S & : \text{Centrales serie} \\ N_E + N_S + 1 \dots N_E + N_S + N_P & : \text{Centrales de pasada} \\ N_E + N_S + N_P + 1 \dots N_E + N_S + N_P + N_T & : \text{Centrales térmicas} \\ N_E + N_S + N_P + N_T + 1 \dots N_{TC} & : \text{Centrales de falla} \end{cases}$$

$t$	Etapas	$t \in \{1, \dots, N_E\}$
$b$	Bloques	$b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$
$m, n$	Barras	$m, n \in \{1, \dots, N_B\}$
$l$	Líneas	$l \in \{1, \dots, N_L\}$
$k$	Tramos del modelo de pérdidas en líneas	$k \in \{1, \dots, N_T\}$
$h$	Hidrologías	$h \in \{1, \dots, N_H\}$
$s$	Secuencias	$s \in \{1, \dots, N_{SEC}\}$
$y$	Iteración	$y \in \{1, \dots, N_Y\}$

- Variables

$g_{ib}$	$i \in \begin{cases} 0 \leq i \leq N_{TH} & : \text{Caudal turbinado por central hidro } i\text{-ésimo, bloque } b \\ N_{TH} + 1 \leq i \leq N_{TC} & : \text{Potencia generador térmico o de falla } i\text{-ésimo, bloque } b \end{cases}$
$f_{lkb}^+$	Flujo positivo (entra a) línea l-ésima tramo k-ésimo, bloque $b$
$f_{lkb}^-$	Flujo negativo línea l-ésima tramo k-ésimo, bloque $b$
$\theta_{mb}$	Ángulo de fase barra m-ésima, bloque $b$
$q_{v_{ib}}$	Caudal vertimiento central de embalse o serie i-ésima, bloque $b$
$q_{r_{ib}}$	Caudal retiro de embalse i-ésimo, bloque $b$
$a_{f_{ib}}$	Afluente ficticio embalse i-ésimo, bloque $b$
$v_{f_{it}}$	Volumen en embalse i-ésimo al final de la etapa $t$
$\vec{v}_t$	Vector de volúmenes finales embalses, etapa $t$
$\vartheta_{ht}$	Costo futuro de la etapa $t$ para la hidrología futura h-ésima.

• Parámetros

$FD_t$	Factor de descuento etapa $t$
$H_{tb}$	Duración del bloque $b$ en la etapa $t$
$FT$	Factor de tiempo (3600 [seg/hora])
$S_B$	Potencia base para cálculos en [p.u]
$PB_{ht}$	Probabilidad de ocurrencia de escenario hidrológico h-ésimo en la etapa $t$ .
$LB_{lmn}$	Matriz de interconexión barras m-ésima y n-ésima a través de línea l-ésima.
$A_{mi}$	Matriz de conexión-rendimientos centrales (barra m-ésima central i-ésima)
$CG_{it}$	Matriz temporal de costos generación térmica y falla i-ésima [\$/kWh].
$CGH_{ij}$	Matriz de conexión de caudales turbinados desde la central j-ésima a la central i-ésima
$CVH_{ij}$	Matriz de conexión de caudales vertidos desde la central j-ésima a la central i-ésima.
$Q_{its}$	Afluente a la central de embalse/serie/pasada i-ésima en la etapa $t$ , para la secuencia $s$ .
$\varphi_{hty}$	Aproximación de la función de costos futuros en la etapa $t$ , para la hidrología futura $h$ generada en la fase dual y-ésima.
$N_{GT}$	Número de centrales térmicas
$N_E$	Número de embalses/centrales de embalse
$N_S$	Número de centrales serie
$N_P$	Número de centrales de pasada
$N_{TC}$	Número total de centrales
$N_E$	Número total de centrales hidroeléctricas
$N_L$	Número de líneas
$N_T$	Número de tramos del modelo lineal de pérdidas
$N_B$	Número de barras
$N_{H_t}$	Número total de hidrologías en la etapa $t$
$N_{BL_t}$	Número de bloques en etapa $t$
$N_Y$	Número de iteraciones (iteración: fase primal y dual completa) hasta la convergencia
$CGT_{it}$	Costo de generación térmica central i-ésima, etapa $t$ .
$CF_t$	Costo de falla etapa $t$
$CV$	Costo de penalización del vertimiento
$CAF$	Costo de penalización de afluentes ficticios
$CL$	Costo de penalización de flujos por líneas
$C_{\max_l}$	Capacidad máxima de transferencia línea l-ésima
$R_l$	Resistencia serie línea l-ésima

$X_l$	Reactancia serie línea l-ésima
$F_{r_i}$	Factor de rendimiento hídrico central i-ésima
$P_{mtb}$	Potencia demandada en la barra m-ésima en el bloque b, etapa t
$g_i^{\min}$	Potencia mínima generable/caudal mínimo turbinable central i-ésima
$g_i^{\max}$	Potencia máxima generable/caudal máximo turbinable central i-ésima
$q_{v_i}^{\max}$	Caudal máximo de vertimiento central i-ésima
$v_{f_{it}}^{\min}$	Volumen mínimo embalse i-ésimo etapa t
$v_{f_{it}}^{\max}$	Volumen máximo embalse i-ésimo etapa t
$q_{r_{ib}}^{\min}$	Caudal mínimo de extracción del embalse i-ésimo en el bloque b
$q_{r_{ib}}^{\max}$	Caudal máximo de extracción del embalse i-ésimo en el bloque b

- Matrices

- Matriz de interconexión eléctrica:

$$LB_{imn} = \begin{cases} 1 & \text{si línea } l \text{ conecta a las barras } m \text{ y } n \\ 0 & \text{si no} \end{cases}$$

- Matriz de rendimiento:

$$A_{mi} = \begin{cases} F_{r_i} & \text{si } 1 \leq i \leq N_{TH} \text{ y si central } i \text{ está conectada a la barra } m \\ 1 & \text{si } N_{TH} + 1 \leq i \leq N_{TC} \text{ y si central } i \text{ está conectada a la barra } m \\ 0 & \text{si no} \end{cases}$$

- Matriz de costos de generación:

$$CG_{it} = \begin{cases} CGT_{it} & N_{TH} + 1 \leq i \leq N_{TH} + N_{GT} \\ CF_t & N_{TH} + N_{GT} + 1 \leq i \leq N_{TC} \end{cases}$$

- Matriz de caudal turbinado:

$$CGH_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si caudal turbinado de la central } j \text{ acaba en la central } i \\ 0 & \text{si no} \end{cases}$$

- Matriz de caudal vertido:

$$CVH_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si caudal vertido de la central } j \text{ acaba en la central } i \\ 0 & \text{si no} \end{cases}$$

## A.2. Función objetivo

La función objetivo a resolver es:

$$\begin{aligned} \min \Phi = & FD_t \sum_{b=1}^{N_{BLt}} \left[ \sum_{i=N_{TH}+1}^{N_{TC}} CG_{it} \cdot H_{tb} \cdot g_{ib} + CL \cdot FT \sum_{l=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_T} (f_{lkb}^+ + f_{lkb}^-) \right. \\ & \left. + \frac{CV \cdot H_{tb} \cdot FT}{1,01^t} \left( \sum_{i=1}^{N_E+N_S} q_{v_{ib}} \right) + CAF \cdot H_{tb} \cdot FT \sum_{i=1}^{N_E} a_{f_{ib}} \right] + \sum_{h=1}^{N_{H(t+1)}} PB_{h(t+1)} \cdot \vartheta_t \end{aligned} \quad (A.1)$$



