



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

**OPCIONES DE MODELACIÓN DE CENTRALES DE CSP PARA FINES DE
PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

VALENTINA ALEJANDRA NORAMBUENA GUZMÁN

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

PROFESORA CO-GUÍA:
ÁNGELA FLORES QUIROZ

COMISIÓN:
CATALINA HERNÁNDEZ MORIS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por
Fondecyt N° 1211968 proyecto Centro Fondap SERC Chile

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: VALENTINA ALEJANDRA NORAMBUENA GUZMÁN
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

OPCIONES DE MODELACIÓN DE CENTRALES DE CSP PARA FINES DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Como parte de la transición energética que está viviendo Chile hacia la carbono neutralidad, una de las tecnologías de generación de energía eléctrica que supone una oportunidad es la tecnología de concentración solar de potencia (CSP). En la literatura se identifican múltiples formas de modelar las centrales CSP en la planificación de los sistemas eléctricos, donde algunos métodos podrían sobre-simplificar la flexibilidad que puede aportar esta tecnología a la operación del sistema.

En el contexto señalado, el objetivo de este trabajo de título es analizar, proponer y validar opciones de modelación de centrales CSP para fines de planificación de sistemas eléctricos de potencia, con distintas representaciones de las componentes y dinámicas que se pueden emplear en la modelación.

Se plantean de forma 5 opciones de modelación para esta tecnología, de donde 4 se implementan para el caso IEEE de 5 barras con y sin expansión de la transmisión en un horizonte de planificación de 10 años. Asimismo, se analizan *trade-offs* entre una opción y otra a nivel de costos de inversión, operación y esfuerzos computacionales.

Algunas de las conclusiones de este trabajo son:

- La sobre-simplificación de la operación de estas centrales en la planificación tiende a desplazar la inversión hacia tecnologías convencionales, o tecnologías ERNC de menor costo de inversión, en desmedro de lo que sería el nivel óptimo de penetración de tecnología CSP. Usando un modelo inapropiado se sobreestiman los costos totales hasta en un 14 %.
- Se recomienda considerar por separado un modelo para la etapa de planificación de la expansión, y otro para la operación. Esta práctica reduce los esfuerzos computacionales hasta en un 40 % escogiendo el modelo apropiado, donde se pueden obtener diferencias inferiores al 1 % respecto a un modelo completo.
- Es pertinente realizar un estudio previo a la hora de elegir los proyectos de tecnología CSP a considerar para el ejercicio de planificación, acotando los proyectos potenciales y disminuir el tiempo de cómputo proporcional a la cantidad de proyectos.

*Dedicado a todos y todas
que me apoyan día a día e hicieron esto posible.*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecerle a mi familia por el apoyo incondicional que me han dado a lo largo de toda mi vida. Sin ustedes no sería la persona que soy el día de hoy, ya que siempre me han incentivado a llegar lejos, buscando tratar de ser la mejor versión de mi misma. No me alcanzan las palabras para agradecerles por las grandes personas que son y de los cuales me siento muy orgullosa y feliz de tenerlos junto a mi en todas. Gracias a mi mamá por la paciencia y cariño, a mi papá por enseñarme a ser perseverante y esforzada, además de los recursos computacionales para finalizar esta memoria a tiempo -jaja-, al Gabriel por las enseñanzas de buenas prácticas en ámbitos computacionales, al Benja por hacerme reír siempre y ayudarme a corregir esta memoria, y por último al Nico por ser mi hermano menor menor favorito.

Agradezco al profesor Rodrigo Palma, que me ha apoyado y enseñado infinito y me recibió con muy buena disposición como auxiliar, ayudante y memorista, trabajar y aprender de él ha sido una de las cosas que más me ha marcado durante mi vida universitaria. Gracias al Centro de Energía por abrirme las puertas desde bien temprano en la Universidad, donde he podido conocer profesionales y personas geniales de los cuales también estoy sumamente agradecida. A la profesora Ángela Flores, quien en muy poco tiempo se volvió un pilar importante en el desarrollo de este trabajo y de la cual aprendí muchísimo estos meses. A Catalina Hernández por aceptar integrar mi comisión, la cual me ha apoyado y dado consejo desde las etapas más tempranas de este trabajo. Mención honrosa también a los profesores Patricio Mendoza, Doris Sáez y Augusto Lucero por ser tan bacanes como profesores, por apoyarme en mis nuevas aventuras y que no quisiera dejar de mencionarlos en este espacio.

Agradezco al mejor equipo de natación de la historia de esta facultad, quienes lograron crear e incluirme en uno de los espacios más entretenidos y bacanes en los que me he involucrado, gracias a la Franny, la Cata, la Pili, la Moni, la Fran, la Javi, el Cid, el Álex, el Thibault, Wilson y Silvia, y a todos los de la rama en verdad. Sin ustedes mi vida universitaria habría sido muy distinta, no cambien nunca.

A mis amigos de eléctrica, que me acompañaron estos largos años de pandemia y los cuales aprecio mucho por la buena onda y el esfuerzo que le ponen a lo que más les apasiona, gracias a los electroperones, a la Cata, al Pancho, al Cris y al Ignacio. También quiero agradecerle al Ignacio, la Ale y al Gabriel, por ser los mejores colegas auxiliares y simplemente unos graandes.

Finalmente, quiero darle las gracias al Moreno, por ser mi apoyo, mi mejor amigo y mucho más estos últimos dos años. Gracias totales.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y Antecedentes	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Contribución del trabajo de título	2
1.5. Alcances	3
1.6. Estructura de la memoria	3
2. Marco Teórico y Estado del Arte	4
2.1. Centrales de Concentración Solar de Potencia	4
2.1.1. Estructura	4
2.1.1.1. Modelo campo solar	4
2.1.1.2. Bloque de potencia	6
2.1.1.3. Almacenamiento térmico	6
2.1.1.4. Sistemas de encendido de respaldo	6
2.1.2. Centrales CSP híbridas	7
2.2. Sistemas eléctricos de potencia y el desafío de la transición energética	8
2.2.1. Mercados eléctricos	9
2.2.1.1. Formas de organización de los mercados	9
2.2.1.2. Servicios complementarios y flexibilidad	9
2.2.1.3. Políticas públicas	10
2.2.2. Planificación de sistemas eléctricos	11
2.2.2.1. Planificación de la transmisión	12
2.2.2.2. Planificación de la generación	13
2.2.2.3. Planificación de la distribución	13
2.2.2.4. Modelos de flujos de potencia óptimos	13
2.3. Modelos de centrales CSP en la planificación de los SEPs	14
2.3.1. Centrales CSP en ejercicios de planificación chilenos	14
2.3.2. Centrales CSP en ejercicios de planificación de la expansión y operación	15
2.3.3. Centrales CSP en ejercicios de planificación de la operación	17
2.3.4. Otros ejercicios de planificación	19
3. Metodología	20
3.1. Información general de la metodología	20
4. Desafíos de la modelación	22

4.1.	Esquemas de modelación existentes	22
4.1.1.	De acuerdo al objetivo de la optimización	23
4.1.1.1.	Planificación de expansión del sistema	23
4.1.1.2.	Planificación de operación del sistema	24
4.1.1.3.	Nivel de penetración de energías renovables	24
4.1.1.4.	Reducción de vertimiento de ERNC	24
4.1.1.5.	Desplazamiento de combustibles fósiles	25
4.1.2.	De acuerdo a las variables de decisión	25
4.1.2.1.	Largo plazo	25
4.1.2.2.	Mediano plazo	26
4.1.3.	De acuerdo al modelo de mercado	26
4.1.3.1.	Modelo centralizado	27
4.1.3.2.	Modelo tomador de precios	27
4.1.3.3.	Modelo de ofertas	27
4.1.4.	De acuerdo a la estrategia de despacho	27
4.1.4.1.	Reglas heurísticas	27
4.1.4.2.	Despacho predefinido	28
4.1.4.3.	Despacho por optimización	28
4.1.5.	De acuerdo a la resolución temporal	28
4.1.5.1.	Bloque	28
4.1.5.2.	Día típico	28
4.1.5.3.	Horaria	28
4.1.5.4.	Sub-horaria	29
4.1.6.	De acuerdo al horizonte de optimización	29
4.1.6.1.	Diario	29
4.1.6.2.	Semanal	29
4.1.6.3.	Estacional	29
4.1.6.4.	Múltiples años	29
4.2.	Dimensionamiento del desafío de modelación	30
5.	Opciones de modelación	32
5.1.	Modelo de planificación	32
5.2.	Opciones de modelación propuestos	38
5.2.1.	Modelo reducido	38
5.2.2.	Modelo completo	39
5.2.3.	Modelo con despacho heurístico	39
5.2.4.	Modelo con estado de carga	40
5.2.5.	Modelo de despacho predefinido	40
5.2.6.	Modelo con reservas	40
5.3.	Portafolio de centrales CSP	41
5.4.	Casos de estudio	44
5.4.1.	Datos de entrada	44
5.4.1.1.	Caso 1	47
5.4.1.2.	Caso 2	48
5.4.2.	Criterios de evaluación y metodología de comparación	48
5.4.3.	Análisis de sensibilidad	50

6. Resultados	51
6.1. Costos de operación e inversión del sistema	51
6.2. Capacidad instalada e inversión en transmisión	54
6.3. Operación del sistema	61
6.3.1. Mix de generación	62
6.4. Tiempos de cómputo	66
6.5. Análisis comparativo	68
6.5.1. Portafolios de CSP	69
6.5.2. Costos de inversión y operación	70
6.5.3. Casos de estudio	71
6.5.4. Opciones de modelamiento	71
6.6. Análisis de sensibilidad	73
6.6.1. Variación en los costos de inversión	73
6.6.2. Cambios en el horizonte de optimización	74
6.6.3. Adición de requerimientos de reserva primaria y secundaria	78
7. Conclusión	80
Bibliografía	82
Anexos	87
A. Datos adicionales	87
A.1. Datos de entrada	87
B. Resultados adicionales	90
B.1. Ejercicio de planificación	90
B.2. Análisis de sensibilidad	94

Índice de Tablas

2.1.	Configuraciones CSP actualmente consideradas en la PELP [27].	15
5.1.	Decisiones de inversión.	32
5.2.	Decisiones de operación.	32
5.3.	Decisiones de operación (continuación).	33
5.4.	Parámetros	33
5.5.	Parámetros (Continuación).	34
5.6.	Conjuntos.	35
5.7.	Enumeración de proyectos CSP a considerar.	41
5.8.	Costos unitarios para la central de referencia actualizados al año 2021 [64]. . .	42
5.9.	Costos de inversión para cada proyecto CSP en USD/kW, calculada para el año base.	42
5.10.	Energía máxima que puede almacenar cada configuración de CSP de 10 [MW].	43
5.11.	Líneas de transmisión consideradas para el caso de estudio 2.	47
5.12.	Unidades de almacenamiento consideradas para el caso de estudio 1.	47
5.13.	Unidades de almacenamiento consideradas para el caso de estudio 1.	47
5.14.	Unidades de generación consideradas para el caso de estudio 2.	48
5.15.	Líneas de transmisión consideradas para el caso de estudio 2.	48
6.1.	Costos de operación real y estimada, inversión y totales en [MUSD] para el caso de estudio 1.	52
6.2.	Costos de operación real y estimada, inversión y totales en [MUSD] para el caso de estudio 2.	53
6.3.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1.	54
6.4.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1 (Continuación).	55
6.5.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 2.	56
6.6.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 2 (Continuación).	56
6.7.	Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 10 para cada modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1. .	57
6.8.	Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 10 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 2.	58
6.9.	Proyectos de transmisión instalados para cada modelo y portafolio hacia el año 10, para el caso de estudio 2.	59
6.10.	Tiempos de cómputo y comparativa con el modelo de referencia para ambos casos de estudio.	67

6.11.	Costos de inversión y operación obtenidos para el análisis de sensibilidad en el costo de inversión en [MUSD].	73
6.12.	Costos de operación en [MUSD] para distintos requerimientos de reserva. . . .	78
A.1.	Costos de inversión en equipos de almacenamiento BESS.	88
A.2.	Costos de inversión en equipos de almacenamiento BESS (Continuación). . . .	88
A.3.	Costos de inversión en proyectos de generación [USD/MW].	88
A.4.	Costos de inversión en proyectos de generación [USD/MW] (Continuación). . .	89
B.1.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 1.	90
B.2.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 1 (Continuación).	91
B.3.	Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 0 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 1.	92
B.4.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 2.	92
B.5.	Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 2 (Continuación).	93
B.6.	Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 0 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 2.	93
B.7.	Vector de costos de inversión en proyectos CSP para análisis de sensibilidad en [USD/MW].	94
B.8.	Vector de costos de inversión en proyectos CSP para análisis de sensibilidad en [USD/MW] (Continuación).	94

Índice de Ilustraciones

2.1.	Tecnologías de concentración solar [6].	5
2.2.	Central de concentración solar de potencia tipo torre [9].	7
2.3.	Esquema de modelos para la planificación de un sistema eléctrico [24].	12
3.1.	Metodología de trabajo.	20
4.1.	Esquema de modelación de una central CSP inserta en un sistema eléctrico genérico.	22
4.2.	Taxonomía identificada de las centrales CSP en la planificación de sistemas eléctricos.	23
5.1.	Diagrama de sistema IEEE de 5 barras.	44
5.2.	Perfil horario de los consumos por barra.	45
5.3.	Evolución de los costos de inversión para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kW].	45
5.4.	Evolución de los costos de inversión en capacidad de almacenamiento para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kWh].	46
5.5.	Evolución de los costos de inversión en capacidad de almacenamiento para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kW].	46
5.6.	Diagrama resumen de la totalidad de los casos.	49
5.7.	Sensibilidad respecto a la variación en los costos de inversión de CSP.	50
6.1.	Capacidad instalada para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.	60
6.2.	Capacidad instalada para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.	60
6.3.	Despacho horario para el año 0 en el caso de estudio 1.	61
6.4.	Despacho horario para el año 10 en el caso de estudio 1.	61
6.5.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 1 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.	62
6.6.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 2 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.	63
6.7.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 3 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.	63
6.8.	Energía despachada por tecnología para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.	64
6.9.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 1 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.	64
6.10.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 2 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.	65
6.11.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 3 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.	65

6.12.	Energía despachada por tecnología para el portafolio 4 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.	66
6.13.	Comparativa de métricas para el caso de estudio 1.	68
6.14.	Comparativa de métricas para el caso de estudio 2.	68
6.15.	Disponibilidad de recurso renovable en por unidad para las centrales ERNC, con la tecnología CSP configurada en despacho predefinido.	70
6.16.	Capacidad instalada por tipo de tecnología con sensibilidad en los costos de inversión.	73
6.17.	Energía despachada por tipo de tecnología con sensibilidad en los costos de inversión.	74
6.18.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 día. Primera quincena.	74
6.19.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 días. Primera quincena.	75
6.20.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 semana. Primera quincena.	75
6.21.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 semanas. Primera quincena.	75
6.22.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 día. Segunda quincena.	76
6.23.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 días. Segunda quincena.	77
6.24.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 semana. Segunda quincena.	77
6.25.	Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 semanas. Segunda quincena.	77
6.26.	Energía despachada para distintos requerimientos de reservas en el año 0 y el año 5.	78
A.1.	Disponibilidad de recurso renovable en por unidad para las centrales ERNC, con la tecnología CSP configurada en despacho optimizado.	87
B.1.	Costos de operación versus la inversión y el tiempo de cómputo obtenidos para el caso de estudio 1.	90
B.2.	Costos de operación versus la inversión y el tiempo de cómputo obtenidos para el caso de estudio 2.	91
B.3.	Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 1 día.	94
B.4.	Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 2 días.	94
B.5.	Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 1 semana.	95
B.6.	Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 2 semanas.	95

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo se presenta la motivación del trabajo realizado, los objetivos por lograr, se definen los alcances y la estructura a seguir en el resto del trabajo.