## A.3. Restricciones

### A.3.1. Balance nodal

Esta restricción muestra un balance de potencia, que debe cumplirse para cada barra y en cada bloque:

$$\sum_{i=1}^{N_{TC}} A_{mi} \cdot g_{ib} + \sum_{n=1}^{N_B} \sum_{l=1}^{N_L} LB_{lmn} \left[ \sum_{k=1}^{N_T} (f_{lkb}^+ - f_{lkb}^-) - \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{\max l}}{N_T} \cdot R_l \cdot (2k-1)(f_{lkb}^+ - f_{lkb}^-) \right] = P_{mtb} \quad (\text{A.2})$$

$$\forall m \in \{1, \dots, N_B\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$$

### A.3.2. Balance flujo DC

Se realiza un flujo de potencia DC, el cual genera una restricción por línea y por bloque.

$$\sum_{t=1}^{N_T} f_{lkb}^+ - \sum_{t=1}^{N_T} f_{lkb}^- - \left[ \frac{\sum_{m=1}^{N_B} \sum_{n \neq m}^{N_B} [LB_{lmn}(\theta_{nb} - \theta_{mb})]}{X_l} \right] \cdot S_B = 0 \quad (\text{A.3})$$

$$\forall l \in \{1, \dots, N_L\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$$

### A.3.3. Balance de caudal por embalse

Para cada bloque y para cada embalse debe cumplirse:

$$FT \cdot H_{tb} \left[ g_{ib} + q_{v_{ib}} - a_{f_{ib}} - \sum_{j=1}^{N_E + N_S} CGH_{ij} \cdot g_{jb} - \sum_{j=1}^{N_E + N_S} CVH_{ij} \cdot q_{v_{jb}} + q_{r_{ib}} \right] = FT \cdot H_{tb} \cdot Q_{its} \quad (\text{A.4})$$

$$\forall i \in \{1, \dots, N_E\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$$

### A.3.4. Balance de volumen por embalse por etapa

Para cada embalse debe cumplirse:

$$v_{f_{it}} - \sum_{b=1}^{N_{BLt}} FT \cdot H_{tb} \cdot q_{r_{ib}} = v_{f_{i(t-1)}} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_E\} \quad (\text{A.5})$$

### A.3.5. Balance de volumen centrales serie

$$FT \cdot H_{tb} \left[ g_{ib} + q_{v_{ib}} - \sum_{j=1}^{N_E+N_S} CGH_{ij} \cdot g_{jb} - \sum_{j=1}^{N_E+N_S} CVH_{ij} \cdot q_{v_{jb}} \right] = FT \cdot H_{tb} \cdot Q_{its} \quad (\text{A.6})$$

$$\forall i \in \{N_E + 1, \dots, N_S + N_E\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$$

### A.3.6. Costos futuros

$$\vartheta_{ht} \geq \varphi_{hty}(\vec{v}_t) \quad \forall h \in \{1, \dots, N_{Ht}\}, \forall y \quad (\text{A.7})$$

## A.4. Límites

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \begin{cases} i \in \{1, \dots, N_{TH}\} & : \text{afluente mín, max turbinables} \\ i \in \{N_{TH} + 1, \dots, N_{TH} + N_{GT}\} & : \text{potencias mín, max generables} \\ i \in \{N_E + N_S + N_P + N_T, \dots, N_{TC}\} & : \text{potencias mín, max de falla} \end{cases}$$

$$\begin{array}{llll} 0 & \leq & f_{lk}^+, f_{lk}^- & \leq \frac{C_{\max l}}{N_T} \quad \forall l, k \\ 0 & \leq & \theta_m & \leq \infty \quad \forall m \in \{1, \dots, N_B\} \\ 0 & \leq & q_{v_i} & \leq q_{v_i}^{\max} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_E + N_S\} \\ 0 & \leq & a_{f_i} & \leq \infty \quad \forall i \in \{1, \dots, N_E\} \\ v_{f_{it}}^{\min} & \leq & v_{f_{it}} & \leq v_{f_{it}}^{\max} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_E\} \\ 0 & \leq & \vartheta_{ht} & \leq \infty \quad \forall m \in \{1, \dots, N_{Ht}\} \\ 0 & \leq & q_{r_{ib}} & \leq q_{r_{ib}}^{\max} \quad \forall i \in \{1, \dots, N_E\}, \forall b \in \{1, \dots, N_{BLt}\} \end{array}$$



# Apéndice B

## Elementos del modelo de red eléctrica e hidráulica

### B.1. Centrales del SEN utilizadas en el modelo

Tabla B.1: Centrales eólicas del SEN

Centrales	Costo Variable	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de entrada
		Sist. resumido	SEN		
Eol Taltal	7.7	SIC Norte	Paposo220	99.0	
Eol. Talinay Oriente	7.7	SIC Centro Norte	Talinay220	90.0	
Eol. Talinay Poniente	7.7	SIC Centro Norte	Talinay220	60.6	
Eol. El Arrayan	7.7	SIC Centro Norte	DonGoyo220	100.0	
Eol. Totoral	7.7	SIC Centro Norte	LPalmas220	46.0	
Eol. Punta Colorada	7.7	SIC Centro Norte	PColorada220	20.0	
Eol. Monte Redondo	7.7	SIC Centro Norte	LPalmas220	48.0	
Eol. Canela	7.7	SIC Centro Norte	LPalmas220	18.2	
Eol. Canela 2	7.7	SIC Centro Norte	LPalmas220	60.0	
Eol. Punta Palmeras	7.7	SIC Centro Norte	LPalmas220	45.0	
Eol. Los Cururos	7.7	SIC Centro Norte	LaCebada220	110.0	
Eol. Ucuquer	7.7	SIC Centro	Rapel220	7.0	
Eol. Ucuquer 2	7.7	SIC Centro	Rapel220	10.2	
Eol. Lebu	7.7	SIC Centro Sur C	Horcones66	10.0	
Eol. Huajache	7.7	SIC Centro Sur C	Horcones66	6.0	
Eol. Raki	7.7	SIC Centro Sur C	Horcones66	15.0	
Eol. Cuel	7.7	SIC Centro Sur C	Charrua154	33.0	
Eol. Los Buenos Aires	7.7	SIC Centro Sur C	Charrua066	39.6	
Eol. Renaico	7.7	SIC Centro Sur C	Temuco220	88.0	
Eol. Las Penas	7.7	SIC Centro Sur C	Horcones66	8.0	
Eol. Esperanza	7.7	SIC Centro Sur C	Charrua154	10.5	
Eol. San Pedro	7.7	SIC Sur	Chiloe110	36.0	
Eol. San Pedro 2	7.7	SIC Sur	Chiloe110	65.0	
Eol. Valle de los Vientos	7.7	SING Centro	Calama110	90.0	
Eol. Sierra Gorda	7.7	SING Centro	Encuentro220	112.0	
Eol. Cabo Leones	7.7	SIC Centro Norte		115.5	01-04-2017
Eol. Cabo Leones 2 y 3	7.7	SIC Centro Norte		199.5	01-10-2020
Eol. Cerro Tigre	7.7	SING Sur		147.2	01-10-2020
Eol Lic 2018 SICSur	7.7	SIC Sur		204.0	01-10-2018
Eol Loc 2020 SICCenSurC	7.7	SIC Centro Sur C		662.7	01-10-2020
Eol Lic 2020 SICSur	7.7	SIC Sur		352.3	01-10-2020
Eol. San Juan	7.7	SIC Centro Norte		92.4	01-01-2017
Eol. Sarco	7.7	SIC Centro Norte		170.0	01-07-2018
Eol. Tchamma Ckani	7.7	SING Centro		258.4	01-10-2020
Proy Eol. 1 SICCenSurC	7.7	SIC Centro Sur C		1.0	01-01-2036
Proy Eol. 3 Chiloe SICSur	7.7	SIC Sur		1.0	01-01-2036