1.1. Motivación y Antecedentes

Como parte de la transición energética hacia sistemas eléctricos de potencia (SEP) bajos en emisiones de carbono, el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) ha ido en aumento, desplazando tecnologías de generación en base a combustibles fósiles. Solo en Chile en el año 2021 entraron en operación alrededor de 2250 MW de estas tecnologías [1][2], logrando un 31,6% de la capacidad instalada total del país a enero del 2022 [3], avanzando hacia la meta de alcanzar y mantener la carbono-neutralidad para el 2050, en donde el sector de energía es responsable por el 77,4% de las emisiones totales [4].

Los sistemas eléctricos de potencia con un alto nivel de penetración de energías renovables no se encuentran exentos de desafíos para el sistema. El uso de tecnologías tales como centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas, cuyas fuentes de energía son variables del tiempo y su ubicación geográfica, las vuelve intermitentes e introducen una fuente de incertidumbre para la generación, aumentando las necesidades del sistema por tecnologías confiables que sean capaces de satisfacer los requerimientos de rampa y flexibilidad, tal y como es la tecnología de concentración solar de potencia.

Las centrales de concentración solar de potencia (CSP) con almacenamiento térmico, utilizan la radiación normal directa para calentar un fluido, ocupando dicha energía térmica ya sea para generar electricidad directamente a través de un bloque de potencia como una turbina a vapor o indirectamente almacenar dicha energía en el almacenamiento térmico, siendo entonces capaz de entregar energía solar al sistema eléctrico, la cual es gestionable en el tiempo y flexible, proporcionando además confiabilidad a la red.

A nivel nacional, en el año 2020 finalizó la construcción del complejo Cerro Dominador, la primera planta de CSP ubicada en Latinoamérica, que cuenta con una capacidad instalada de 110 MW. La planta termosolar Cerro Dominador con tecnología de torre de concentración posee una capacidad de almacenamiento 17,5 horas, permitiendo inyectar energía gestionable en el tiempo [5] y sentando un precedente para la inserción de esta tecnología como una opción para aportar energía eléctrica limpia y segura al sistema.

En la planificación de sistemas eléctricos de potencia, las centrales CSP poseen multiplicidad de maneras de ser modelados debido a la variedad de esquemas de despacho a las que puede operar o a las distintas configuraciones de dimensionamiento de sus componentes. Sin embargo, a causa de la existencia de un intercambio entre la complejidad computacional y la completitud de su modelamiento, se recaen en simplificaciones que afectan su competitividad como tecnología. Las centrales CSP representan una oportunidad para poder incorporar más energías renovables no convencionales de forma segura a la red. Es relevante la apropiada modelación de su componente de almacenamiento térmico en la planificación de sistemas eléctricos, de forma de representar la versatilidad de este atributo en las decisiones de inversión y operación del sistema.

1.2. Hipótesis

En el presente trabajo de memoria se plantea la hipótesis de que la forma en que se modela las centrales CSP en la planificación de sistemas eléctricos de mediano y largo plazo, determina su rol efectivo en la matriz energética. Su desempeño como tecnología a nivel de impacto económico, ambiental y sistémico dependerá de cómo se modelen sus componentes.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El presente trabajo tiene por objetivo analizar, proponer y validar opciones de modelación de centrales CSP para fines de planificación de sistemas eléctricos de potencia, modelando de distintas maneras sus componentes y dinámicas.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo de memoria de título son:

- Caracterizar el estado del arte en opciones de modelamiento de opciones de CSP con almacenamiento térmico, identificando las distintas tendencias, con sus respectivas ventajas y desventajas.
- Proponer opciones de modelación de centrales CSP en estudios de planificación de mediano y largo plazo.
- Validar las propuestas de modelación a partir de distintos casos de estudio.

1.4. Contribución del trabajo de título

La contribución del presente trabajo reside en exponer el impacto de la modelación de las centrales CSP en la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Se plantea la hipótesis de que la forma y complejidad con la que se modelen las centrales CSP y sus componentes en la planificación, cambiará el sistema resultante a nivel económico, ambiental y sistémico,

modificando la capacidad instalada, decisiones de despacho y niveles de penetración de energías renovables, además de presentar diferencias en las complejidades computacionales y con ello, tiempos de resolución de la planificación.

Más allá del cumplimiento de la hipótesis propuesta, se espera que el trabajo sirva como recomendación para el tomador de decisiones de planificación, señalando la importancia de un apropiado modelamiento de las centrales de CSP en pos de aportar en la transición energética a partir del uso de esta tecnología altamente versátil.

1.5. Alcances

La modelación de las plantas CSP con almacenamiento térmico puede alcanzar altos niveles de complejidad debido a los múltiples procesos termodinámicos y diseños involucrados, desde la captación de la energía solar hasta la generación de electricidad, los que no serán abordados en profundidad más que para efectos de formular un modelo equivalente de estas centrales, que se usará en conjunto a otras tecnologías, en el marco de la planificación de un sistema eléctrico de potencia. En la misma línea, el trabajo solamente contempla la planificación a mediano y largo plazo, por lo que no se estudiará la respuesta de esta tecnología a fenómenos dinámicos tales como contingencias o fallas, más allá de lo que podrían aportar mediante reservas o servicios de flexibilidad. Las opciones de modelación a proponer corresponden a medidas formuladas para el contexto nacional en el que se incluye la tecnología CSP en la planificación. Los modelos buscarán servir de evidencia adecuada para los desafíos energéticos que enfrenta Chile, pero no necesariamente serán válidos para cualquier contexto nacional.

1.6. Estructura de la memoria

La memoria se divide en seis capítulos, incluyendo el capítulo de Introducción. En el capítulo 2 se plantea el marco teórico y el estado del arte del trabajo, primero por abordar la planificación de sistemas eléctricos, las centrales CSP y tópicos que permiten entender el rol de las CSP en el sistema eléctrico. Seguido se realiza una revisión de trabajos recientes en la modelación de centrales de CSP en la planificación de sistemas eléctricos. En el capítulo 3 se trabaja la metodología a seguir para abordar los objetivos. En el capítulo 4 se presentan los desafíos de la modelación, se plantean los esquemas de modelación existentes. El capítulo 5 presenta el modelo de planificación, las opciones de modelación planteadas y los casos de estudios. En el capítulo 6 se presentan los resultados y análisis al usar las opciones de modelación en la etapa de inversión de la planificación de un sistema eléctrico. En este mismo capítulo se incorpora un análisis comparativo en donde se destacan las debilidades y fortalezas de cada modelo. Adicionalmente se agrega un análisis de sensibilidad para opciones de modelación y portafolios de proyectos seleccionados. Por último en el capítulo 7 se desarrollan las conclusiones del trabajo propuesto, considerando reflexiones finales sobre cada opción de modelación, posibles líneas de trabajo futuros y recomendaciones finales para la planificación de un sistema eléctrico que incluya la tecnología CSP.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

2.1. Centrales de Concentración Solar de Potencia

Las centrales de concentración solar de potencia (CSP) se refiere a centrales que concentran y almacenan energía solar en forma de calor [6], aportando energía térmica a un fluido caloportador, como lo son las sales fundidas. Con el calor que pueden almacenar estas centrales, se les puede dar dos usos finales: emplear el calor en procesos industriales, en donde a la aplicación se le denomina SHIP (*Solar Heat Industrial Process* en inglés), donde se puede aprovechar el calor proveniente del proceso termodinámico, disminuyendo los requerimientos de combustibles fósiles y con ello las emisiones de gases contaminantes; o para generar energía eléctrica a partir del uso de turbinas a vapor [7]. En esta sección se entregarán antecedentes de las características constructivas y operativas de las centrales de concentración solar de potencia, orientadas a aquellas que aportan energía eléctrica al sistema eléctrico.

2.1.1. Estructura

A continuación se detallan las partes que constituyen las centrales CSP, las cuales pueden ser dimensionadas por separado y abarcan todo el proceso desde la colección de energía solar hasta la inyección de energía eléctrica al sistema.

2.1.1.1. Modelo campo solar

El campo solar corresponde a la infraestructura que captura la energía solar y la transforma a energía térmica, calentando el fluido de transferencia de calor. A lo largo de los años se han empleado distintos diseños para el campo solar, cada uno con distintas aplicaciones, las cuales se enuncian a continuación y se resumen en la Figura 2.1.

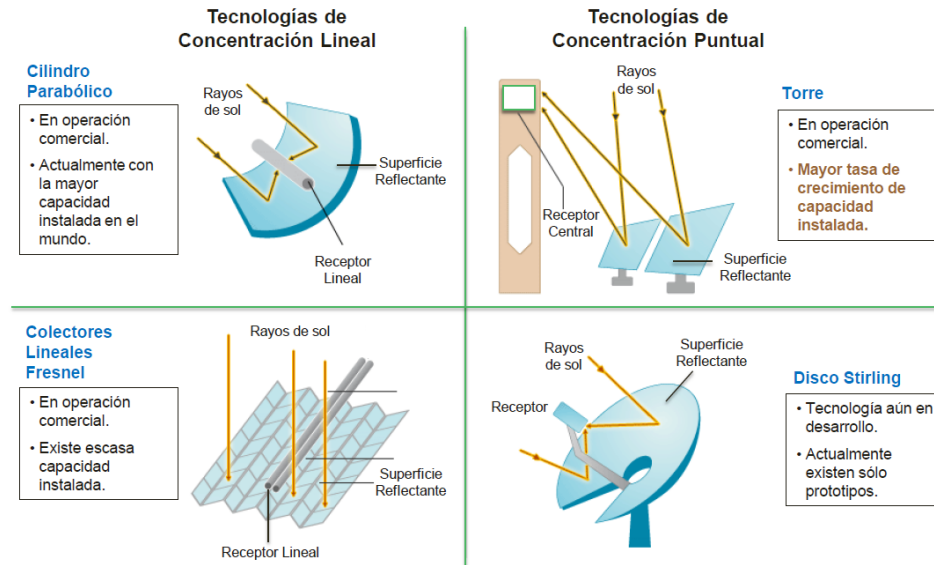


Figura 2.1: Tecnologías de concentración solar [6].

- **Colectores cilindro-parabólicos:** Corresponden a espejos en forma de parábola que reflejan la radiación solar hacia el receptor, que corresponde a un tubo o una línea. El campo solar comprende cientos de concentradores ubicados en paralelo, alineados en un eje norte-sur.
- **Colectores lineales de Fresnel:** Consiste en un arreglo de espejos planos, receptores con sistema de seguimiento. Los rayos del sol son reflejados por los espejos planos y concentrados en un receptor lineal.
- **Discos parabólicos solares Stirling:** Corresponde a un concentrador parabólico en forma de disco que refleja la radiación solar hacia un receptor en el punto focal. Pueden utilizar un sistema de rastreo de dos ejes para seguir el sol. En el punto focal, se utiliza una máquina de Stirling o de Brayton en conjunto con un generador eléctrico para usar el calor concentrador en el receptor.
- **Torres de concentración:** Ocupan grandes espejos llamados helióstatos, para reflejar la luz del sol en un receptor ubicado en la cima de una torre donde se calienta el fluido de transferencia de calor. Esta tecnología es la única que se encuentra presente actualmente en el Mercado Eléctrico Nacional.

A nivel de modelación, el campo solar recibe como variables de entrada la radiación directa normal, la orientación y posición de los colectores, eficiencias ópticas y otro tipo de variables. La salida del modelo corresponde a la energía térmica útil que se transfiere al fluido de transferencia de calor.

En general, el modelo del campo solar puede ser agregado explícitamente al modelo de la central CSP o puede ser resuelto por un modelo aparte como lo es el System Advisor Model [8], recibiendo únicamente datos de entrada, resolviendo de forma endógena a partir del modelo de campo solar utilizado, entregando la energía térmica resultante.

El dimensionamiento del campo solar se define en función del múltiplo solar, es decir, la razón entre la capacidad que puede captar el campo solar y la potencia nominal del bloque de potencia, definidos en función de potencia eléctrica neta.

$$\text{Múltiplo solar} = \frac{\text{Capacidad de Captura Térmica } (MW_t)}{\text{Potencia térmica de Turbina } (MW_t)} \quad (2.1)$$

2.1.1.2. Bloque de potencia

Se refiere a la componente que entrega energía al sistema eléctrico usando la energía térmica proveniente del fluido de transferencia de calor, el cual, a partir de un intercambiador de calor, produce vapor para accionar una turbina y con ello generar electricidad. Su capacidad se mide en la potencia nominal que puede aportar el bloque.

El bloque de potencia posee distintos modos de operación [9] :

- Modo de aporte de potencia: Aporta energía a la red eléctrica.
- Modo de espera: El bloque de potencia no aporta energía a la red eléctrica, pero en cada período de tiempo consume un porcentaje de energía térmica para mantener a la planta operando en una temperatura apropiada para entrar en operación rápidamente.
- Modo apagado: El bloque de potencia no aporta energía a la red, el sistema se enfría y debe iniciar el proceso de encendido desde el principio.

2.1.1.3. Almacenamiento térmico

Corresponde a un sistema de almacenamiento de calor, que emplea sales fundidas a altas temperaturas para aportar energía térmica al bloque de potencia en caso de que el sistema lo requiera. La energía térmica almacenada proviene del campo solar o de un sistema de encendido de respaldo. Su capacidad se mide en horas de almacenamiento, entendida como la cantidad de horas consecutivas en la que la planta puede operar a capacidad nominal usando energía exclusivamente del almacenamiento térmico.

Existen dos configuraciones para los almacenamientos térmicos, de acuerdo a la interacción con el fluido de transferencia de calor. Se dice que el sistema de almacenamiento es directo cuando el fluido de transferencia de calor interactúa directamente con las sales fundidas del almacenamiento, mientras que se dice que es indirecto cuando la interacción del fluido de transferencia de calor interactúa con el almacenamiento a través de un intercambiador de calor.

2.1.1.4. Sistemas de encendido de respaldo

Corresponde a un sistema proveedor de calor auxiliar al almacenamiento térmico, alimentado por combustibles fósiles como gas natural o diésel. Además de ser utilizado para mantener las inercias térmicas del ciclo térmico, también se le suele utilizar para aumentar la operación del bloque de potencia de forma que el CSP pueda aportar potencia de suficiencia [10].

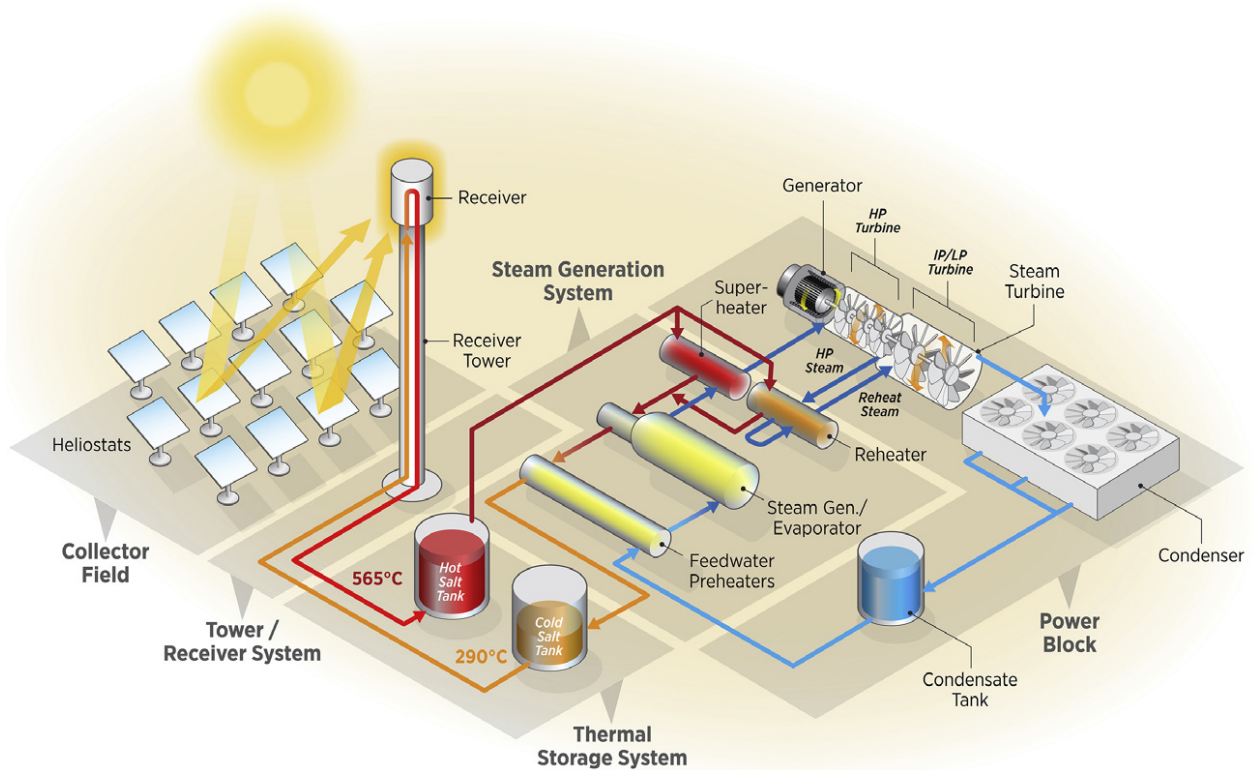


Figura 2.2: Central de concentración solar de potencia tipo torre [9].