Tabla B.2: Centrales solares del SEN (Parte 1)

Centrales	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
		Sist. Reducido	SEN		
Sol. Lalackama	6.0	SIC Norte	Paposo220	55.0	
Sol. Lalackama II	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	16.5	
Sol. Diego de Almagro	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	28.1	
Sol. Diego de Almagro II	6.0	SIC Norte		4.0	
Sol. San Andres	6.0	SIC Norte	SanAndres220	50.6	
Sol. El Salvador	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	68.0	
Sol. SDGx01	6.0	SIC Centro Norte	CPinto220	1.3	
Sol. Altamira	6.0	SIC Centro		0.2	
Sol. Chanares	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	34.9	
Sol. Esperanza	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	2.9	
Sol. Javiera	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	65.0	
Sol. Pilarla	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	3.0	
Sol. Conejo	6.0	SIC Norte	Paposo220	104.0	
Sol. Carrera Pinto I	6.0	SIC Norte	CPinto220	20.0	
Sol. Carrera Pinto II	6.0	SIC Norte	CPinto220	73.5	
Sol. Luz del Norte	6.0	SIC Norte	CPinto220	141.0	
Sol. Pampa Solar Norte	6.0	SIC Norte	DAlmagro110	69.0	
Sol. Tambo Real	6.0	SIC Centro Norte	PAzucar110	2.9	
Sol. Lasilla	6.0	SIC Centro Norte	Maitencillo110	1.9	
Sol. Luna	6.0	SIC Centro Norte	PAzucar110	3.0	
Sol. Sol	6.0	SIC Centro Norte	PAzucar110	3.0	
Sol. Lachapeana	6.0	SIC Centro Norte	Ovalle66	2.8	
Sol. Las Mollacas	6.0	SIC Centro Norte	Ovalle66	2.8	
Sol. Cardones	6.0	SIC Centro Norte		0.4	
Sol. Bellavista	6.0	SIC Centro	LVilos220	3.0	
Sol. Lagumilla	6.0	SIC Centro Norte	Ovalle66	3.0	
Sol. Santa Cecilia	6.0	SIC Centro Norte	Maitencillo110	3.0	
Sol. Llano Llampos	6.0	SIC Centro Norte	Cardones220	101.0	
Sol. Casas Blancas	6.0	SIC Centro Norte	Punitaqui66	2.0	
Sol. Loma_Los Colorados	6.0	SIC Centro Norte	Punitaqui66	1.1	
Sol. Lomas Coloradas	6.0	SIC Centro Norte	Punitaqui66	2.0	
Sol. Los Loros	6.0	SIC Centro Norte	Cardones110	45.8	
Sol. Chuchini	6.0	SIC Centro	LVilos220	2.9	
Sol. Tiltitil	6.0	SIC Centro	LVegas110	2.5	
Sol. Las Terrazas	6.0	SIC Centro Norte	AJahuel220	3.0	
Sol. Hornitos	6.0	SIC Centro Norte		0.3	
Sol. Las Araucarias	6.0	SIC Centro	Polpaico220	4.0	
Sol. Santa Julia	6.0	SIC Centro	LVilos220	3.0	
Sol. Cordillera	6.0	SIC Centro		40.0	
Sol. El Paico	6.0	SIC Centro	AMelipill220	2.1	
Sol. Quilapilun	6.0	SIC Centro	Polpaico220	103.2	
Sol. Pampa Camarones I	6.0	SING Norte	PozoAlmonte110	6.2	
Sol. El Aguila	6.0	SING Norte	ElAguila066	2.0	
Sol. Pozo Almonte 1	6.0	SING Norte	PozoAlmonte066	9.0	
Sol. Pozo Almonte 2	6.0	SING Norte	PozoAlmonte066	7.5	
Sol. Pozo Almonte 3	6.0	SING Norte	PozoAlmonte066	16.0	
Sol. Los Puquios	6.0	SING Norte	Tamarugal066	2.5	
Sol. Picai	6.0	SING Norte	Lagunas220	0.6	
Sol. La Huayca	6.0	SING Norte	PozoAlmonte066	25.0	
Sol. Jama I	6.0	SING Centro	Calama110	30.0	
Sol. Jama II	6.0	SING Centro	Calama110	21.0	
Sol. Maria Elena	6.0	SING Centro	Crucero220	67.7	
Sol. Finis Terrae	6.0	SING Centro	Encuentro220	137.3	
Sol. Andes Solar	6.0	SING Sur	Andes220	21.4	

Tabla B.3: Centrales solares del SEN (Parte 2)

Centrales	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
		Sist. Reducido	SEN		
Sol. Alcones	6.0	SIC Centro		50.0	jul-19
Sol. Divisadero	6.0	SIC Centro Norte		65.0	jul-17
Sol. El Romero	6.0	SIC Centro Norte		196.0	abr-17
Sol. Granja Solar	6.0	SING Norte		100.0	oct-19
Sol. Guanaco Solar	6.0	SIC Norte		50.0	ene-18
Sol. Lic 2017 SIC Cen	6.0	SIC Centro		12.0	ene-18
Sol. Po 2017 SIC Cen	6.0	SIC Centro		63.5	ene-17
Sol. Po 2017 SIC Cen Nor	6.0	SIC Centro Norte		100.0	abr-17
Sol. Po 2017 SIC Nor	6.0	SIC Norte		28.0	abr-17
Sol. Po2017 SING Cen	6.0	SING Centro		307.9	ene-17
Sol. Po 2017 SING Nor	6.0	SING Norte		138.0	ene-17
Sol. Po 2017 SING Sur	6.0	SING Sur		196.0	ene-17
Sol. Inca de Varas	6.0	SIC Norte		120.0	ene-21
Sol. Quillagua	6.0	SING Centro		50.0	abr-18
Sol. Santiago Solar	6.0	SIC Centro		98.0	jul-17
Sol. Sol de Vallenar	6.0	SIC Centro Norte		50.0	oct-20
Sol. Talquilla Q Seca	6.0	SIC Centro Norte		6.0	ene-18
Sol. Valleland	6.0	SIC Centro Norte		66.7	ene-17
Sol. Valle Solar	6.0	SIC Centro Norte		74.0	jul-18
Proy PV 1A SIC Nor	6.0	SIC Norte		1.0	ene-32
Proy PV 1A SIC Cen Nor	6.0	SIC Centro Norte		1.0	ene-31
Proy PV 1A SING Nor	6.0	SING Norte		1.0	ene-28
Proy PV 1A SING Cen	6.0	SING Centro		1.0	ene-28
Proy PV 1A SING Sur	6.0	SING Sur		1.0	ene-31
CSP Cerro Dominador	3.0	SING Centro		105.6	abr-18
Proy CSP SING Cen	3.0	SING Centro		1.0	ene-39

Tabla B.4: Centrales térmicas de biomasa en el SEN

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
Celco 1	Biomasa	10.0	SIC Centro Sur A	Constitucion66	2.9	
Celco 2	Biomasa	56.0	SIC Centro Sur A	Constitucion66	1.9	
Arauco 1	Biomasa	40.0	SIC Centro Sur C	Horcones66	9.7	
Arauco 2	Biomasa	70.0	SIC Centro Sur C	Horcones66	9.7	
Cholguan 2	Biomasa	26.1	SIC Centro Sur C	Cholguan220	8.7	
Escuadron	Biomasa	46.4	SIC Centro Sur C	Cholguan220	12.0	
Valdivia 1	Biomasa	0.0	SIC Sur	Ciruelos220	5.8	
Valdivia 2	Biomasa	18.0	SIC Sur	Ciruelos220	8.7	
Valdivia 3	Biomasa	49.7	SIC Sur	Ciruelos220	5.8	
Masisa	Biomasa	41.1	SIC Centro Sur C	Charrua154	10.5	
Nueva Aldea 1	Biomasa	25.0	SIC Centro Sur C	SantaElvira66	13.5	
Nueva Aldea 3	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur C	SantaElvira66	35.8	
Licanten 1	Biomasa	63.0	SIC Centro Sur A	Itahue154	1.0	
Licanten 2	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur A	Itahue154	4.8	
Los Colorados 1	Biomasa	11.6	SIC Centro	PPeuco110	1.9	
Los Colorados 2	Biomasa	10.3	SIC Centro	PPeuco110	17.6	
Vinales 1	Biomasa	16.0	SIC Centro Sur A	Constitucion66	5.8	
Vinales 2	Biomasa	38.0	SIC Centro Sur A	Constitucion66	9.7	
Vinales 3	Biomasa	45.0	SIC Centro Sur A	Constitucion66	5.8	
Santa Fe 1	Biomasa	15.6	SIC Centro Sur C	Charrua220	16.5	
Santa Fe 2	Biomasa	27.8	SIC Centro Sur C	Charrua220	16.3	
Santa Fe 3	Biomasa	51.8	SIC Centro Sur C	Charrua220	15.6	
CMPC Laja 1	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur C	Charrua220	4.8	
CMPC Laja 2	Biomasa	43.0	SIC Centro Sur C	Charrua220	9.7	
CMPC Pacífico 1	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur C	Charrua220	11.2	
CMPC Pacífico 2	Biomasa	32.2	SIC Centro Sur C	Charrua220	10.5	
Laja 1	Biomasa	45.3	SIC Centro Sur C	Charrua066	7.7	
Laja 2	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur C	Charrua066	3.4	
Lautaro	Biomasa	40.5	SIC Centro Sur C	Lautaro66	15.3	
Lautaro 2	Biomasa	45.9	SIC Centro Sur C	Lautaro66	19.6	
EPACIFICO	Biomasa	53.4	SIC Centro Sur A	SFCoMost066	13.8	
Santa Marta	Biomasa	15.0	SIC Centro	Chena220	16.9	
CMPC Cordillera 1	Biomasa	1.4	SIC Centro	Florida110	3.9	
CMPC Cordillera 2	Biomasa	41.0	SIC Centro	Florida110	7.8	
Trebal Mapocho	Biomasa	15.0	SIC Centro		8.0	
Las Pampas	Biomasa	15.0	SIC Centro		0.4	
TAMM	Biomasa	15.0	SIC Centro Sur A		0.2	
Santa Irene	Biomasa	15.0	SIC Centro Sur A		0.4	
Coelemu	Biomasa	0.0	SIC Centro Sur C		5.7	
Energia BioBio	Biomasa	9.8	SIC Centro Sur C		6.9	
Ancali 1	Biomasa	15.0	SIC Centro Sur C		1.5	
HBS	Biomasa	41.1	SIC Centro Sur C		2.1	
El Molle	Biomasa	15.0	SIC Centro		4.4	

Tabla B.5: Centrales térmicas a carbón y de cogeneración del SEN

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
Guacolda 1	Carbon	27.8	SIC Centro Norte	Guacolda220	139.9	
Guacolda 2	Carbon	27.8	SIC Centro Norte	Guacolda220	139.9	
Guacolda 3	Carbon	24.0	SIC Centro Norte	Guacolda220	134.2	
Guacolda 4	Carbon	28.6	SIC Centro Norte	Guacolda220	136.2	
Guacolda 5	Carbon	29.0	SIC Centro Norte	Maitencillo220	128.9	
Ventanas 1	Carbon	32.8	SIC Centro	Ventanas110	105.6	
Ventanas 2	Carbon	30.7	SIC Centro	Ventanas110	204.2	
Campiche	Carbon	34.4	SIC Centro	Ventanas220	243.8	
Nueva Ventanas	Carbon	33.5	SIC Centro	Ventanas220	243.8	
Bocamina	Carbon	41.6	SIC Centro Sur C	Bocamina154	106.9	
Bocamina 2	Carbon	38.4	SIC Centro Sur C	Lagunilla220	282.2	
Santa Maria	Carbon	27.8	SIC Centro Sur C	Charrua220	334.8	
ANG I	Carbon	29.4	SING Sur	Kapatur220	227.2	
ANG II	Carbon	29.5	SING Sur	Kapatur220	231.1	
Cochrane 1	Carbon	35.0	SING Centro	Encuentro220	215.6	
Cochrane 2	Carbon	35.0	SING Centro	Encuentro220	215.6	
CTA	Carbon	32.5	SING Sur	Chacaya220	141.0	
CTH	Carbon	34.3	SING Sur	Chacaya220	134.7	
CTM1	Carbon	44.0	SING Sur	Chacaya220	131.1	
CTM2	Carbon	39.2	SING Sur	Chacaya220	135.9	
CTTAR	Carbon	31.3	SING Norte	Tarapaca220	125.2	
U12	Carbon	47.3	SING Centro	Tocopilla110	67.0	
U13	Carbon	47.3	SING Centro	Tocopilla110	69.8	
U14	Carbon	40.2	SING Centro	Tocopilla110	106.5	
U15	Carbon	37.9	SING Centro	Tocopilla110	101.2	
NTO1	Carbon	35.9	SING Centro	Norgener220	119.4	
NTO2	Carbon	34.9	SING Sur	Oeste110	119.5	
IEMejillones	Carbon	29.6	SING Centro		337.6	abr-18
NORACID	CoGx	0.0	SING Centro	Chacaya220	16.2	
Petropower	CoGx	0.0	SIC Centro Sur C	Hualpen154	60.9	
Aconcagua	CoGx	0.0	SIC Centro		73.2	oct-17



Tabla B.6: Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 1)