2.1.2. Centrales CSP híbridas

Una central CSP puede ser implementada en conjunto con otras tecnologías de generación o almacenamiento, haciendo uso de la despachabilidad y gestión de las múltiples variables de operación de una central CSP con la disponibilidad y complementariedad de los distintos recursos que emplean las otras tecnologías, obteniendo un mejor despacho resultante. En general, se recomienda coordinar la operación de todas las unidades, aprovechando la versatilidad de la tecnología CSP y el almacenamiento.

Algunos ejemplos de centrales de CSP combinadas con otras tecnologías son [11]:

- CSP + Centrales fotovoltaicas: Se puede utilizar las dos centrales de forma desacoplada, planificadas de forma independiente y con ello integradas al sistema, aprovechando el despacho diario de la central fotovoltaica y el almacenamiento de la central CSP para operar en períodos de baja irradiancia solar o en la noche, obteniendo una solución despachable y reduciendo los costos de utilizar exclusivamente la tecnología CSP.
- CSP + Centrales de gas natural: La integración de la central CSP a plantas de gas natural de ciclo combinado (CC), puede ser directamente al ciclo de vapor (TV) o a la turbina de gas (TG). La energía solar se emplea para hervir agua e inyectarla en el generador a vapor de recuperación de calor, y luego inyectarla a la turbina de vapor. También se puede emplear para calentar el aire que deja el compresor, antes de la combustión.
- CSP + Centrales de geotermia: El calor de la central CSP se puede usar para aumentar la temperatura del fluido geotérmico, mejorando el perfil de generación de la planta y con

ello, el factor de planta. Un ejemplo de esta combinación corresponde a la central ubicada en Estados Unidos, Nevada, que emplea una central CSP de cilindros parabólicos de 2 MW con una estación geotérmica de 33 MW, en conjunto con una unidad fotovoltaica de 26 MW [11].

- CSP + Centrales eólicas: Las centrales de CSP se emplean para disminuir el efecto de las fluctuaciones de viento que tienen las centrales eólicas a partir del uso del almacenamiento. Se requiere que la combinación de los recursos eólicos y solar de la locación de la central híbrida sean complementarios temporalmente, permitiendo su integración al sistema haciendo un menor uso de capacidad extra de otro tipo de unidades del sistema.

2.2. Sistemas eléctricos de potencia y el desafío de la transición energética

Los sistemas eléctricos de potencia, en adelante, SEPs, son el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad. El objetivo de los SEPs es satisfacer la creciente demanda por electricidad, manteniendo el balance de generación/carga, cuidando la calidad del suministro, de forma segura y en lo posible ininterrumpida, debiendo minimizar las interrupciones de servicio y con un manejo oportuno y eficiente de fallas en el sistema [12].

En el paradigma original de los SEPs, se realizaba el balance simple entre la generación y carga. Se despachaban unidades de generación que se encontraban a completa disposición de potencia y energía para el sistema, recursos tales como agua en las centrales hidroeléctricas o combustibles fósiles en las centrales termoeléctricas.

Motivado por el cambio climático y la gran emisión de gases del sector de energía, nace la necesidad de utilizar energías limpias y reemplazar a las antiguas. La transición energética de los SEPs consiste en la inserción de nuevas tecnologías de generación cuyas fuentes de energía primaria son renovables, de característica variable en el tiempo y bajas en emisiones de carbono.

Con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050 [13], el nivel de penetración de la generación renovable del sistema eléctrico ha aumentado y se espera que siga aumentando hasta ocupar un porcentaje importante del mix de generación. Luego el sistema deberá afrontar los desafíos asociados a las fuentes de energía que usan las nuevas centrales. Los recursos de viento y sol que emplean las centrales tales como las plantas eólicas y fotovoltaicas (FV) respectivamente, poseen una variabilidad inherente a la naturaleza del recurso, por lo que se vuelve complejo proyectar la disponibilidad de generación, provocando problemas en mantener el balance demanda/generación o congestiones del sistema. Solo en los primeros 25 días del 2022, Chile tuvo que verter 160 GWh de energía producto de congestiones del sistema.

La variabilidad y el riesgo de vertimiento son solo algunos de los desafíos que afronta la transición energética. La curva de generación de las centrales FV, la cual presenta naturalmente una gran rampa a la hora del amanecer y al anochecer, o la generación de las centrales eólicas, que puede volverse nula en cuestión de minutos [14], son factores que deben tomarse

en cuenta a la hora de decidir la operación del resto de centrales, los cuales deben contar con la disponibilidad de responder rápidamente para afrontar las fluctuaciones. La transición energética con la inserción de nuevas tecnologías presenta problemáticas que deben abordarse desde varios ejes, de forma de avanzar hacia un mix de generación bajo en emisiones en un sistema que sea confiable, seguro y económicamente viable. Para una correcta inserción de las centrales CSP a un sistema eléctrico de potencia, se debe levantar un marco apropiado del contexto que afrontan y afrontarán los agentes que buscarán instalar este tipo de tecnología, lo que incluye mencionar brevemente los mercados eléctricos y la planificación de los SEPs.

2.2.1. Mercados eléctricos

Los mercados eléctricos tienen por objetivo introducir competencia en las distintas actividades del sector eléctrico, en donde se busca que los distintos agentes y los grupos de interés que participan del mercado directa o indirectamente, busquen mayor eficiencia tanto a nivel de inversiones como a nivel de operación. Se busca abastecer la demanda con la calidad necesaria, al menor costo posible, sin sobrepasar las limitaciones técnicas de las instalaciones [15].

A nivel sistémico, la formulación de mercados eléctricos responde no solo a necesidades de balancear carga y generación, es también el método por el cual los agentes son remunerados. Es relevante plantear un mercado eléctrico de acuerdo a las características del servicio que se busca entregar a los clientes, a la vez que debe ser atractivo para los agentes fomentando la participación, entregando las señales apropiadas vía el diseño de las reglas de mercado o medidas explícitas.

2.2.1.1. Formas de organización de los mercados

Se pueden distinguir distintas formas de organización de mercados eléctricos, dependiendo de la estructura de la gestión y operación de los múltiples servicios, destacando los esquemas centralizados y descentralizados.

Un esquema centralizado se refiere a que la toma de decisiones pasa por un actor más conocido como operador, que recibe las ofertas o curvas de costo de los agentes involucrados en el mercado. Estos esquemas poseen intermediarios que velan por gestionar con los agentes un conjunto de servicios para que la operación del sistema sea confiable y segura, conocidos como servicios complementarios.

Los esquemas descentralizados se originan producto de la desintegración vertical de las empresas eléctricas a raíz del cambio de paradigma, se separan los actores encargados de la cadena de suministro de electricidad en más de un sentido, produciendo también una descentralización de la toma de decisiones.

2.2.1.2. Servicios complementarios y flexibilidad

El sistema eléctrico debe ser capaz de abastecer la demanda por electricidad no solo en un instante, sino que en una variedad de situaciones, por lo que se acuñan dos conceptos para referirse a la capacidad del sistema para soportar distintos escenarios: Seguridad del servicio y suficiencia.

La seguridad del servicio se refiere a la habilidad del sistema para soportar perturbaciones sorpresivas, definidas en un conjunto de contingencias, para lo cual se emplean una serie de servicios denominados “servicios complementarios”, además del dimensionamiento de reservar para abastecer la demanda ante cambios de consumo.

La suficiencia se refiere a la capacidad para abastecer la totalidad de la demanda, bajo condiciones razonablemente esperables, por lo que se dimensiona dicha capacidad mediante modelos probabilísticos [16] tales como el ELCC (*Effective Load Carrying Capability*) o el ECP (*Equivalent Conventional Power*)[17].

Las necesidades por servicios complementarios (SSCC) deben ser dimensionadas de acuerdo a los requerimientos del sistema, y su remuneración se plantea en términos de la disponibilidad de los actores para entregar el servicio, o por la activación, entregando el servicio. Luego, la provisión de SSCC por parte de una central de generación como un CSP es parte de los ingresos que debe tenerse en cuenta, además de la venta de energía.

Por el lado de las centrales CSP, estas cuentan con generadores sincrónicos con los que pueden proveer distintos servicios complementarios sin emitir gases contaminantes y haciendo uso de la componente de almacenamiento, que le otorga un cierto nivel de independencia respecto de la variabilidad instantánea del recurso solar [18]. Algunos de los servicios que puede proveer la tecnología CSP son:

- Servicios de regulación, en donde una porción de la capacidad de la tecnología se destina a afrontar variaciones de generación y fluctuaciones rápidas de la carga.
- Servicios de seguimiento de la carga o generación, destinado a manejar variaciones lentas de la demanda o variaciones predecibles de la generación como las que ocurren en las centrales fotovoltaicas.
- Servicios de reserva primaria y secundaria, destinado a paliar variaciones de generación y de demanda, controlando frecuencia. Se incluye el hecho de que las centrales CSP cuentan con generadores sincrónicos que contribuyen a la inercia de la red, permitiendo mejorar la respuesta del sistema ante un desbalance entre la generación y consumo [19].
- Otros servicios tales como control de tensión y partida en negro [20].

Se define entonces la flexibilidad de la CSP como la versatilidad que posee la tecnología para entregar reservas y afrontar la variabilidad e incertidumbre de los recursos energéticos intermitentes como la generación fotovoltaica o eólica, a partir de la gestión de la energía con la que posee ya sea desde la generación del campo solar, como la energía almacenada en el almacenamiento térmico. Se destaca también la posibilidad de las centrales de CSP de entregar generación de base para el sistema o generación en las horas punta [14].

2.2.1.3. Políticas públicas

Las políticas públicas constituyen medidas externas a la planificación que buscan responder al contexto político, económico y ambiental en el que se enmarca la toma de decisiones de la planificación, para el cual se introducen como señales aparte de las señales tradicionales de costo-beneficio.

En el contexto del cambio climático, y en donde Chile firma el Acuerdo de París en el 2015, tomando la responsabilidad de establecer estrategias a largo plazo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En dicho marco, el país hace el compromiso de alcanzar la carbono-neutralidad hacia el 2050, para el cual se establece la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), que establece metas a corto, mediano y largo plazo, formulando líneas de acción por sector [21] y que hay que tomar en cuenta a la hora de hacer una planificación del sector eléctrico a nivel nacional.

Dado el compromiso que realiza Chile, se plantean distintos objetivos y metas que involucran al sector eléctrico. Por ejemplo el retiro de las centrales a carbón en la próxima década o que hacia el 2050 el 100% de la generación eléctrica del país debe provenir de fuentes de energía cero emisiones, con una meta parcial del 80% hacia el 2030. Se espera que dadas estas metas influyan en la capacidad instalada futura de los CSP.

Para establecer la tecnología CSP como una opción para proveer electricidad despachable y afrontar la incertidumbre que significa la generación intermitente, se pueden plantear políticas públicas que beneficien a la tecnología, tales como subsidios al desarrollo e investigación de la tecnología, permitiendo disminuir a futuro los costos de inversión y por tanto, volviéndola más competitiva con respecto al resto de tecnologías. También se encuentran medidas para disminuir el riesgo de inversión en la tecnología, mediante la realización de proyectos piloto dedicados a la investigación, desarrollo y demostración de nuevas configuraciones y diseños de las centrales CSP, permitiendo la visibilización de nuevas soluciones de las CSP [22].

Otro tipo de políticas que podrían modificar el desempeño de las CSP en una planificación corresponden al diseño de mercados eléctricos en el que se podrían reconocer los beneficios que aporta al sistema la inclusión de la tecnología como una opción flexible y despachable [18], que podría aportar a la reducción de vertimiento e incertidumbre asociada al sector de generación con un alto porcentaje de energías renovables. En contraste, existen las medidas que benefician a la tecnología CSP por comparación, como lo es el impuesto al carbono que encarece las tecnologías más contaminantes [22] [23].

2.2.2. Planificación de sistemas eléctricos

La planificación de un sistema eléctrico se utiliza para proyectar la operación del sistema ante distintos escenarios, considerando cambios en la topología y la capacidad del sistema. Como la operación abarca intrínsecamente todas las instalaciones del SEP, la planificación debe abarcarlas también.

En la Figura 2.3 se resumen las distintas escalas de tiempo que podría abarcar una planificación del sistema, además de las autoridades a cargo de los respectivos modelos y la escala espacial.

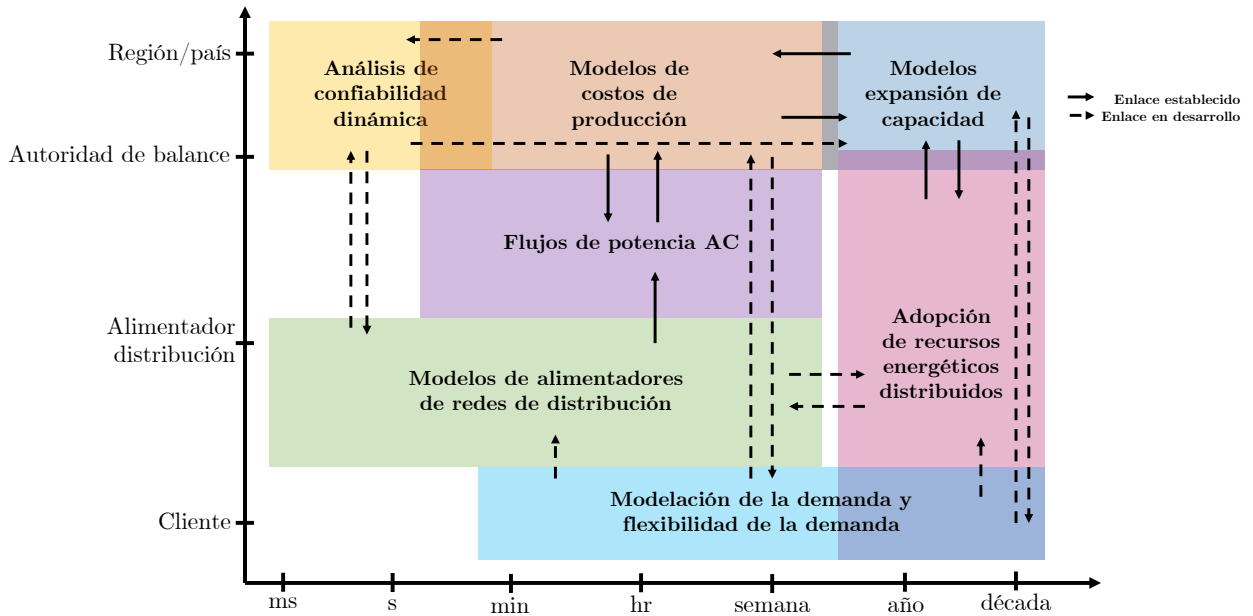


Figura 2.3: Esquema de modelos para la planificación de un sistema eléctrico [24].