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
Candelaria B1 DIE	Diesel	139.0	SIC Centro	Candela220	122.1	
Candelaria B2 DIE	Diesel	139.0	SIC Centro	Candela220	125.2	
Quintero CA 1B	Diesel	130.4	SIC Centro	Quintero220	124.4	
Quintero CA 1A	Diesel	130.4	SIC Centro	Quintero220	125.4	
Taltal 1 DIE	Diesel	144.1	SIC Norte	Paposo220	104.5	
Taltal 2 DIE	Diesel	144.1	SIC Norte	Paposo220	104.5	
U16 DIE	Diesel	166.7	SING Centro	Tocopilla110	321.9	
Nehuenco 9BB	Diesel	137.2	SIC Centro	SanLuis220	78.3	
Nehuenco 9BP	Diesel	213.1	SIC Centro	SanLuis220	13.7	
Antihue TG	Diesel	153.0	SIC Sur	Valdivia220_aux	96.2	
Los Pinos	Diesel	97.0	SIC Centro	Charrua220	97.7	
Renca	Diesel	188.1	SIC Centro	Renca110	81.9	
Santa Lidia TG	Diesel	145.6	SIC Centro Sur C	Charrua220	134.7	
Los Vientos TG	Diesel	144.7	SIC Centro	LVegas110_exp	128.6	
Laguna Verde	Diesel	216.3	SIC Centro	ASanta110	22.6	
Laguna Verde TG	Diesel	145.0	SIC Centro	ASanta110	17.0	
Los Guindos TG	Diesel	132.8	SIC Centro Sur C	Charrua220	135.4	
Cardones	Diesel	150.4	SIC Centro Norte	Cardones220	144.7	
D Almagro	Diesel	177.9	SIC Norte	DAlmagro110	22.5	
Huasco TG	Diesel	181.7	SIC Centro Norte	Huasco110	36.9	
Olivos 2	Diesel	189.9	SIC Centro	LVilos220	21.1	
Olivos 1	Diesel	150.6	SIC Centro	LVilos220	88.4	
Termopacifico	Diesel	149.0	SIC Centro Norte	Cardones220	81.8	
P Colorada Ifo	Diesel	109.4	SIC Centro Norte	PColorada220	15.8	
El Salvador TG	Diesel	214.3	SIC Norte	DAlmagro110	22.5	
Esperanza 1	Diesel	198.7	SIC Centro Sur A	Sauzal154	17.7	
Esperanza 2	Diesel	153.5	SIC Centro Sur A	Sauzal154	1.5	
Esperanza 3	Diesel	149.7	SIC Centro Sur A	Sauzal154	1.7	
Colihues	Diesel	92.7	SIC Centro Sur A	Sauzal154	20.1	
Degan	Diesel	148.6	SIC Sur	Degan110	34.2	
Andes	Diesel	103.5	SIC Norte	DAlmagro110	29.0	
Horcones TG	Diesel	181.6	SIC Centro Sur C	Horcones66	23.1	
Colmito DIE	Diesel	146.3	SIC Centro	Torquemada110	54.8	
Colmito Gnl	Diesel	56.7	SIC Centro		54.8	
Cenizas	Diesel	189.7	SIC Centro Norte	Cardones110	13.2	
Teno	Diesel	142.5	SIC Centro Sur A	Teno154	57.6	
San Lorenzo 1	Diesel	236.5	SIC Norte	DAlmagro110	27.8	
San Lorenzo 2	Diesel	260.3	SIC Norte	DAlmagro110	25.4	
San Lorenzo 3	Diesel	200.1	SIC Norte	DAlmagro110	7.5	
El Penon	Diesel	137.0	SIC Centro Norte	ElPenon110	79.1	
Trapen	Diesel	140.9	SIC Sur	Molinos110	76.8	
Espinos 2	Diesel	182.8	SIC Centro	LVilos220	22.8	
Espinos 1	Diesel	141.4	SIC Centro	LVilos220	95.0	
Newen	Diesel	252.5	SIC Centro Sur C	SVicente154	13.0	
Cementos Biobio	Diesel	84.3	SIC Centro Sur A	Teno154	12.9	
TG Coronel DIE	Diesel	131.3	SIC Centro Sur C	Coronel154	44.5	
Yungay 1	Diesel	192.1	SIC Centro Sur C	Charrua154	49.8	
Yungay 2	Diesel	175.1	SIC Centro Sur C	Charrua154	49.5	
Yungay 3	Diesel	188.4	SIC Centro Sur C	Charrua154	50.8	
Yungay 4	Diesel	237.4	SIC Centro Sur C	Charrua154	38.9	
Chuyaca	Diesel	151.2	SIC Sur	Rahue220	10.7	
Emelda U1	Diesel	312.5	SIC Norte	DAlmagro110	31.4	
Emelda U2	Diesel	334.9	SIC Norte	DAlmagro110	33.9	
Calle Calle	Diesel	139.4	SIC Sur	Valdivia220_aux	6.8	
Chiloe	Diesel	189.9	SIC Sur	Chonchi110	8.6	
Concon	Diesel	147.3	SIC Centro	Torquemada110	2.2	
Las Vegas	Diesel	145.8	SIC Centro	LVegas110	2.0	
El Totoral	Diesel	146.5	SIC Centro	ASanta110	2.9	
Placilla	Diesel	140.1	SIC Centro	ASanta110	2.9	
Quintay	Diesel	140.8	SIC Centro	ASanta110	2.9	

Tabla B.7: Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 2)

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
San Gregorio	Diesel	155.0	SIC Centro Sur A	Parral154	0.5	
Linares	Diesel	155.0	SIC Centro Sur A	Linares154	0.5	
Const-Egen	Diesel	196.4	SIC Centro Sur A	Constitucion66	8.6	
Maule	Diesel	196.4	SIC Centro Sur A	Constitucion66	5.7	
Quellon 1	Diesel	160.3	SIC Sur		4.8	
Quellon 2	Diesel	160.3	SIC Sur	Chonchi110	6.7	
TG TAR	Diesel	202.1	SING Centro	Tarapaca220	18.6	
TG1	Diesel	189.8	SING Centro	Tocopilla110	12.2	
TG2	Diesel	189.8	SING Centro	Tocopilla110	12.2	
TG3 DIE	Diesel	142.8	SING Centro	Tocopilla110	25.2	
GMAR	Diesel	134.6	SING Norte	CDArica066	7.6	
M1AR	Diesel	137.6	SING Norte	CDArica066	2.8	
M2AR	Diesel	137.2	SING Norte	CDArica066	2.6	
MIQ	Diesel	134.2	SING Norte	CDIquique066	2.8	
SUIQ	Diesel	144.1	SING Norte	CDIquique066	3.7	
TGIQ	Diesel	158.5	SING Norte	CDIquique066	18.1	
MAIQ	Diesel	94.7	SING Norte	CDIquique066	5.3	
MSIQ	Diesel	81.4	SING Norte	CDIquique066	5.3	
Cummins	Diesel	161.1	SING Sur	Enaex110	1.0	
Deutz	Diesel	176.7	SING Sur	Enaex110	1.9	
Inacal	Diesel	158.1	SING Sur	LaNegra110	6.5	
Zofri 1	Diesel	134.2	SING Norte	Iquique066	0.4	
Zofri 2	Diesel	131.0	SING Norte	Iquique066	5.0	
Zofri 3	Diesel	120.2	SING Norte	Iquique066	0.4	
Estandartes	Diesel	130.8	SING Norte	Iquique066	6.2	
MIMB	Diesel	157.2	SING Sur	MantosBlancos220	26.0	
Ingenova	Diesel	141.1	SING Sur	Domeyko220	1.9	
Portada	Diesel	137.4	SING Sur	LaPortada110	2.8	
Estancilla	Diesel	142.1	SIC Centro		2.9	
Monte Patria	Diesel	143.1	SIC Centro		8.6	
Punitaqui	Diesel	143.1	SIC Centro		8.6	
Casablanca 1	Diesel	143.3	SIC Centro		1.5	
Casablanca 2	Diesel	143.3	SIC Centro		0.9	
Curauama	Diesel	143.3	SIC Centro		2.4	
Tomaval 1	Diesel	172.1	SIC Centro		1.0	
Rasopower	Diesel	147.0	SIC Centro Sur A		2.5	
Los Sauces 2	Diesel	122.4	SIC Centro Sur C		1.4	
Los Sauces 1	Diesel	122.4	SIC Centro Sur C		1.4	
JCE	Diesel	138.7	SIC Centro Sur C		0.8	
Contulmo	Diesel	138.7	SIC Centro Sur C		0.8	
Louisiana Pacific	Diesel	140.0	SIC Centro Sur C		2.8	
Louisiana Pacific 2	Diesel	138.7	SIC Centro Sur C		3.0	
Curacautin	Diesel	139.7	SIC Centro Sur C		2.3	
Eagon	Diesel	140.0	SIC Centro Sur C		2.3	
Trongol	Diesel	142.7	SIC Centro Sur C		2.7	
Orafti	Diesel	143.1	SIC Centro Sur C		0.5	
Lebu	Diesel	146.5	SIC Centro Sur C		2.3	
Los Alamos	Diesel	146.5	SIC Centro Sur C		0.8	
Cañete	Diesel	146.5	SIC Centro Sur C		3.8	
Chufken	Diesel	146.5	SIC Centro Sur C		1.5	
Tirúa	Diesel	154.6	SIC Centro Sur C		1.8	
Lonquimay	Diesel	154.6	SIC Centro Sur C		1.1	
Danisco	Diesel	69.0	SIC Sur		0.8	
Corral	Diesel	115.1	SIC Sur		0.8	
Skretting Osorno	Diesel	138.7	SIC Sur		2.9	
Salmofood II	Diesel	139.6	SIC Sur		1.5	
Multiexport II	Diesel	140.0	SIC Sur		1.5	
Multiexport I	Diesel	140.0	SIC Sur		0.8	