Según se aprecia en la Figura 2.3 en la escalera temporal, hay distintos niveles de operación del SEP. La menor resolución temporal es en la cual ocurren los fenómenos más rápidos y en donde se refleja la capacidad del sistema para responder a operaciones imprevistas o cambios en la demanda. A mayor resolución, aparece la dimensión de la operación esperada del sistema, con los modelos de costos de producción y respuesta de la demanda por el lado de la distribución. A más largo plazo, ya se consideran cambios en la capacidad instalada de las distintas tecnologías, la adopción de recursos distribuidos y esquemas de flexibilidad de la demanda, que van de la mano con un aumento de consumo eléctrico por parte de la carga.

Dado que el presente trabajo se limita a estudiar la planificación a mediano y largo plazo a nivel de sistema eléctrico, la dimensión donde se enmarca el estudio reside en la planificación a nivel de costos de producción y la expansión de capacidad del sistema. Para entender qué abarca en particular la planificación de cada sector eléctrico a continuación se hace una descripción, donde se incluyen las medidas que se buscan aplicar en cada sector, tales como las obras, predicciones y políticas a tomar. Hacia el final, se introduce teóricamente el modelo que busca resolver el problema de planificación.

2.2.2.1. Planificación de la transmisión

La planificación de la transmisión consiste en realizar modificaciones al sistema de transmisión existente, con vistas a la operación futura del sistema sujeto a la creciente demanda por electricidad y las nuevas centrales de generación a conectarse en el sistema eléctrico.

Las actividades que considera la planificación de la transmisión consisten en mejoras a la infraestructura existente de transmisión, tal como es el aumento de capacidad o refuerzo de líneas de transmisión. También está la formulación de nuevos corredores de transmisión, es

decir, extensiones de la red existente hacia puntos nuevos, o bypasses entre un punto de la red a otro. Por último, considera la existencia de polos de desarrollo de energías renovables, orientando la extensión del sistema hacia dichos polos para poder evacuar la energía hacia los consumos.

2.2.2.2. Planificación de la generación

La planificación de la generación considera la decisión de los tipos de recursos energéticos que se necesitan para satisfacer la demanda. Abarca desde la decisión de despacho de centrales de generación y nuevas líneas de transmisión, hasta los estudios de potencia de suficiencia, para determinar si la capacidad e infraestructura del sistema es suficiente para abastecer distintos niveles de consumo de electricidad, con distinción horaria y disponibilidad de las tecnologías, en el cual las energías renovables poseen un impacto asociado debido a la variabilidad de sus recursos primarios. Por último, se encuentra el objetivo de planificar la generación hacia el cumplimiento de metas asociadas a políticas, tal como es lograr cierto nivel de penetración de energías renovables en la generación o la salida planificada de tecnologías que empleen combustibles fósiles.

2.2.2.3. Planificación de la distribución

La planificación de la distribución, considera el segmento final de la entrega de electricidad a los clientes, es el que se encuentra más cercano a los consumidores. Al igual que la planificación de la transmisión, en esta componente se planean las mejoras a la infraestructura existente, para el cual se debe también estudiar y pronosticar el comportamiento de la demanda en los años venideros, incluyendo patrones horarios de consumo y la adopción de recursos distribuidos, tal como es la instalación de paneles fotovoltaicos, uso de respuesta de la demanda, relación de los clientes con las empresas de distribución o comercializadores, etcétera.

2.2.2.4. Modelos de flujos de potencia óptimos

Se busca resolver la planificación como un problema de optimización, tal que el sistema eléctrico se encuentre representado en términos multinodales. La representación de la optimización a resolver se denomina flujo de potencia óptimo [15].

En los modelos de flujo de potencia óptimos se busca incluir la dinámica de las variables eléctricas involucradas en un flujo de potencia como lo es la tensión eléctrica nodal, potencia transferida entre barras, potencia no servida, etc. La dinámica eléctrica del sistema puede ser agregada como restricciones del sistema en conjunto con otras restricciones tales como [25] [26]:

- Balance nodal de generación y consumo.
- Límites de transmisión por las líneas, incluyendo pérdidas por las líneas.
- Límites superiores e inferiores de generación sujeto a la disponibilidad horaria del recurso en el caso de las centrales que empleen recursos renovables.
- Restricciones operativas temporales:
 - Gestión temporal del almacenamiento en baterías y centrales CSP.

- Tiempos de encendido y apagado de las centrales de generación, consideración de existencias de rampas de subida y bajada para la generación, tasas de variación de carga.
 - Inclusión de decisiones de pre-despacho, para incluir en la operación un grupo selecto de generadores.
- Restricciones de emisión de gases contaminantes.
 - Restricciones de niveles de vertimiento de ERNC.

El problema de optimización cuenta con una función objetivo a minimizar/maximizar, el cual en su versión más conocida, corresponde a la minimización de costos de operación y costos por potencia no servida. La función objetivo puede verse modificada de acuerdo a los intereses del planificador, buscando priorizar algún objetivo de optimización por sobre otro, tal como sería la minimización de emisiones, vertimientos o pérdidas de potencia activa.

Vale mencionar que dado que es un problema de optimización al que se le puede agregar variedad de restricciones no necesariamente lineales, aparecen dificultades a la hora de aplicar técnicas de optimización. Para resolver estos problemas se debe considerar la búsqueda de soluciones con métodos iterativos o algoritmos genéticos, hay que considerar criterios de convergencia tales como número máximo de iteraciones y satisfacción de restricciones, teniendo en cuenta el esfuerzo computacional y tiempo que le toma al método resolver el modelo.

2.3. Modelos de centrales CSP en la planificación de los SEPs

2.3.1. Centrales CSP en ejercicios de planificación chilenos

A nivel chileno, se realiza la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), la cual en su versión 2023-2027 se plantean tres configuraciones de CSP exhibidas en la Tabla 2.1, para la cual se determinan sus costos de inversión y generación horaria (a modo de despacho predefinido) mediante el modelo SAM de NREL en tres ubicaciones de referencia y usando la tecnología de torre de concentración, las características constructivas de cada central se optimizan de acuerdo a la ubicación y la configuración de la central de referencia. Se exploraron distintas ubicaciones para estudiar a su vez el efecto de instalar centrales CSP más cerca de los centros de consumo localizados en el centro del país. Se menciona el riesgo de congestión de la transmisión y el cambio del recurso solar dada la ubicación geográfica [27].

La nueva PELP considera además la incorporación de la flexibilidad en la modelación, considerando restricciones de inercia y reservas en el modelo. Se busca que el rol de las CSP con su almacenamiento proporcione seguridad a la red [28].

Tabla 2.1: Configuraciones CSP actualmente consideradas en la PELP [27].

Configuraciones de CSP	Demanda horaria objetivo	SM	TES (hrs)
Planta CSP 1	Punta	1,7	6
Planta CSP 2	Punta + parte de noche	2,0	9
Planta CSP 3	Punta + toda la noche	2,5	13

En Hernández *et al.* [18], se estudia la generación de una planta híbrida CSP+FV comparada con una central de gas, en función de la flexibilidad que aporta al sistema y los beneficios económicos. Para la central híbrida se emplean distintos esquemas de despacho de acuerdo a la temporada en la que se encuentra, el recurso solar y restricciones de despacho que buscan suplementar la generación PV con la generación de la central CSP. Se concluye que a nivel económico y sistémico, la configuración híbrida CSP+FV resulta igual o más conveniente que una central a gas, reforzado por el hecho de que la central híbrida no requiere abastecimiento de combustible y puede aportar con electricidad flexible para el país.

En Benavides *et al.* [19] se utiliza SAM para determinar el múltiplo solar, las horas de almacenamiento y la capacidad instalada óptima para centrales de CSP en el contexto chileno en una planificación a largo plazo, considerando la salida de las centrales a carbón y siendo reemplazadas por centrales CSP. Se realizan simulaciones de operación en el corto plazo y se destaca el aporte de las centrales CSP para los requerimientos de reservas para control secundario y el aporte de inercia al sistema. Por otro lado, en Mena [29] se estudia el impacto de integrar las centrales CSP con TES en el sistema eléctrico chileno, bajo distintos escenarios de costos de inversión e impuestos a las emisiones de carbono en un ejercicio de planificación de la expansión de capacidad chileno.

2.3.2. Centrales CSP en ejercicios de planificación de la expansión y operación

En Hale *et al.* [30] se plantea una manera de representar recursos de almacenamiento de energía tales como bancos de baterías y CSPs en estudios de expansión de la capacidad del sistema, considerando escenarios con una alta penetración de energías renovables y buscando representar los recursos de almacenamiento que poseen restricciones de estado de carga, atando a nivel temporal un escenario de otro. Se destaca el uso de un despacho heurístico para los bancos de baterías y las centrales CSP en las que se busca realizar la carga del almacenamiento en las horas de vertimiento y la descarga para horarios punta de demanda. Emplea restricciones de estado inicial y final del almacenamiento usando matrices de transición temporales, con el objetivo de compatibilizar un bloque horario de otro. Por último, se utiliza la generación $p_{d,h}$ horaria de una central de referencia con un múltiplo solar de 1, en donde para la nueva central se escala su generación mediante factores de planta equivalentes obtenidos con SAM, una capacidad de la planta C y un múltiplo solar de SM . Luego, la generación para un escenario d en un instante h es:

$$P_{d,h} = SM \cdot C \cdot p_{d,h}$$

En Chattopadhyay *et al.* [31] se realiza un dimensionamiento óptimo para las distintas subcomponentes de las centrales CSP, tomando en cuenta la optimización de la planifica-

ción a múltiples años. El modelo considera errores en la predicción de la generación solar fotovoltaica al cual se le debe destinar un porcentaje de reserva en giro, y la inclusión de políticas respecto al porcentaje del mix de generación que debe corresponder a energía solar. De los resultados se destaca las diferencias que aparecen en las configuraciones óptimas de las centrales CSP dado el uso de cierto porcentaje de la capacidad de los bancos de baterías para las reservas que requiere el sistema.

Por otra parte, en Qi *et al.* [32] se considera la optimización del dimensionamiento de las subcomponentes de las centrales CSP para aprovechar la flexibilidad que puede aportar para el sistema. Este trabajo considera linealizaciones de las restricciones de operación de la central para plantear la optimización de la configuración como un modelo lineal entero mixto. Los resultados muestran que considerar al resto de tecnologías en la optimización del dimensionamiento de la central aumenta la eficiencia de la operación del sistema, además de hacer la observación de que es relevante dimensionar las necesidades del sistema por flexibilidad de generación, ante la incertidumbre de la generación fotovoltaica y eólica.

En Bai *et al.* [33] se considera la planificación de la operación a mínimo costo, considerando que las centrales CSP participan del servicio de reserva en giro y el servicio de regulación del sistema. En este trabajo se emplea optimización robusta para lidiar con la incertidumbre de la generación renovable variable.

En Du *et al.* [34] se estudian los efectos económicos de incluir las centrales de CSP en la planificación del sistema eléctrico con un alto porcentaje de generación de energías renovables variables. Considerando un porcentaje constante de penetración de energías renovables, se estudia el efecto de reemplazar capacidad de centrales renovables de generación variable (fotovoltaicas/eólicas) con capacidad instalada en centrales CSP hasta alcanzar un porcentaje de penetración de la tecnología en el mix de generación. Se destacan los beneficios operacionales de reemplazar las centrales FV y eólicas por CSP, tales como el aumento de flexibilidad del sistema, la reducción de vertimiento y la reducción de costos asociados a la operación de centrales termoeléctricas.

En el modelo planteado en Du *et al.* [35], se realiza la optimización de la planificación de la expansión de la generación y transmisión, bajo condiciones de incertidumbre de generación variable e imponiendo la meta de cumplimiento de penetración de energías renovables. Se utilizan restricciones de flexibilidad de generación en las rampas de subida y bajada para las centrales termoeléctricas y las CSP. Se resaltan las necesidades del sistema por generación renovable en las horas, y la sensibilidad del mix resultante de generación a los costos de las tecnologías renovables.

En Gils *et al.* [36] se presenta la inclusión de las centrales CSP en la planificación de la expansión y de la operación, para distintos porcentajes de penetración de energía eólica y fotovoltaica en Europa a partir del uso del modelo *REMix-OptiMo*. En este modelo se optimizan por separado las subcomponentes de las centrales CSP y se emplean los datos de generación horaria generados por el modelo *REMix-EnDAT*. En particular, se emplea la hipótesis de uso de sistemas de encendido de respaldo a gas para asegurar que el bloque de potencia funcione a capacidad nominal, simplificando las restricciones de disponibilidad de energía de la central CSP. De las conclusiones del trabajo se destaca el estudio del resultado

de la planificación para distintos porcentajes de penetración de energía fotovoltaica y eólica, para los cuales el balance de fluctuaciones era suministrado en mayor medida por la tecnología CSP, pero cuyo aporte futuro se ve sensible a variaciones en el costo de inversión de la tecnología. Se desarrolla un modelo con resolución espacial, que permite estudiar el efecto del potencial eólico y solar de cada país en la planificación resultante.

En Schoniger *et al.* [37] se emplea otro modelo de planificación llamado *Balmorel*, que despeja un equilibrio parcial entre la generación, transmisión y consumo de electricidad, a partir de la minimización de costos de inversión, operación y mantenimiento. Se destaca del trabajo que se realiza un estudio de competitividad en costos de las centrales CSP con centrales fotovoltaicas con almacenamiento térmico y con almacenamiento en bancos de baterías. Los resultados obtenidos destacan la importancia de determinar las horas de almacenamiento requeridas en el sistema, para el cual a mayor cantidad de horas de almacenamiento requeridas, la tecnología CSP resulta ser la mejor opción. Se menciona la relevancia de la evolución de los costos de inversión en el tiempo para realizar la comparación entre alternativas de generación.

En Lehtveer *et al.* [38] se presenta el modelo *GET*, que busca estudiar estrategias de mitigación de emisiones a nivel global, con el objetivo de minimizar el costo de la energía en el período de estudio, satisfaciendo la demanda y restricciones de carbono. En este modelo se utilizan factores de planta equivalentes para la generación de las centrales CSP, obtenidas de datos de irradiación solar directa, el uso de 12 horas de almacenamiento térmico y un múltiplo solar de 2,5, simulado para cada celda de la grilla espacial formulada. En el modelo se utiliza una estrategia de despacho de la CSP simplificada, en la que se asume que se emplea el almacenamiento para despachar a potencia nominal la mayor cantidad de horas posible cada día. Se destaca del modelo del uso de bloques espaciales y temporales clasificadas de acuerdo a recurso solar, eólico y nivel de demanda, en los que se simula la operación para ventanas de tiempo de 3 horas y se debe compatibilizar la componente de almacenamiento entre un bloque y otro.

2.3.3. Centrales CSP en ejercicios de planificación de la operación

En Jorgenson *et al.* [39] se presenta una guía para implementar las centrales CSP en los modelos de costos de producción, más conocidos como modelos para la planificación de la operación. Se destaca el uso de SAM para la obtención de la generación de una central CSP a partir de sus características constructivas. Se incorporan en el modelo restricciones de balance energético sujeto a la capacidad máxima, y la linealización por tramos de la curva de eficiencia de la turbina a vapor, dependiente del punto de operación. En la planificación de la operación, se destaca el desplazamiento de generación de centrales termoeléctricas producto de la instalación de nuevas centrales CSP y la habilidad de estas para entregar servicios complementarios que también pueden ser incluidas en el modelo.

Uno de los trabajos que consideran estrategias de despacho para una central híbrida CSP+FV es en Bousselamti *et al.* [40], en donde se busca satisfacer una demanda de 100 MW bajo distintos esquemas de coordinación del despacho de la central CSP con la central FV, priorizando el despacho de uno por sobre el otro. El trabajo concluye que la solución de máximo beneficio es aquella donde se emplea la central CSP para compensar las fluctuaciones de la central FV y además se le utiliza para despachar el resto de horas del día.

En el mismo contexto de centrales híbridas, en Fang *et al.* [41] se estudia la coordinación de una central híbrida CSP+eólica para ofertar en el mercado del día siguiente, optimizando la estrategia de oferta para el día siguiente y el subsiguiente, considerando las restricciones de almacenamiento de la CSP y la incertidumbre asociada a la generación eólica. Se emplea la central CSP como una reserva para la central eólica y reducir las fluctuaciones de generación. Se considera también que la central CSP participa del mercado de reserva. Se resaltan las ventajas de coordinar las ofertas y usar el almacenamiento de la central CSP como reserva para la maximización del beneficio de la central híbrida.

Otro tipo de centrales híbridas que emplean CSP, es el mostrado en Li *et al.* [42], que utiliza una central CSP+TG para aumentar la flexibilidad de operación de la central CSP a la vez que se entrega energía más limpia. El trabajo plantea un modelo de planificación de dos etapas, en la primera realiza cierta planificación de expansión de la generación y analiza la variabilidad de generación del mix-resultante en una simulación del despacho. En la segunda etapa, toma los resultados obtenidos y chequea el nivel de penetración de energías renovables y la suficiencia del sistema en todos los escenarios de demanda. De no cumplirse la primera condición, se aumenta la capacidad a instalar de energías renovables, mientras que de no cumplirse la segunda, se aumentan los requerimientos de flexibilidad del sistema, luego se realiza otra optimización para la planificación de la expansión.

En Zhu *et al.* [43] se considera un esquema de coordinación para la planificación de la operación de una central CSP+FV+eólica+GT. Se usa la central CSP para compensar y regular las fluctuaciones de las centrales de generación variable y obtener un despacho a costo mínimo con la menor cantidad posible de fluctuaciones, formulando una función de satisfacción mediante lógica difusa y así balancear el cumplimiento de los dos objetivos de optimización.

El trabajo presentado en Fang *et al.* [44], muestra una central CSP+eólica proporcionando servicios de recorte de puntas, en el que se incluye el riesgo operacional dada por los niveles de incertidumbre asociada a los recursos variables, en donde existe el riesgo de vertimiento del recurso eólico o la probabilidad de no poder servir toda la demanda. Se aplican técnicas de linealización y discretización para las funciones de probabilidad de la predicción del viento. Se resalta el uso de la optimización del despacho para aprovechar la flexibilidad de la tecnología CSP para reducir el vertimiento de la energía eólica y la incertidumbre asociada a la capacidad de recortar puntas, aportando hacia una operación del sistema más confiable.

En do Amaral *et al.* [45] se presenta un esquema de despacho de centrales CSP, aprovechando su flexibilidad para optimizar el desempeño de la CSP a nivel económico y operacional. Se plantea un algoritmo que aplica una serie de reglas heurísticas, que recopila buenas prácticas operacionales. Se destaca que el algoritmo permite minimizar el vertimiento de energía versus otras estrategias de despacho, aplicando reglas intuitivas y con un tiempo de ejecución computacional bajo. El esquema de reglas planteado utiliza predicciones de precios y clima para gestionar el almacenamiento en un horizonte temporal de 48 horas con resolución temporal horaria.

En Yagi *et al.* [10] se plantea el uso de centrales CSP como recursos de potencia de suficien-

cia en horas de demanda punta, con pequeños impactos en los beneficios que pueden percibir. Se consideran dos configuraciones de CSP, una con múltiplo solar de 2 y 6 horas de almacenamiento, y la otra de 3 y 12 horas de almacenamiento, ambas de una capacidad instalada de 222 MW-e. Se destaca la introducción de restricciones sobre el estado del almacenamiento térmico de la central CSP, de forma de mantener a la central operando a potencia nominal durante las horas objetivo. Por último, se considera la existencia de incertidumbre del recurso variable en donde se analizan dos esquemas de optimización, uno en el que la central es miope al recurso futuro, y otra en que el sistema trata de predecir el recurso mediante ventanas de tiempo deslizantes y el conocimiento de las mediciones de las cuatro semanas previas.

Existen también trabajos donde se incorpora a la CSP al servicio de provisión de reserva primaria y secundaria, tal como en Du *et al.* [46] donde se hace uso de un calentador eléctrico para apoyar la provisión de reserva de bajada y subida, al retirar o dejar de retirar electricidad desde la red eléctrica. Además en He *et al.* [47] se incorpora la tecnología CSP en los mercados de servicios complementarios de reserva y regulación, imponiendo restricciones sobre la energía disponible en el almacenamiento térmico de forma de proveer efectivamente la energía requerida por el servicio complementario durante el período estipulado.

2.3.4. Otros ejercicios de planificación

En Chen *et al.* [48] se presenta un modelo de planificación de la expansión, considerando políticas públicas que restringen la operación, tal y como son los impuestos al carbono y estándares de instalación de energías renovables, que buscan reducir las emisiones totales del sistema. Adicionalmente, se consideran restricciones de flexibilidad para las 8760 horas del año. Si bien este trabajo no incluye la tecnología CSP, se concluye que incentivar la inversión en energías renovables en conjunto con las restricciones adicionales incentiva también la inversión en energías térmicas altamente flexibles.

Uno de los modelos más recientes corresponde a Flores *et al.* [49] donde se plantea un modelo integrado de planificación de sistemas eléctricos, considerando generación, transmisión y almacenamiento de energía. El trabajo utiliza restricciones de corto plazo e incertidumbre en el largo plazo. La planificación planteada en este trabajo plantea un método de computación distribuida usando *column generation* y *sharing algorithm*, el cual permite mejorar el desempeño computacional y la precisión al encontrar la solución óptima en un menor tiempo. Sin embargo, no incluye centrales CSP.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Información general de la metodología

La metodología a seguir durante el trabajo de título se resume en la Figura 3.1, en donde se destaca la secuencia de pasos a seguir. El trabajo culmina con un análisis comparativo entre las opciones planteadas y cómo aportan en insertar la tecnología CSP en la planificación del sistema eléctrico, junto a la formulación de recomendaciones para el planificador, en donde se espera que las opciones planteadas constituyan esquemas válidos con cualidades y defectos.

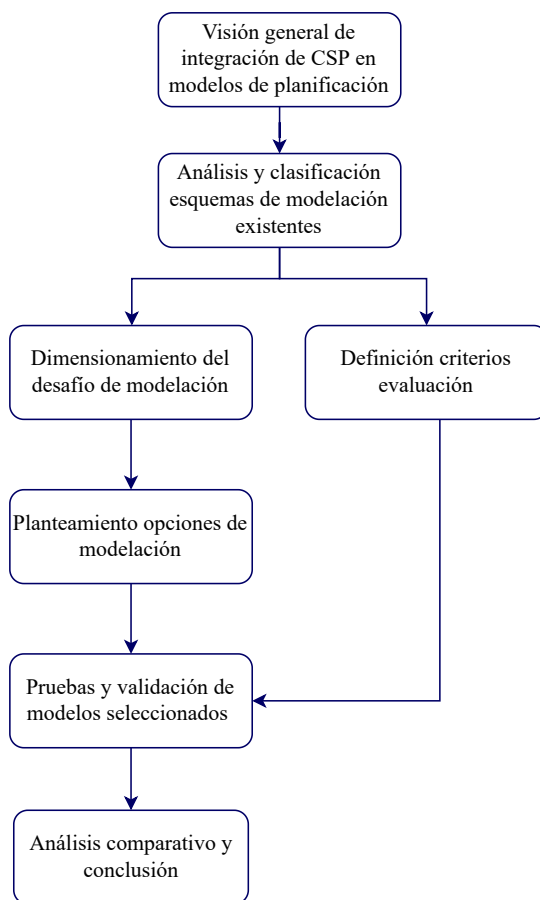


Figura 3.1: Metodología de trabajo.

Las etapas formuladas en la metodología de trabajo consisten como sigue:

- 1. Visión general de integración de las centrales de CSP en modelos de planificación:** Consiste en la revisión de bibliografía respecto trabajos actuales de investigación que incluyan las centrales de CSP en la planificación, considerando a su vez el estado actual de la inserción de la tecnología en ejercicios realistas de planificación, tal como es el caso chileno, estadounidense o español.
- 2. Análisis y clasificación de esquemas de modelación existentes:** Se identifican patrones de modelación de la tecnología de CSP, abarcando múltiples factores y metodologías que diferencian un modelo de otro, del cual se pueden rescatar distintas virtudes y debilidades a la hora de emplear las características sistémicas de una central CSP, en donde se destaca la versatilidad de la tecnología a partir de las distintas estrategias de despacho y dimensionamiento de la capacidad de sus componentes.
- 3. Dimensionamiento del desafío de modelación:** Una vez conociendo los factores y variables que se suelen incluir en la modelación, se dimensiona la complejidad que conlleva el incluir las centrales de CSP en la planificación, abarcando desde modelos sencillos que simplifican la flexibilidad y versatilidad de la tecnología para compatibilizar con las tecnologías ya existentes, hasta modelos complejos que buscan aprovechar las virtudes de la tecnología para afrontar los desafíos que conlleva la transición energética del mix de generación, tal como es la incertidumbre de la demanda y generación.
- 4. Definición de criterios de evaluación de los modelos:** Dado que se requerirá evaluar el desempeño de las distintas opciones de modelación a nivel multifactorial, se definen las métricas o factores que permiten realizar un análisis y comparativa de las opciones.
- 5. Planteamiento de opciones de modelación:** Se plantea el problema completo de planificación. Se proponen opciones de modelación que permitan explorar distintos niveles de complejidad en la etapa de inversión y operación de un ejercicio de planificación de un SEP. Se plantean las restricciones que abarcan cada uno de los modelos y su significado.
- 6. Pruebas y validación de modelos seleccionados:** Definición de los casos de prueba para cada opción de modelación, lo que incluye la conformación del SEP a nivel de generación, consumos y sistema de transmisión, para distintos casos de estudio. Se utilizan los modelos seleccionados para cada caso de prueba, en donde se obtienen resultados del ejercicio de planificación de la expansión y de la operación.
- 7. Análisis comparativo y conclusión:** Se comparan los resultados obtenidos, buscando identificar el rol que cumple la tecnología CSP en el sistema eléctrico, el mix de generación y el despacho resultante, considerando los esfuerzos computacionales, tiempos de ejecución de la planificación, convergencia de los modelos, etc. Se concluye el trabajo realizando recomendaciones para el tomador de decisiones para la planificación, en donde se transmite las ventajas y desventajas de la opción elegida para el ejercicio, entendiendo que existen temas de compatibilidad del modelo con los otros elementos a considerar en la planificación de un sistema eléctrico.

Capítulo 4

Desafíos de la modelación

4.1. Esquemas de modelación existentes

La modelación de los CSP en la planificación de los sistemas eléctricos se resume gráficamente en la Figura 4.1, en donde las tres principales componentes se encuentran identificadas: El bloque de potencia (PB), el almacenamiento térmico (TES) y el modelo del campo solar (SF).

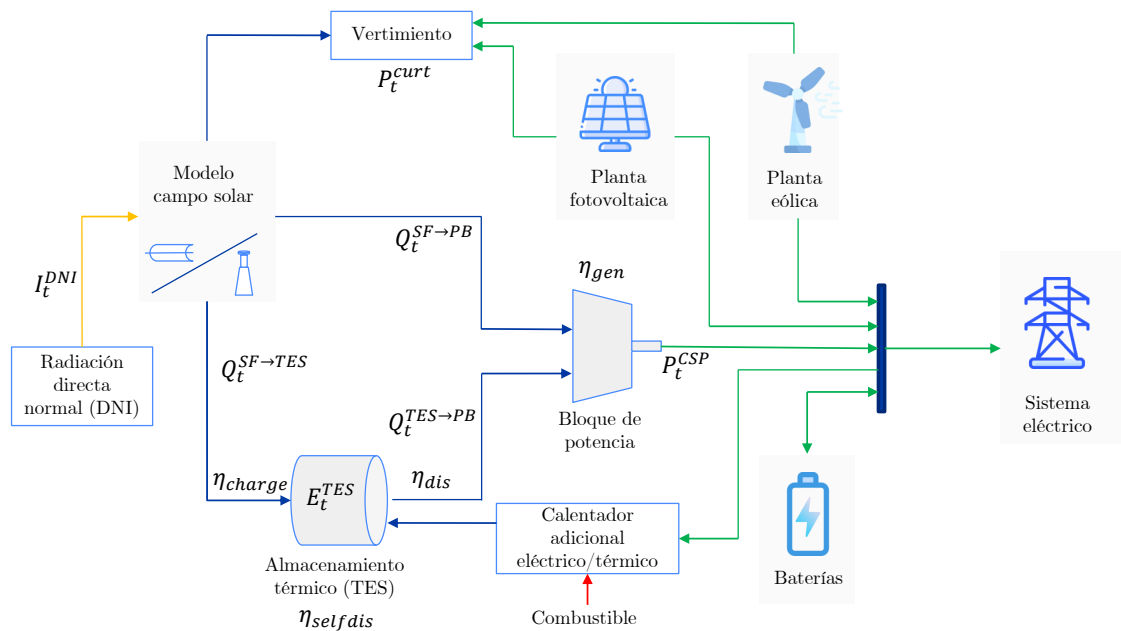


Figura 4.1: Esquema de modelación de una central CSP inserta en un sistema eléctrico genérico.

Se muestra en la imagen las distintas transferencias de energía que ocurren en una central CSP. desde la captación de la radiación directa normal I_t^{DNI} por parte del campo solar. Una vez convertida en energía térmica, denotada por Q , esta puede ser destinada a ser almacenada ($Q_t^{SF \rightarrow TES}$) o ser inyectada a la red eléctrica ($Q_t^{SF \rightarrow PB}$). Posteriormente, el almacenamiento se descarga para inyectar dicha energía ($Q_t^{TES \rightarrow PB}$). El balance total de energía eléctrica generada corresponde a (P_t^{CSP}). De forma alternativa, la energía puede ser vertida (P_t^{curt}). Por

otra parte, cada proceso de transformar o almacenar energía cuenta con una eficiencia (η). Finalmente, se puede adquirir energía adicional para mejorar la inercia térmica del sistema se puede usar un calentador eléctrico o térmico.

En la presente sección se identifican las distintas tendencias encontradas en los trabajos visitados en la revisión bibliográfica y otros no abordados en dicha sección por su antigüedad o reiteración en sus contenidos respecto a trabajos más recientes. La taxonomía formulada se muestra en la Figura 4.2.

Objetivos de optimización	VARIABLES DE DECISIÓN	Modelo de mercado	Horizonte de optimización	Otras clasificaciones
<ul style="list-style-type: none"> • Minimización de costos <ul style="list-style-type: none"> ◦ Planificación de la expansión ◦ Planificación de la operación • Reducción de vertimiento de ERNC • Maximización de beneficios • Desplazamiento combustibles fósiles • Nivel de penetración de energías renovables 	<ul style="list-style-type: none"> • Dimensionamiento componentes <ul style="list-style-type: none"> ◦ Modelo de librería ◦ Modelo por componente • Gestión horaria de la energía y almacenamiento • Decisión de partida, detención, operación en standby • Capacidad destinada a SSCC • Ubicación geográfica 	<ul style="list-style-type: none"> • Centralizado • Tomador de precios • Esquema de subastas 	<ul style="list-style-type: none"> • Diario • Semanal • Estacional • Múltiples años 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de otras tecnologías (Plantas híbridas) • Inclusión de provisión de SSCC
		Estrategia de despacho <ul style="list-style-type: none"> • Despacho predefinido • Reglas heurísticas • Despacho por optimización 	Resolución temporal <ul style="list-style-type: none"> • Bloque • Día típico • Horaria • Sub-horaria 	

Figura 4.2: Taxonomía identificada de las centrales CSP en la planificación de sistemas eléctricos.