Tabla B.8: Centrales térmicas que usan diesel como combustible en el SEN (Parte 3)

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
Skretting	Diesel	140.0	SIC Sur		2.6	
Watt	Diesel	140.0	SIC Sur		0.8	
Watt II	Diesel	140.0	SIC Sur		1.5	
Biomar	Diesel	140.0	SIC Sur		2.3	
Salmofood I	Diesel	142.8	SIC Sur		1.5	
San Francisco TG	Diesel	316.3	SIC Centro Sur A		24.3	
El Canelo 1	Diesel	163.8	SIC Sur		2.9	
UJINA3	Diesel	81.3	SING Norte		6.2	
UJINA4	Diesel	82.3	SING Norte		6.2	
UJINA6	Diesel	82.8	SING Norte		8.2	
UJINA1	Diesel	82.9	SING Norte		6.2	
UJINA2	Diesel	83.6	SING Norte		6.2	
UJINA5	Diesel	84.2	SING Norte		8.2	
Tapihue	Diesel	75.2	SIC Centro		6.3	
Biocruz	Diesel	110.8	SIC Centro		1.8	
Tomaval 2	Diesel	172.1	SIC Centro		1.6	
Cmpctissue	Diesel	117.8	SIC Centro		3.9	
Hbsgnl	Diesel	110.8	SIC Centro Sur C		3.4	
Celco 3	Diesel	133.2	SIC Centro Sur A	Constitucion66	2.9	
Arauco 3	Diesel	100.0	SIC Centro Sur C	Horcones66	3.9	
Cholguan 1	Diesel	141.2	SIC Centro Sur C	Coronel66	3.9	
Valdivia 4	Diesel	102.1	SIC Sur	Ciruelos220	38.7	
Nueva Aldea 2 DIE	Diesel	155.0	SIC Centro Sur C	SantaElvira66	9.7	
Santa Fe 4	Diesel	117.7	SIC Centro Sur C	Charrua220	10.4	
CMPC Laja 3	Diesel	138.1	SIC Centro Sur C	Charrua220	9.7	
CMPC Pacifico 3	Diesel	179.5	SIC Centro Sur C	Charrua220	10.2	
CMPC Cordillera 3	Diesel	150.2	SIC Centro	Florida110	11.7	
Dona Carmen	Diesel	179.3	SIC Centro		63.2	abr-17
Nehuenco 1 DIE	Diesel CC	82.2	SIC Centro	SanLuis220	295.8	
Nehuenco 2 DIE	Diesel CC	82.0	SIC Centro	SanLuis220	366.1	
N Renca DIE	Diesel CC	51.6	SIC Centro	Renca110	304.9	
CTM3 DIE	Diesel CC	110.3	SING Sur	Chacaya220	213.5	
CC1 DIE	Diesel CC	104.7	SING Sur	Atacama220	318.0	
CC2 DIE	Diesel CC	102.1	SING Sur	Atacama220	318.0	
U10	Fuel Oil	92.3	SING Centro	Tocopilla110	29.6	
U11	Fuel Oil	92.3	SING Centro	Tocopilla110	29.6	
Tamaya	Fuel Oil	85.8	SING Centro	Tocopilla110	95.0	

Tabla B.9: Centrales térmicas que utilizan GNL como combustible

Centrales	Tipo	Costo Variable [USD/MWh]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
			Sist. Reducido	SEN		
Candelaria B1 GNL	GNL CA	81.2	SIC Centro	Candela220	122.1	
Candelaria B2 GNL	GNL CA	81.2	SIC Centro	Candela220	125.2	
Quintero CA 1B GNL	GNL CA	92.0	SIC Centro	Quintero220	124.4	
Quintero CA 1A GNL	GNL CA	92.0	SIC Centro	Quintero220	125.4	
Taltal 1 GNL	GNL CA	85.1	SIC Norte	Paposo220	104.5	
Taltal 2 GNL	GNL CA	85.1	SIC Norte	Paposo220	104.5	
U16 GNL	GNL CA	41.8	SING Centro	Tocopilla110	321.9	
Proy GNL CA SIC Cen	GNL CA	69.0	SIC Centro		1.0	ene-36
San Isidro GNL	GNL CC	54.0	SIC Centro	SanLuis220	315.3	
San Isidro 2 GNL	GNL CC	49.1	SIC Centro	SanLuis220	365.8	
Nehuenco 1 GNL	GNL CC	81.3	SIC Centro	SanLuis220	324.3	
Nehuenco 2 GNL	GNL CC	74.4	SIC Centro	SanLuis220	359.9	
NRenca GNL	GNL CC	48.0	SIC Centro	Renca110	313.5	
KELAR	GNL CC	54.1	SING Sur	Kapatur220	501.5	
CTM3 GNL	GNL CC	44.2	SING Sur	Chacaya220	213.5	
CC1 GNL	GNL CC	59.2	SING Sur	Atacama220	318.0	
CC2 GNL	GNL CC	59.2	SING Sur	Atacama220	318.0	
Campesino GNL	GNL CC	48.1	SIC Centro Sur C		766.4	ene-20

Tabla B.10: Centrales hidráulicas de embalse del SEN

Centrales	Rendimiento [MW/m <sup>3</sup> /s]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada	Volumen del embalse [hm <sup>3</sup> ]			
		Sist. Reducido	SEN			Inicial	Final	Mínimo	Máximo
Laguna del Maule	1.000	0 <sup>1</sup>	0	100.0		450.2	670.0	0.0	1453.4
Cipreses	2.761	SIC Centro Sur A	Cipreses154	105.0		38.2	89.7	4.7	174.7
Pehuenche	1.777	SIC Centro Sur A	Pehuenche220	452.9		123.2	121.6	106.6	133.6
Colbun	1.519	SIC Centro Sur A	Colbun220	372.0		1130.4	967.4	381.6	1553.2
El Toro	4.598	SIC Centro Sur C	Antuco220	360.3		882.5	1640.4	431.0	5585.9
Rapel	0.644	SIC Centro	Rapel220	343.0		512.6	417.6	272.3	563.2
Canutillar	1.952	SIC Sur	Canutillar220	165.6		386.8	269.8	89.9	1065.4
Ralco	1.681	SIC Centro Sur C	Ralco220	528.4		1001.5	791.4	409.4	1173.3
Pangue	0.866	SIC Centro Sur C	Pangue220	467.3		59.8	62.3	30.8	72.0

Tabla B.11: Centrales hidráulicas serie del SEN

Centrales	Rendimiento [MW/m <sup>3</sup> /s]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
		Sist. Reducido	SEN		
Los Condores	6.204	SIC Centro Sur A	Ancoa220	148.5	oct-18
La Mina	0.574	SIC Centro Sur A	Pehuenche220	33.7	ene-17
Ojos de Agua	0.580	SIC Centro Sur A	Cipreses154	9.0	
Isla	0.810	SIC Centro Sur A	Cipreses154	66.6	
Curillinque	1.010	SIC Centro Sur A	Cipreses154	88.1	
Loma Alta	0.450	SIC Centro Sur A	Pehuenche220	37.2	
Los Hierros	0.960	SIC Centro Sur A	Pehuenche220	25.0	
Los Hierros2	0.237	SIC Centro Sur A	Pehuenche220	6.0	
Robleria	1.111	SIC Centro Sur A	Linares154	4.0	
Lircay	1.000	SIC Centro Sur A	Maule154	19.0	
Providencia	1.000	SIC Centro Sur A	Maule154	14.0	
Mariposas	1.000	SIC Centro Sur A	Maule154	6.0	
Chiburgo	0.970	SIC Centro Sur A	Colbun220	18.8	
San Clemente	0.324	SIC Centro Sur A	Colbun220	5.5	
Machicura	0.310	SIC Centro Sur A	Colbun220	97.0	
San Ignacio	0.190	SIC Centro Sur A	Itahue154	36.6	
Abanico	1.200	SIC Centro Sur C	Charrua154	133.3	
Antuco	1.600	SIC Centro Sur C	Antuco220	320.0	
Rucue	1.265	SIC Centro Sur C	Rucue220	165.6	
Quilleco	0.543	SIC Centro Sur C	Rucue220	70.0	
El Diuto	0.163	SIC Centro Sur C	Charrua154	3.3	
Laja I	0.137	SIC Centro Sur C	Charrua220	34.3	
Hornitos	5.000	SIC Centro	Polpaico220	61.0	
Juncal	2.200	SIC Centro	Polpaico220	32.0	
Blanco	5.760	SIC Centro	Polpaico220	53.0	
Los Quilos	1.900	SIC Centro	Polpaico220	39.9	
Chacabuquito	1.220	SIC Centro	Polpaico220	25.7	
Palmucho	1.143	SIC Centro Sur C	Ralco220	31.7	
Angostura	0.441	SIC Centro Sur C	Mulchen220	309.7	
La Higuera	3.120	SIC Centro Sur A	Tinguiririca154	155.0	
Confluencia	3.110	SIC Centro Sur A	Tinguiririca154	163.2	
Chacayes	1.540	SIC Centro	Sauzal110_1	111.7	
Pilmaiquen	0.270	SIC Sur	Rahue220	40.8	
Rucatayo	0.315	SIC Sur	Rahue220	55.0	
Itata	1.000	SIC Centro Sur C	Chillan154	20.0	
Malalcahuello	1.000	SIC Centro Sur C	Cautin220	11.0	
Carilafquen	1.000	SIC Centro Sur C	Cautin220	19.8	

Tabla B.12: Centrales hidráulicas pasada del SEN (Parte 1)

Centrales	Rendimiento [MW/m <sup>3</sup> /s]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
		Sist. Reducido	SEN		
Los Molles	1.000	SIC Centro	MPatria66	18.0	
Volcan	1.000	SIC Centro	Florida110	14.0	
Queltehues	1.000	SIC Centro	Florida110	48.0	
Florida	1.000	SIC Centro	Florida110	27.0	
Sauce Andes	1.000	SIC Centro Sur C	Polpaico220	1.4	
Pehui	1.000	SIC Sur	Rahue220	1.1	
Los Morros	1.000	SIC Centro	AJahuel110	2.6	
Maitenes	1.000	SIC Centro	Florida110	31.0	
Puntilla	1.000	SIC Centro	Florida110	22.2	
Las Vertientes	1.000	SIC Centro	Florida110	1.7	
El Llano	1.000	SIC Centro	Florida110	1.9	
Alfalfal	5.940	SIC Centro	Alfalfal220	178.0	
Sauzal 1	1.000	SIC Centro	Sauzal110_2	76.8	
Peuchen	1.000	SIC Centro Sur C	Rucue220	85.0	
Mampil	1.000	SIC Centro Sur C	Rucue220	55.0	
Pullinque	1.000	SIC Sur	Valdivia220_aux	51.4	
Capullo	1.000	SIC Sur	Rahue220	12.0	
Eyzaguirre	1.000	SIC Centro	Florida110	1.9	
Coya	1.000	SIC Centro	Sauzal110_2	12.0	
La Paloma	1.000	SIC Centro Norte	MPatria66	4.6	
Puclaro	1.000	SIC Centro Norte	PAzucar110	5.6	
Lican	1.000	SIC Centro Sur C	Rahue220	18.0	
Rio Trueno	1.000	SIC Centro Sur C	Temuco220	5.8	
Guayacan	1.000	SIC Centro	Florida110	12.0	
Pulelfu	1.000	SIC Sur	Rahue220	9.0	
El Manzano	1.000	SIC Centro Sur C	Temuco220	4.9	
San Andres	1.000	SIC Centro Sur A	Tinguiririca154	40.0	
La Arena	1.000	SIC Sur	PMontt220	6.8	
Muchi	1.000	SIC Sur	Rahue220	1.0	
Mallarauco	1.000	SIC Centro	AMelipill220	3.4	
Allipen	1.000	SIC Centro Sur C	Temuco220	2.7	
El Canelo	1.000	SIC Centro Sur C	Temuco220	6.1	
Dongo	1.000	SIC Sur	Chonchi110	6.0	
Purísima	1.000	SIC Centro Sur A	Itahue154	0.4	
Carena	1.000	SIC Centro	AJahuel220	10.0	
Reca	1.000	SIC Sur	Valdivia220_aux	1.6	
Don Walterio	1.000	SIC Sur	Rahue220	3.0	
Renaico	1.000	SIC Centro Sur C	Charrua154	6.2	
Alto Renaico	1.000	SIC Centro Sur C	Charrua154	1.5	
Hidrobónico 1	1.000	SIC Sur	Rahue220	9.0	
Hidrobónico 2	1.000	SIC Sur	Rahue220	3.2	
Nalcas	1.661	SIC Sur	Rahue220	6.8	
Callao	1.000	SIC Sur	Rahue220	3.3	
Ensenada	1.000	SIC Sur	PMontt220	1.2	
Rio Huasco	1.000	SIC Centro Norte	Maitencillo110	5.1	
Triful	1.000	SIC Centro Sur C	Cautin220	0.9	
Lleuquero	1.000	SIC Centro Sur C	Rucue220	1.8	
Maisan	1.000	SIC Sur	Temuco220	0.6	
Los Corrales1	1.000	SIC Sur	Rahue220	0.8	
Los Corrales2	0.424	SIC Sur	Rahue220	1.0	