4.1.1. De acuerdo al objetivo de la optimización

Los objetivos de la optimización buscan encontrar soluciones óptimas desde un punto de vista técnico y económico, basado en el conjunto de restricciones y al mismo problema de optimización, en donde por lo general suele ser una minimización de los costos de inversión y de operación, o la maximización de beneficios asociados a la participación de las centrales CSP en mercados de energía o de servicios complementarios.

A continuación se enuncian algunos objetivos de los modelos de planificación del sistema eléctrico empleando centrales CSP.

4.1.1.1. Planificación de expansión del sistema

Se refiere a la expansión de la generación y la transmisión, aumentando la capacidad instalada de las tecnologías y las centrales CSP, o planificando la construcción o aumento de capacidad de líneas de transmisión. Dado que se espera un desplazamiento de tecnologías, se puede agregar a la planificación el retiro de ciertas plantas. Se agrega también una restric-

ción asociada a la máxima capacidad a instalar por tecnología. Ejemplos de estos trabajos corresponden a [29], [36] y [38].

Se pueden introducir restricciones al sistema resultantes sobre requisitos de suficiencia y resiliencia ante múltiples escenarios, además de necesidades de reserva y flexibilidad ante el aumento del uso de tecnologías renovables de recurso variable en el tiempo, tal y como se muestra en [30], [34] y [50].

4.1.1.2. Planificación de operación del sistema

Alude a cómo el sistema es capaz de satisfacer la demanda por electricidad, considerando todas las tecnologías y las centrales CSP. Hace un despacho de las tecnologías tomando en cuenta los múltiples requerimientos técnicos y costos asociados al despacho, tanto a nivel de almacenamiento de energía como a nivel de entrega de potencia. Alguno de ejemplos de este tipo de planificación aplicados a una central corresponden a [9], [19] [51] y [52] entre muchos otros.

4.1.1.3. Nivel de penetración de energías renovables

Consiste en alcanzar u observar el nivel de penetración de energías renovables en el mix de generación, a partir de la fijación de metas de porcentaje de capacidad instalada o generación en un cierto período de tiempo.

El nivel de penetración puede ser trabajado de dos maneras, directa e indirecta. La manera directa corresponde a colocar una meta en forma de una restricción de la inserción de este tipo de tecnologías al conjunto de ecuaciones del modelo, fijando un nivel mínimo, tal y como sucede en [34], [46] y [53]. Mientras que un método indirecto corresponde a darle al modelo general la opción de utilizar estas tecnologías como una opción para el aumento de capacidad instalada del sistema, entregando los costos presentes y futuros, los requerimientos técnicos y el potencial de generación de cada una de las tecnologías, permitiendo por una parte analizar los riesgos de no fijar directamente una meta de penetración.

Dentro del objetivo de alcanzar cierto nivel de penetración de energías renovables, se encuentra el objetivo de que dado un porcentaje de penetración, que una parte de ese porcentaje sea de tecnologías que empleen recurso solar, donde se estudia la diferencia sistémica de instalar tecnologías fotovoltaicas de CSP, a modo de cumplir con las metas de instalación, pero buscando un sistema con mayores capacidades de flexibilidad y almacenamiento.

4.1.1.4. Reducción de vertimiento de ERNC

Muy de la mano con el nivel de penetración de energías renovables, está la posibilidad de verter energías renovables no convencionales debido a congestiones en la transmisión o baja demanda a las horas de gran recurso eólico o solar, lo que podría llegar a afectar el desempeño de centrales renovables. Aquí es donde aparece el objetivo de instalar nuevas centrales que cuenten con la capacidad de reducir vertimiento a partir de su componente de almacenamiento como lo es la tecnología CSP. La reducción del vertimiento se realiza a partir del estudio e imposición de restricciones de la operación resultante del mix de generación ampliado obtenido de la planificación de la expansión, para distintos escenarios de recurso solar/eólico y niveles de demanda. Un ejemplo de trabajos donde se incorpora este objetivo es [35] y [54].

4.1.1.5. Desplazamiento de combustibles fósiles

Se refiere a la determinación de la capacidad instalada equivalente que requeriría el sistema para desplazar de forma parcial o completa, ciertas tecnologías que empleen combustibles fósiles, tal y como es el carbón o las turbinas a gas. El desplazamiento no solo considera la potencia instalada que se estaría retirando, sino que también toma en cuenta las necesidades de flexibilidad, reservas y disponibilidad horaria de las nuevas centrales. Algunos ejemplos donde se considera este objetivo son [18] y [19].

4.1.2. De acuerdo a las variables de decisión

Las variables de decisión se refiere a las variables a optimizar del modelo, las cuales se pueden dividir en decisiones de largo plazo, referentes a decisiones de inversión y dimensionamiento de las componentes y las decisiones de mediano plazo, que abarcan todas las decisiones de operación.

4.1.2.1. Largo plazo

Para poder tomar las decisiones de inversión, referente a la definición de la capacidad nominal de cada una de las tres componentes de una central CSP con almacenamiento térmico, se requieren datos de entrada tales como costos de inversión, precios de la energía si corresponde, capacidades mínimas y datos respecto al potencial del recurso solar empleando herramientas tales como sistemas de información geográfica.

Las decisiones a tomar al largo plazo corresponden a la capacidad instalada de las centrales CSP, en donde se distinguen dos tipos de modelos:

- **Modelo de librería:** Aquellos donde la decisión sobre la cantidad de horas de almacenamiento y/o el múltiplo solar ya se encuentran definidos, y lo que falta por dimensionar es la capacidad instalada de la central. Las componentes se dimensionan en función de dicha potencia. Para estos modelos, se requieren los costos de inversión en $\$/MW$.

Estos modelos son ampliamente utilizados ya que acotan el espacio de búsqueda y permiten incorporar rápidamente el CSP a la planificación con el costo equivalente, incorporando implícitamente el costo de sus componentes. Ejemplos de modelo de librería se presentan en [37], [55] y [56].

- **Modelo por componente:** Se refiere a aquellos modelos donde la decisión del dimensionamiento de cada componente se hace por separado, y busca responder a las necesidades de generación del sistema o del diseñador, tal como un factor de planta. Para estos modelos, se requieren los costos de inversión por componente: campo solar, bloque de potencia y almacenamiento. Algunos ejemplos de donde se aplica este tipo de dimensionamiento para las centrales CSP son [32], [50] y [57].

Los modelos por componentes añaden una dificultad extra al sistema de ecuaciones debido a las no linealidades asociadas con agregar el múltiplo solar y las horas de almacenamiento como variables de optimización.

Además, otra decisión a tomar en cuenta en el largo plazo es la ubicación geográfica de las nuevas centrales, para las cuales hay que realizar estudios del recurso solar en el espacio disponible para realizar la expansión, en donde hay que considerar la existencia o no de transmisión disponible para interconectar la nueva central, afectando los costos de inversión asociados a la instalación.

4.1.2.2. Mediano plazo

En el mediano plazo residen las decisiones de operación de la central de concentración solar de potencia en un determinado horizonte temporal. Dado que la generación del campo solar depende directamente de la radiación solar, el modelo será dependiente del tiempo y la ubicación geográfica de las centrales CSP, en donde se utilizan datos de un año meteorológico típico.

Por otro lado, la operación de una central CSP depende de la interacción termodinámica de sus tres componentes, en donde se gestiona la energía térmica proveniente desde el campo solar, y se decide si despacharla en el bloque de potencia o almacenarla, sujeto a restricciones del sistema, capacidades mínimas y máximas, tiempos de encendido y apagado del complejo o de cada componente por separado, permitiendo también decidir entre si operar inyectando potencia, apagado o en modo de espera, con un modelo de predespacho.

La complejidad asociada a la modelación de la operación de las centrales CSP viene altamente asociada a la resolución temporal utilizada en el modelo, para el cual a resoluciones temporales mayores, se pueden obviar restricciones de encendido-apagado y rampas de carga, ya que la resolución es mayor al tiempo que le tomaría a una central pasar de operar en un modo a otro.

Es en la modelación de la operación donde se puede estipular que cierto porcentaje de la capacidad de la central CSP pueda destinarse a servicios complementarios, ya que es en esta parte donde se gestiona el almacenamiento y la inyección de potencia.

4.1.3. De acuerdo al modelo de mercado

Por modelo de mercado se entiende por la organización de la industria para satisfacer la demanda, a través de esquemas centralizados o descentralizados, que buscan solventar los costos de inversión y operación de los productores, a la vez de asegurar la continuidad del suministro.

Es importante reconocer el modelo de mercado en las opciones de modelación producto de que el mercado donde se inserte una o varias centrales CSP determinará su competitividad con el resto de tecnologías, su rentabilidad y las oportunidades para cuantificar el beneficio asociado al uso del almacenamiento.

De acuerdo al esquema de mercado utilizado, aparecen distintas fuentes de incertidumbre que podrían ser tomadas en cuenta por el planificador y que afectan a la toma de decisiones resultante. A continuación se distinguen tres modelos de mercado donde se han encontrado trabajos que incluyen la tecnología CSP.

4.1.3.1. Modelo centralizado

Corresponde a decisiones de inversión y operación desde el punto de vista de un único planificador del sistema eléctrico o un operador de red y mercado, buscando minimizar los costos de inversión y operación totales en los que incurrirá el sistema en el horizonte temporal elegido para la planificación.

En un modelo centralizado, dependiendo del horizonte temporal de optimización, aparecen fuentes de incertidumbre asociadas a los costos de inversión futuros de las tecnologías de acuerdo a su nivel de maduración presente y futura. Algunos ejemplos de modelos centralizados corresponden a los presentados en [29], [46] y [38].

4.1.3.2. Modelo tomador de precios

Se refiere a un modelo donde el planificador conoce de antemano los precios a los que podrá vender energía y potencia a lo largo del horizonte de tiempo, por lo que realiza la optimización a nivel local de la operación de la o las centrales CSP y asociadas, maximizando sus beneficios. Este tipo de modelos da espacio para el uso de contratos por potencia o por bloque de energía. Unos ejemplos de este tipo de modelo corresponde a [14] y [37].

La incertidumbre asociada a este esquema viene dado por la disponibilidad del recurso eólico/solar para el cumplimiento de los compromisos de venta de energía, donde se emplea el almacenamiento de la central CSP para paliar con la fluctuación.

4.1.3.3. Modelo de ofertas

Semejante al modelo anterior, el planificador toma decisiones locales respecto al despacho de las centrales CSP y su almacenamiento, ofertando su despacho en distintos tipos de mercados donde se ejecuten subastas, tales como esquemas de mercados de día previos o servicios complementarios tales como los servicios de reserva.

En este contexto, el planificador debe afrontar la incertidumbre de precios resultantes de las subastas y la variabilidad del recurso solar, existiendo un nivel de riesgo asociado a la participación y al no cumplimiento de las ofertas planteadas. Unos ejemplos de este trabajo corresponden a [33], [46] y [58].

4.1.4. De acuerdo a la estrategia de despacho

Debido al nivel de complejidad computacional de la representación completa de una central de concentración solar, se suelen ocupar distintas estrategias para la gestión de la operación de la o las centrales de concentración solar.

4.1.4.1. Reglas heurísticas

En primer lugar, se encuentra el uso de reglas heurísticas para el despacho, obteniendo un despacho no necesariamente óptimo, pero que reduce la complejidad computacional asociada al modelamiento y que sirve a otros propósitos de la modelación, tal como es maximizar el aporte del CSP a la potencia de suficiencia, a la vez que disminuye el vertimiento de energías renovables, para ello, se gestiona la energía inyectada y almacenada por la central, orientando el despacho hacia las horas más críticas del sistema. Otro ejemplo de regla heurística, se encuentra la decisión de despachar el CSP con almacenamiento, inyectando a potencia nominal

la mayor cantidad de tiempo posible. Algunos ejemplos donde se utilizan reglas heurísticas para gestionar el despacho son [40], [41], [45], [59] y [60].

4.1.4.2. Despacho predefinido

Otra clase de despacho utilizado, es el que simplifica al máximo la operación de la central, despachando de base a la central. Se han encontrado dos maneras de usar este tipo de despacho, la primera considera un gran dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento o el uso de sistemas auxiliares/respaldo que inyectan energía térmica hacia la turbina a vapor del CSP haciendo uso de algún combustible fósil, permitiendo que la central pueda inyectar a potencia nominal durante todo el día. Por otra parte, se puede replantear el despacho, y buscar una operación constante considerando un cierto factor de planta, esta metodología se emplea cuando no se busca resolución horaria de la operación del sistema. Algunos ejemplos donde se emplea este tipo de despacho son [38], [54] y [36].

4.1.4.3. Despacho por optimización

Por último, se encuentra la planificación del despacho como un resultado de la optimización de las variables de decisión, ya sea como un resultado de la planificación conjunta de todo el sistema eléctrico, o desde un punto de vista de un planificador que gestiona localmente su despacho. Algunos ejemplos destacables corresponden a [9], [10], [29] y [61], entre otros.

4.1.5. De acuerdo a la resolución temporal

Se refiere a la resolución de las variables de estado que definen la operación de la planta como si fuese un tiempo de muestreo. La decisión de la resolución es altamente dependiente de la dimensión o cualidad que se busque estudiar respecto a la implementación de las centrales de concentración termosolar en la planificación.

4.1.5.1. Bloque

La mayor ventana de tiempo corresponde a nivel de bloque, para el cual se estima la participación de la tecnología de CSP en el aporte a cada sector de la curva de duración de la demanda, empleado principalmente para estudios de suficiencia del sistema, en los que se busca determinar el rol de las centrales de CSP bajo ciertas condiciones de demanda y disponibilidad del resto de centrales. Algunos ejemplos de este tipo de resolución temporal corresponde a [30] y [50].

4.1.5.2. Día típico

El siguiente nivel de resolución es a nivel diario o de día típico, donde se utiliza el despacho de base o ponderado por el factor de planta, en el cual se destaca el aporte en potencia en el sistema, y es utilizado en modelos no enfocados hacia los CSPs pero que sí los incluyen. El despacho resultante puede caracterizarse de acuerdo al recurso solar asociado con la época del año. Ejemplos de este tipo de resolución son [31] y [59].

4.1.5.3. Horaria

La resolución más comúnmente usada corresponde a la horaria, en donde se puede aplicar cualquiera de las tres estrategias de despacho discutidas en la subsección 4.1.4. Se gestiona la energía, el almacenamiento y la inyección de potencia hora a hora, y es en la que se pueden simplificar ciertas restricciones de rampas de las centrales CSP por ser capaces de modificar

su operación en menos de una hora. Algunos trabajos donde se emplea resolución horaria pueden encontrarse en [19], [29] y [46], entre otros.

4.1.5.4. Sub-horaria

Por último, con menor tiempo de muestreo se encuentra la resolución sub-horaria (menos de una hora), en el que por ejemplo se realizan estudios dinámicos a respuestas a fenómenos transitorios en el sistema y el CSP, tal como la implementación del CSP para el control primario o secundario de frecuencia de la red, o para estudios dinámicos de las partidas o detenciones de algunos de los componentes que constituyen el CSP. Unos ejemplos de resolución sub horaria corresponden a [9], [61] y [62].

4.1.6. De acuerdo al horizonte de optimización

El horizonte de optimización se refiere al período de tiempo hasta el cual se evalúa la resolución temporal, es decir, la ventana de tiempo para el cual se optimizarán las variables de decisión. A continuación se resumen ejemplos de horizontes de optimización y en dónde se emplean.

4.1.6.1. Diario

Una ventana de optimización diaria se utiliza cuando se requiere conocer el despacho a corto/mediano plazo, ya sea para realizar la coordinación con el resto de unidades del sistema para el día siguiente, o para plantear estrategias de ofertas dependiendo del tipo de mercado en el que se involucren los CSP. Algunos ejemplos donde se emplea el horizonte diario corresponde a [40], [43] y [63].