Tabla B.13: Centrales hidráulicas pasada del SEN (Parte 2)

Centrales	Rendimiento [MW/m <sup>3</sup> /s]	Barra de inyección		Potencia Neta Máxima [MW]	Fecha de Entrada
		Sist. Reducido	SEN		
Picoiquen	1.000	SIC Centro Sur C	Charrua154	19.0	
Elpaso	1.000	SIC Centro Sur A	Tinguiririca154	60.0	
Trailelfu	1.000	SIC Sur	Temuco220	2.5	
Auxiliar Maipo	1.000	SIC Centro		5.1	
Boquiamargo	1.000	SIC Centro Sur C		1.1	
Bureo	1.000	SIC Centro Sur C		2.2	
Chanleufu 2	1.000	SIC Sur		2.4	
Collil	1.000	SIC Sur		7.0	
Contra	1.000	SIC Sur		0.3	
Cumpeo	1.000	SIC Centro Sur A		5.8	
Curileufu	1.000	SIC Sur		0.2	
Dona Hilda	1.000	SIC Sur		0.3	
Donguil	1.000	SIC Sur		0.3	
El Agrio	1.000	SIC Sur		2.5	
El Arrayan	1.000	SIC Sur		0.2	
El Colorado	1.000	SIC Sur		2.0	
El Mirador	1.000	SIC Centro Sur C		3.0	
El Rincon	1.000	SIC Centro		0.3	
El Tartaro	1.000	SIC Centro		0.1	
La Montana	1.000	SIC Centro Sur A		3.0	
Las Flores	1.000	SIC Sur		1.6	
Los Bajos	1.000	SIC Centro		5.5	
Los Padres	1.000	SIC Centro Sur C		2.2	
Maria Elena	1.000	SIC Sur		0.3	
MCHDOSAL	1.000	SIC Centro Sur A		0.3	
Molinera Villarrica	1.000	SIC Sur		0.6	
Munilque	1.000	SIC Centro Sur C		1.1	
Pichilonco	1.000	SIC Sur		1.2	
Rio Mulchen	1.000	SIC Centro Sur C		3.0	
MHAH	1.000	SING Norte	AltoHospicio110	1.1	
MHT2	1.000	SING Norte	AltoHospicio110	1.1	
MHSR	1.000	SING Norte	AltoHospicio110	1.2	
CHAP	1.000	SING Norte	Chapiquina066	10.1	
Convento Viejo	1.000	SIC Centro Sur A		16.0	oct-17
Cumbres	1.000	SIC Sur		14.5	jul-18
Las Nieves	1.000	SIC Sur		6.5	ene-18
Rio Colorado	1.000	SIC Centro Sur A		14.9	ene-17
Alto Maipo	1.000	SIC Centro		531.0	abr-19
Ancoa	1.000	SIC Centro Sur A		26.7	jul-17
Nuble	1.000	SIC Centro Sur A		134.6	abr-19
San Pedro	1.000	SIC Sur		164.9	oct-20
Proy Mini Hidro SIC Cen	1.000	SIC Centro		1.0	ene-29
Proy Mini Hidro SIC Cen Sur A	1.000	SIC Centro Sur A		1.0	ene-34
Proy Mini Hidro SIC Cen Sur C	1.000	SIC Centro Sur C		1.0	ene-32
ProyMini Hidro SIC Sur	1.000	SIC Sur		1.0	ene-30

## B.2. Datos metereológicos estación Inacaliri

Tabla B.14: Precipitaciones mensuales medidas en estación Inacaliri [mm]

Año	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Anual
1969	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	26.6	12.4	53.1
1970	0.0	15.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0	38.4	23.3	0.0	83.5
1971	35.2	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	1.5	9.4	12.4	53.5	74.2	9.9	199.1
1972	1.0	0.0	0.0	1.2	0.0	16.7	5.4	0.0	0.0	45.2	41.1	36.8	147.4
1973	2.8	8.9	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	48.4	7.0	0.0	68.1
1974	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.0	113.0	68.5	266.5
1975	9.0	1.4	3.7	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	10.0	114.2	23.2	10.8	173.3
1976	0.0	7.7	0.0	0.0	0.0	9.5	0.0	0.0	1.1	33.4	142.1	21.8	215.6
1977	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	38.6	0.0	64.0
1978	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	1.4	107.3	0.0	11.8	124.4
1979	0.0	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.0	9.6	28.5	52.3
1980	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.1	4.0	2.0	34.1
1981	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	8.5
1982	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	24.0	20.0	12.0	3.0	77.6
1983	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	156.0	47.0	13.0	220.0
1984	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	0.0	0.0	12.0	153.9	41.0	219.1
1985	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	6.0	36.0	47.6	9.2	104.4
1986	0.0	0.0	0.2	0.0	3.0	0.0	0.0	9.4	23.4	55.1	19.3	32.5	142.9
1987	0.0	1.0	2.0	0.0	0.0	2.1	0.2	0.0	0.0	5.0	0.0	25.0	35.3
1988	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	64.5	8.5	78.0
1989	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.0	0.0	20.5	58.3
1990	0.0	5.0	2.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	65.5	21.2	0.0	1.0	96.2
1991	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5	0.0	0.0	22.5
1992	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	127.0	29.5	56.0	229.1
1993	0.0	2.0	0.0	1.0	11.0	0.2	0.0	0.0	1.0	22.0	16.0	21.0	74.2
1994	0.5	0.0	0.0	0.0	1.9	9.2	0.0	0.0	18.5	128.0	0.0	13.5	171.6
1995	1.5	1.8	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.6	13.4
1996	0.0	0.0	2.8	0.0	14.0	0.0	0.0	4.0	10.0	26.5	270.5	34.2	362.0
1997	0.0	2.8	0.0	0.0	11.1	4.7	0.0	0.0	0.0	40.0	3.3	0.0	61.9
1998	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	15.5	168.2	109.3	301.6
1999	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.7	140.9	34.0	3.8	208.4
2000	1.5	0.0	8.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	5.0	69.2	113.5	104.8	303.0
2001	4.0	0.6	0.0	0.0	0.2	1.5	0.0	0.0	17.3	8.2	31.6	58.8	122.2
2002	0.0	0.0	1.2	9.6	0.0	0.0	0.5	1.6	0.0	7.0	3.0	1.0	23.9
2003	0.0	5.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	22.4	59.3	4.6	92.3
2004	0.0	0.0	0.0	0.2	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	56.2	22.1	13.8	100.6
2005	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	5.2	60.7	30.1	11.5	109.3
2006	1.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	9.5	1.5	38.9
2007	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	83.0	0.0	0.0	84.0
2008	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0	0.0	0.3	0.0	4.0	5.0	17.3
2009	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	111.5	0.0	133.5
2011	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	107.0	94.0	44.0	267.7
2012	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	34.0	57.5	0.0	94.5
2013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.0	0.0	0.0	22.0
2014	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.0	48.0	103.0
2015	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	68.5	0.0	73.5