4.1.6.2. Semanal

Cuando se abarca más de un día en el horizonte de optimización, es para poder visualizar la gestión del almacenamiento en un horizonte más largo, permitiendo administrar la energía disponible en las centrales CSP de un día para otro.

Con un horizonte de optimización semanal se pueden utilizar técnicas de optimización empleando ventanas deslizantes, donde se puede ir actualizando el pronóstico de la radiación solar en las horas siguientes, con datos más recientes y con ello mejorar la gestión de energía de las centrales. Un ejemplo de trabajos con horizonte semanal es [42].

4.1.6.3. Estacional

Se emplea para estudiar la operación del sistema o del CSP bajo ciertas condiciones de disponibilidad de recursos renovables y niveles de demanda, de acuerdo a las distintas estaciones del año. Un ejemplo corresponde al trabajo hecho en [38].

4.1.6.4. Múltiples años

Un horizonte de optimización de múltiples años permite incorporar las decisiones de inversión sobre los proyectos de generación y transmisión, ubicarlos en el tiempo y espacio, a la vez que se pueden agregar la salida de proyectos de generación producto de políticas públicas o término de su vida útil. Algunos ejemplos de trabajos que emplean múltiples años son [19], [29], [32] y [46].

Al ampliar el horizonte de optimización, aparecen fuentes de incertidumbre tal como la evolución de los costos por tecnología y la adopción de nuevas políticas públicas, cómo se trabaja en [37].

4.2. Dimensionamiento del desafío de modelación

El contexto en el que se insertará la opción de modelación corresponde a un ejercicio de planificación agnóstico a la tecnología, es decir, debe ser retrocompatible con la modelación del resto de tecnologías ya consideradas para la planificación de la expansión y de la operación.

Luego, hay desafíos el modelamiento de una central CSP, la que cuenta con muchas variables de decisión referentes a su operación y el dimensionamiento de sus componentes. Por ejemplo, en Cox *et al.* [9] se llegan a introducir 6624 restricciones, 514 con términos cuadráticos, 2992 variables de decisión, de las cuales 2108 son continuas y 884 son binarias, para una única central CSP un horizonte de operación de dos días.

Como ya fue mencionado en el capítulo anterior, existen múltiples esquemas de modelación en los que se puede abordar el problema de inversión y operación de una central CSP. En esta sección se discutirán los desafíos de modelación a tomar en cuenta a la hora de plantear las opciones. Los desafíos si bien se mencionan por separado, se encuentran profundamente relacionados.

En primer lugar existe el problema de la dimensionalidad, en otras palabras, de la cantidad de variables de decisión adicionales a agregar por central CSP al problema de optimización la cual aumenta la complejidad computacional y con ello el tiempo de computación de la solución óptima.

Conectado al problema de la dimensionalidad, se encuentra por una parte la estrategia de despacho, que de acuerdo a los grados de libertad que se le otorgue a la gestión de energía y despacho de potencia hacia la red puede agregar mayor cantidad de variables de decisión. A través del uso de reglas heurísticas o despachos predefinidos se puede simplificar el problema de despacho, restringiendo la solución a un espacio más acotado y que responda a conocimiento experto o decisiones del operador de cada central.

Por otra parte, la cantidad de variables asociadas a la operación de las centrales CSP se ve amplificada o reducida de acuerdo al horizonte de optimización del despacho y la resolución temporal elegida, en donde no solo se decide la potencia despachada por las centrales CSP, hay también restricciones inter-temporales asociadas al estado del almacenamiento térmico, al estado inicial y final de las CSP y la disponibilidad horaria del recurso solar.

Otro desafío existente a la hora de plantear las opciones, consiste en las no linealidades asociadas a las ecuaciones que rigen la decisión de inversión y operación de las centrales CSP. Más específicamente, en la etapa de inversión existen no-linealidades a la hora de dimensionar la capacidad instalada de las componentes sujeta a la operación de la central, es por ello que se suele utilizar modelos de librería donde se exploran configuraciones pre-elegidas, acotando el espacio de la solución. Por parte del lado de la operación existen no linealidades asociadas a los procesos termodinámicos y las pérdidas asociadas, dependientes del punto de operación

en donde se opta por emplear modelos lineales por tramo.

Otra arista a tomar en cuenta es la existencia de niveles de incertidumbre asociadas a parámetros que influyen la decisión de operación e inversión y en donde se puede condicionar el modelo a ciertas métricas de desempeño (niveles de confianza) dada la incertidumbre existente. Algunas de las fuentes de incertidumbre que se han identificado son la generación de las fuentes renovables variables, costos de inversión y operación, precio y disponibilidad de combustibles, demanda futura, consumo horario de energía y por último implementación de políticas públicas en el ejercicio de planificación.

Capítulo 5

Opciones de modelación

5.1. Modelo de planificación

El modelo de planificación a utilizar se basa en el modelo planteado en [49], adaptado a un solo escenario determinístico, es decir, sin incertidumbre asociada. Al modelo planteado se le agrega la tecnología CSP empleando la simbología definida en dicho trabajo, como se detalla a continuación.

Tabla 5.1: Decisiones de inversión.

I_e^E	Unidades adicionales de ESS (<i>Energy Storage System</i>) e instaladas
I_g^G	Unidades adicionales del generador g instaladas en el nodo n
I_l^L	Líneas adicionales l instaladas
Z_e^E	Total unidades instaladas de ESS e
Z_g^G	Total unidades instaladas de generador g
Z_l^L	Total líneas l instaladas

Tabla 5.2: Decisiones de operación.

$D_{t,g}$	# señal de apagado para el generador g a la hora t
$E_{t,e}$	Energía almacenada en el ESS e a la hora t [MWh]
$E_{t,g}^{TES}$	Energía almacenada en el TES del CSP g a la hora t [MWh]
$F_{t,l}$	Flujo de la línea l a la hora t [MW]
$L_{t,b}^S$	Demanda no servida en la barra b a la hora t [MW]
$P_{t,g}$	Inyección de potencia del generador g a la hora t [MW]
$P_{t,g}^c$	Potencia consumida por el ESS e a la hora t [MW]
$P_{t,g}^d$	Potencia descargada por el ESS e a la hora t [MW]
$P_{t,g}^{CSP}$	Potencia inyectada por el CSP a la hora t [MW]
$P_{t,g}^D$	Potencia descargada desde el TES del CSP g a la hora t [MW]
$P_{t,g}^C$	Potencia consumida por el TES del CSP g a la hora t [MW]

Tabla 5.3: Decisiones de operación (continuación).

$P_{t,g}^{PB}$	Potencia inyectada hacia el bloque de potencia del CSP g a la hora t [MW]
$P_{t,g}^{EH}$	Potencia consumida por el calentador eléctrico del CSP g a la hora t [MW]
$R_{t,e}^{prim}$	Reserva primaria del ESS e a la hora t [MW]
$R_{t,g}^{prim}$	Reserva primaria del generador g a la hora t [MW]
$\bar{R}_{t,e}^{sec}$	Reserva secundaria de subida del ESS e a la hora t [MW]
$\bar{R}_{t,g}^{sec}$	Reserva secundaria de subida del generador g a la hora t [MW]
$S_{t,g}$	# señales de encendido para el generador g a la hora t
$U_{t,g}$	# unidades pre despachadas del generador g a la hora t
$U_{t,g}^{Ec}$	# unidades de ESS e cargándose a la hora t
$U_{t,g}^{Ed}$	# unidades de ESS e descargándose a la hora t

Tabla 5.4: Parámetros

$\alpha_{t,g}^{avail}$	% de la generación disponible de una unidad del gen. g a la hora t
α^R	% de la generación variable cubierta por la reserva secundaria
β^{Rp}	Duración mínima de la reserva primaria [h]
β^{Rs}	Duración mínima de la reserva secundaria [h]
Δ^{Rp}	Intervalo que la reserva prim. debe estar completamente activa [h]
Δ^{Rs}	Intervalo que la reserva sec. debe estar completamente activa [h]
η^c	Eficiencia de carga del ESS e
η^d	Eficiencia de descarga del ESS e
η^{sd}	Auto-descarga por hora del ESS e [h^{-1}]
η^C	Eficiencia de carga del TES del CSP g
η^D	Eficiencia de descarga del TES del CSP g
η^{TES}	Auto-descarga por hora del TES del CSP g [h^{-1}]
η^{PB}	Eficiencia del bloque de potencia del CSP g
η^{EH}	Eficiencia del calentador eléctrico del CSP g
τ_g^{off}	Tiempo mínimo de apagado del generador g [h]
τ_g^{on}	Tiempo mínimo de encendido del generador g [h]
c_e^{inv}	Costo de inversión del ESS e [USD/MW]
c_g^{inv}	Costo de inversión del generador g [USD/MW]
c_l^{inv}	Costo de inversión de la línea l [USD/MW]
c^{UD}	Costo de demanda no servida [USD/MWh]

Tabla 5.5: Parámetros (Continuación).

c_e^{var}	Costo variable del ESS e [USD/MWh]
c_g^{var}	Costo variable del generador g [USD/MWh]
$d_{t,b}$	Demanda en la barra b a la hora t [MW]
$E_g^{TES,max}$	Energía máxima del TES del CSP g [MWh]
E_e^{max}	Energía máxima de una unidad del ESS e [MWh]
$E_g^{TES,min}$	Energía mínima del TES del CSP g [MWh]
E_e^{min}	Energía mínima de una unidad del ESS e [MWh]
F_l^{max}	Capacidad máxima de la línea l [MW]
$P_e^{c,max}$	Máxima potencia de carga de una unidad de ESS e [MW]
$P_g^{C,max}$	Máxima potencia de carga del TES de un CSP g [MW]
$P_e^{d,max}$	Mínima potencia de carga de una unidad de ESS e [MW]
$P_g^{CSP,min}$	Potencia mínima de una unidad del CSP g [MW]
$P_g^{CSP,max}$	Potencia máxima de una unidad del CSP g [MW]
$P_e^{d,max}$	Máxima potencia de descarga de una unidad de ESS e [MW]
$P_g^{D,max}$	Máxima potencia de descarga del TES de un CSP g [MW]
$P_e^{d,min}$	Mínima potencia de descarga de una unidad de ESS e [MW]
P_g^{max}	Potencia máxima de una unidad del generador g [MW]
P_g^{min}	Potencia mínima de una unidad del generador g [MW]
$P_{t,g}^{SF,in}$	Potencia captada por el campo solar del CSP g a la hora t [MW]
P_g^{SU}	Potencia requerida para la partida del CSP g [MW]
r_e^{dn}	Máxima rampa de bajada de una unidad del ESS e [MW/h]
r_g^{dn}	Máxima rampa de bajada de una unidad del generador g [MW/h]
\bar{r}_g^{prim}	Máxima reserva primaria de una unidad del generador g [MW]
r_t^{Rp}	Reserva primaria de subida requerida a la hora t [MW]
r_t^{Rs}	Reserva secundaria para cubrir desviaciones de la demanda a la hora t [MW]
\bar{r}_g^{sec}	Máxima reserva secundaria de una unidad del generador g [MW]
r_e^{up}	Máxima rampa de subida de una unidad del ESS e [MW/h]
r_g^{up}	Máxima rampa de subida de una unidad del generador g [MW/h]
Z_e^{E0}	Unidades instaladas de ESS e existente
Z_e^{Emax}	Cantidad máxima de unidades instaladas de ESS e
Z_g^{G0}	Unidades instaladas del generador existente g
Z_g^{Gmax}	Cantidad máxima de unidades instaladas de generador g
Z_l^{L0}	Unidades instaladas de la línea existente l
Z_l^{Lmax}	Cantidad máxima de líneas instaladas l

Tabla 5.6: Conjuntos.

\mathcal{B}	Conjunto de las barras del sistema
\mathcal{E}	Conjunto de los e
\mathcal{E}_0	Conjunto de los ESS existentes
\mathcal{E}_b	Conjunto de todos los ESS conectados a la barra b
\mathcal{E}_{new}	Conjunto de los ESS candidatos
\mathcal{G}	Conjunto de todos los generadores
\mathcal{G}_0	Conjunto de todos los generadores existentes
\mathcal{G}_b	Conjunto de todos los generadores conectados a la barra b
\mathcal{G}_{CSP}	Conjunto de todos los generadores CSP
\mathcal{G}_{new}	Conjunto de todos los generadores candidatos
\mathcal{G}_{TH}	Conjunto de todos los generadores térmicos
\mathcal{G}_{VR}	Conjunto de todos los generadores de generación renovable variable
\mathcal{L}	Conjunto de las líneas de transmisión
\mathcal{L}_0	Conjunto de las líneas de transmisión existentes
\mathcal{L}_{new}	Conjunto de las líneas de transmisión candidatas
\mathcal{L}_b^{in}	Conjunto de todas las líneas que llegan a la barra b
\mathcal{L}_b^{out}	Conjunto de todas las líneas que salen de la barra b
\mathcal{T}	Conjunto de los períodos de operación

La función objetivo corresponde a la minimización de la suma conjunta de la operación y la inversión en nuevos proyectos de generación, almacenamiento y transmisión (donde corresponda), sujeto a los costos de inversión y variables, además de la demanda no servida.

$$\min \left[\sum_{g \in \mathcal{G}_{new}} c_g^{inv} I_g^G + \sum_{e \in \mathcal{E}_{new}} c_e^{inv} I_e^G + \sum_{l \in \mathcal{L}_{new}} c_l^{inv} I_l^L + \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^{var} P_{t,g} + \sum_{e \in \mathcal{E}} c_{t,e}^{var} + \sum_{b \in \mathcal{B}} c^{UD} L_{t,b}^S \right) \right] \quad (5.1)$$

Las restricciones (5.2) a (5.4) corresponden a las restricciones de no anticipatividad que relacionan la inversión máxima con la inversión en activos ya existentes, limitando también la cantidad de unidades instaladas. Las restricciones (5.5) y (5.6) corresponden a restricciones de transmisión representadas con un modelo de transporte, (5.5) es el balance de potencia en cada barra a cada hora. (5.6) limita el flujo máximo entre líneas, considerando la capacidad instalada. (5.7) y (5.8) limita la generación máxima de acuerdo a las capacidades instaladas y de acuerdo a la disponibilidad del recurso renovable en (5.8). Para el almacenamiento se considera (5.9) para la restricción de balance de energía, (5.10) para nivel máximo y mínimo de estado de carga del almacenamiento aportando a alargar la vida útil del equipo, (5.11)-(5.12) restringen las cargas y descargas máximas. Por último, las restricciones (5.13)-(5.15) fijan el número de unidades instaladas de proyectos existentes al inicio de la optimización a

la cantidad de unidades existentes.

$$Z_g^G \leq \sum_{h \in \mathcal{P}_n} I_{h,g}^G \leq Z_g^{Gmax} \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad (5.2)$$

$$Z_e^E \leq \sum_{h \in \mathcal{P}_n} I_{h,e}^E \leq Z_e^{Emax} \quad \forall e \in \mathcal{E} \quad (5.3)$$

$$Z_l^L \leq \sum_{h \in \mathcal{P}_n} I_{h,l}^L \leq Z_l^{Lmax} \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (5.4)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{t,g} + \sum_{e \in \mathcal{E}_b} (P_{t,e}^d - P_{t,e}^c) + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{in}} F_{t,l} - \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{out}} F_{t,l} + L_{t,b}^S = d_{t,b} \quad \forall t, b \quad (5.5)$$

$$-F_l^{max} Z_l^L \leq F_{t,l} \leq F_l^{max} Z_l^L \quad \forall t, l \quad (5.6)$$

$$P_{t,g} \leq Z_g^G P_g^{max} \quad \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.7)$$

$$P_{t,g} \leq Z_g^G P_g^{max} \alpha_{t,g}^{avail} \quad \forall g \in \mathcal{G}_{VR} \quad (5.8)$$

$$E_{t,e} = (1 - \eta_e^{sd}) E_{t-1,e} + \eta_e^c P_{t,e}^c - P_{t,e}^d / \eta_e^d \quad \forall t, e \quad (5.9)$$

$$E_e^{min} Z_e^E \leq E_{t,e} \leq E_e^{max} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.10)$$

$$P_{t,e}^d \leq P_e^{d,max} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.11)$$

$$P_{t,e}^c \leq P_e^{c,max} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.12)$$

$$Z_g^G = Z_g^{G0} \quad \forall g \in \mathcal{G}_0 \quad (5.13)$$

$$Z_e^E = Z_e^{E0} \quad \forall e \in \mathcal{E}_0 \quad (5.14)$$

$$Z_l^L = Z_l^{L0} \quad \forall g \in \mathcal{L}_0 \quad (5.15)$$

Las restricciones (5.16)-(5.18) representan los requerimientos del sistema en reserva primaria y secundaria, usados para manejar desbalances debido a variación en la generación y demanda. La reserva primaria busca limitar grandes variaciones de frecuencia después de alguna contingencia o eventos, mientras que la reserva secundaria busca restaurar la frecuencia del sistema y restablecer la reserva primaria [15].

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_{TH}} R_{t,g}^{prim} + \sum_{e \in \mathcal{E}} R_{t,e}^{prim} + \sum_{g \in \mathcal{G}_{CSP}} R_{t,g}^{prim} \geq r_t^{Rp} \quad \forall t \quad (5.16)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_{TH}} \bar{R}_{t,g}^{sec} + \sum_{e \in \mathcal{E}} \bar{R}_{t,e}^{sec} + \sum_{g \in \mathcal{G}_{CSP}} \bar{R}_{t,g}^{sec} - \sum_{g \in \mathcal{G}_{VR}} \alpha^R P_{t,g} \geq r_t^{Rs} \quad \forall t \quad (5.17)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_{TH}} \underline{R}_{t,g}^{sec} + \sum_{e \in \mathcal{E}} \underline{R}_{t,e}^{sec} + \sum_{g \in \mathcal{G}_{CSP}} \underline{R}_{t,g}^{sec} - \sum_{g \in \mathcal{G}_{VR}} \alpha^R P_{t,g} \geq r_t^{Rs} \quad \forall t \quad (5.18)$$

La operación de los generadores se modela con las restricciones (5.19)-(5.26). Las expresiones (5.18) - (5.19) limitan los niveles mínimos y máximos de generación. Mientras que las expresiones (5.20)-(5.22) restringen las reservas primarias y secundarias sujeta la capacidad del generador. La inecuación (5.23) introduce variables de predespacho para restringir tiempos de operación. Por último, las expresiones (5.24)-(5.25) limitan la toma de carga de la generación, tanto de subida como de bajada. Las inecuaciones (5.26)-(5.27) restringen los tiempos mínimos de encendido y apagado. La expresión (5.28) limita las unidades operativas

con respecto a las construidas.

$$P_{t,g} + R_{t,g}^{prim} + \bar{R}_{t,g}^{sec} \leq U_{t,g} P_g^{max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.19)$$

$$U_{t,g} P_g^{min} + \underline{R}_{t,g}^{sec} \leq P_{t,g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.20)$$

$$U_{t,g} = U_{t-1,g} + S_{t,g} - D_{t,g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.21)$$

$$R_{t,g}^{prim} \leq U_{t,g} \bar{r}_g^{prim} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.22)$$

$$\bar{R}_{t,g}^{sec} \leq U_{t,g} \bar{r}_g^{sec} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.23)$$

$$\underline{R}_{t,g}^{sec} \leq U_{t,g} \underline{r}_g^{sec} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.24)$$

$$P_{t,g} - P_{t-1,g} \leq U_{t-1,g} r_g^{up} + S_{t,g} P_g^{min} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.25)$$

$$P_{t-1,g} - P_{t,g} \leq U_{t-1,g} r_g^{dn} + D_{t,g} P_g^{min} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.26)$$

$$U_{t,g} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{on}}^t S_{t',g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.27)$$

$$Z_g^G - U_{t,g} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{off}}^t D_{t',g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.28)$$

$$U_{t,g} \leq Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{TH} \quad (5.29)$$

La operación de los equipos de almacenamiento (ESS) se modelan con (5.30)-(5.41), además de las restricciones de balance de energía y capacidad de almacenamiento. La máxima carga y descarga están dadas por (5.30) y (5.31). Las expresiones (5.32) y (5.33) corresponden a restricciones de rampa, sujeta a las capacidades del equipo. La expresión (5.34) acota las unidades operativas a las instaladas. Las expresiones (5.35) y (5.36) asegura la disponibilidad de energía para proveer reserva, durante el horizonte de tiempo que requiere cada servicio de reserva, sin violar los límites de carga mínima y máxima del almacenamiento. Las expresiones (5.37) y (5.38) restringen la potencia que se puede destinar a reserva sujeto a las capacidades de carga y descarga máxima. Por último, las restricciones (5.39)-(5.41) limitan las reservas de acuerdo a las rampas de generación de los ESS.

$$P_e^{d,min} U_{t,e}^{Ed} \leq P_{t,e}^d \leq P_e^{d,max} U_{t,e}^{Ed} \quad \forall t, e \quad (5.30)$$

$$P_e^{c,min} U_{t,e}^{Ec} \leq P_{t,e}^c \leq P_e^{c,max} U_{t,e}^{Ec} \quad \forall t, e \quad (5.31)$$

$$P_{t,e}^d - P_{t,e}^c - (P_{t-1,e}^d - P_{t-1,e}^c) \leq r_e^{up} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.32)$$

$$P_{t-1,e}^d - P_{t-1,e}^c - (P_{t,e}^d - P_{t,e}^c) \leq r_e^{dn} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.33)$$

$$U_{t,e}^{Ec} + U_{t,e}^{Ed} \leq Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.34)$$

$$(1 - \eta_e^{sd} \beta^{Rs}) E_{t-1,e} + (\eta_e^c P_{t,e}^c - P_{t,e}^d / \eta_e^d) \beta^{Rs} - 1 / \eta_e^d (\beta^{Rp} R_{t,e}^{prim} + \beta^{Rs} \bar{R}_{t,e}^{sec}) \geq E_e^{min} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.35)$$

$$(1 - \eta_e^{sd} \beta^{Rs}) E_{t-1,e} + (\eta_e^c P_{t,e}^c - P_{t,e}^d / \eta_e^d) \beta^{Rs} - P_{t,e}^d / \eta_e^d \beta^{Rs} + \eta_e^c \beta^{Rs} \underline{R}_{t,e}^{sec} \geq E_e^{max} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.36)$$

$$\bar{R}_{t,e} + R_{t,e}^{prim} \leq P_e^{d,max} Z_e^E - P_{t,e}^d + P_{t,e}^c \quad \forall t, e \quad (5.37)$$

$$\underline{R}_{t,e} \leq P_e^{c,max} Z_e^E - P_{t,e}^c + P_{t,e}^d \quad \forall t, e \quad (5.38)$$

$$R_{t,e}^{prim} \leq r_e^{up} \Delta^{Rp} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.39)$$

$$\bar{R}_{t,e}^{sec} \leq r_e^{up} \Delta^{Rs} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.40)$$

$$\underline{R}_{t,e}^{sec} \leq r_e^{dn} \Delta^{Rs} Z_e^E \quad \forall t, e \quad (5.41)$$

5.2. Opciones de modelación propuestos

A continuación se presentan las distintas opciones de modelación a considerar para la planificación con sus respectivas ecuaciones, el análisis respectivo de cada opción se encuentra en el capítulo de resultados.

5.2.1. Modelo reducido

El primer modelo reducido considera las ecuaciones mínimas para modelar una central CSP, con el espíritu de rescatar las dinámicas principales de esta tecnología, es decir, una central de generación en base a energía solar con una fuente de almacenamiento incorporada.

La expresión (5.42) restringe la potencia de la CSP de acuerdo a la capacidad mínima, máxima y las unidades instaladas, de forma de no perjudicar la vida útil de la central (5.43) corresponde a la ecuación de balance de energía, sujeto a las eficiencias de carga y descarga del TES. Las restricciones (5.44)-(5.45) limitan la potencia de carga y descarga del TES. Por otro lado, la expresión (5.46) restringe el nivel mínimo y máximo de carga del TES (5.47) relaciona la potencia inyectada al bloque de potencia con la inyectada hacia la red. La restricción (5.48) introduce variables de predespacho para limitar la generación de acuerdo a las unidades operativas (5.49) corresponde a la ecuación de balance de potencia, donde se toma en cuenta la potencia aportada por el campo solar, la carga y descarga del TES, la potencia requerida para la partida de la central y el vertimiento. La expresión (5.50) restringe las unidades operativas a las instaladas. La expresión (5.51) relaciona la señal de encendido y apagado con el estado de operación de la central.

$$P_{t,g}^{CSP} \leq Z_g^G P_g^{CSP,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.42)$$

$$E_{t,g}^{TES} = (1 - \eta^{TES}) E_{t-1,g}^{TES} + \eta^C P_{t,g}^C - P_{t,g}^D / \eta^D \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.43)$$

$$P_{t,g}^C \leq P_g^{C,max} Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.44)$$

$$P_{t,g}^D \leq P_g^{D,max} Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.45)$$

$$E_g^{TES,min} Z_g^G \leq E_{t,g}^{TES} \leq E_g^{TES,max} Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.46)$$

$$P_{t,g}^{CSP} = \eta^{PB} P_{t,g}^{PB} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.47)$$

$$U_{t,g} P_g^{CSP,min} \leq P_{t,g}^{CSP} \leq U_{t,g} P_g^{CSP,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.48)$$

$$P_{t,g}^{SF,in} - P_{t,g}^C + P_{t,g}^D - P_{t,g}^{PB} - S_{t,g} P_g^{SU} - P_{t,g}^{curt} = 0 \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.49)$$

$$U_{t,g} \leq Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.50)$$

$$U_{t,g} = U_{t-1,g} + S_{t,g} - D_{t,g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.51)$$

5.2.2. Modelo completo

El modelo completo considera las ecuaciones del modelo anterior (5.42)- (5.51), y se basa parcialmente en [46] y [29]. Se agregan restricciones de rampa de subida (5.52) limitada por las capacidades de la central y la potencia mínima. (5.53) es análoga a la anterior pero de bajada. Las expresiones (5.54)-(5.55) añaden tiempos mínimos de encendido y apagado, respectivamente.

$$P_{t,g}^{CSP} - P_{t-1,g}^{CSP} \leq U_{t,g} r_g^{up} + S_{t,g} P_g^{CSP,min} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.52)$$

$$P_{t-1,g}^{CSP} - P_{t,g}^{CSP} \leq U_{t,g} r_g^{dn} + D_{t,g} P_g^{CSP,min} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.53)$$

$$U_{t,g} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{on}}^t S_{t',g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.54)$$

$$Z_g^G - U_{t,g} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{off}}^t D_{t',g} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.55)$$

Adicional al modelo planteado, se puede incorporar un calentador eléctrico que retire electricidad desde la red para cargar el almacenamiento térmico, aportando mayor flexibilidad a la CSP. El modelo, basado en [46], considera las expresiones (5.42) - (5.48), (5.50) - (5.55). La expresión (5.56) restringe la capacidad de retirar electricidad del calentador. La ecuación (5.57) es la nueva ecuación de balance de potencia del CSP, considerando el aporte del calentador y la eficiencia de la conversión de energía eléctrica a térmica.

$$P_{t,g}^{EH} \leq Z_g^G P_g^{EH,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.56)$$

$$P_{t,g}^{SF,in} - P_{t,g}^C + P_{t,g}^D - P_{t,g}^{PB} - S_{t,g} P_g^{SU} - P_{t,g}^{curt} + \eta^{EH} P_{t,g}^{EH} = 0 \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.57)$$

5.2.3. Modelo con despacho heurístico

Un modelo de despacho heurístico corresponde a uno donde se incorpora un criterio experto para decidir cuándo despachar o no la central CSP, o cómo gestionar su energía. Los dos modelos a presentar consideran las ecuaciones (5.42) - (5.48), (5.50) - (5.57).

El primer modelo, basado en [47], busca restringir la carga y descarga del almacenamiento térmico y del calentador, de acuerdo a horarios definidos en conjuntos H_D y H_N para las horas de día y noche respectivamente. El modelo busca que la CSP se cargue exclusivamente en las horas de día y se descargue solo en las horas de noche.

$$P_{t,g}^C \leq (h_t) P_g^{C,max} U_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.58)$$

$$P_{t,g}^D \leq (1 - h_t) P_g^{D,max} U_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.59)$$

$$P_{t,g}^{EH} \leq (h_t) U_g^G P_g^{EH,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.60)$$

$$h_t = \begin{cases} 1, & t \in H_D \\ 0, & t \in H_N \end{cases} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.61)$$

Otro modelo con despacho heurístico es el que busca despachar la central CSP a plena capacidad a partir del anochecer y durante horas consecutivas definidas a partir de la capacidad del almacenamiento térmico, mostrado en [36]. Este modelo también considera (5.42)

- (5.48), (5.50) - (5.57) además de (5.62) y (5.63).

$$P_{t,g}^{CSP} \leq Z_g^G \beta_{t,g}^{CSP} P_{t,g}^{CSP,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.62)$$

$$\beta_{t,g}^{CSP} = \begin{cases} 1 & t \in H_g^{on} \\ 0 & t \in H_g^{off} \end{cases} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.63)$$

5.2.4. Modelo con estado de carga

El presente modelo, basado en [14], busca restringir el estado de carga del almacenamiento térmico tal que la central CSP posea la capacidad de despachar a plena capacidad en aquellas horas de mayor demanda del sistema. El modelo considera (5.42) - (5.48), (5.50) - (5.57). Adicionalmente se define el conjunto de horas \mathcal{T}^{TG} que se definen como de mayor necesidad del sistema. Luego, (5.64) busca fijar que la central CSP se encuentre disponible para operar en las horas críticas. (5.65) impone la disponibilidad de energía requerida para las horas definidas por \mathcal{T}^{TG} , considerando la energía aportada por el campo solar, los requerimientos de partida, y las horas consecutivas a aportar la capacidad máxima.

$$U_{t,g} - S_{t,g} \geq 1 \quad \forall t \in \mathcal{T}^{TG} \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.64)$$

$$E_{t-1,g} \cdot \eta^D + \sum_{s=t}^{t+H_t^{RD}-1} P_{g,s}^{SF,in} \geq P^{SU}(S_{t,g} + 1 - U_{t,g}) + H_t^{RD} P^{CSP,max} / \eta^{PB} \quad \forall t \in \mathcal{T}^{TG} \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.65)$$

5.2.5. Modelo de despacho predefinido

Un modelo de despacho predefinido busca entregar un perfil fijo (o máximo) de generación a la central CSP (5.66), considerando criterios definidos de forma interna por el operador de la central CSP, tal como es la maximización de beneficios como lo que se obtiene en [8]. En particular, para este trabajo se ocupa un criterio de maximización de excedentes sujeto a una tarifa fija por suministrar electricidad, resuelta a partir del software SAM (5.67) y en el que se utiliza el perfil de generación equivalente de forma análoga a una central fotovoltaica o eólica en por unidad.

$$P_{t,g}^{CSP} \leq Z_g^G P_g^{CSP,max} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.66)$$

$$\mathbf{P}^{*CSP} = f_{SAM}(\text{Radiación horaria}, P^{CSP,max}, c^{inv,CSP}) \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.67)$$

5.2.6. Modelo con reservas

De forma adicional, se incorpora un modelo que permite a la tecnología CSP proveer reserva primaria y secundaria empleando restricciones tanto de las centrales térmicas, como las de almacenamiento. El modelo contempla las ecuaciones del modelo completo (5.42) - (5.48), (5.50) - (5.57). Las expresiones (5.68) y (5.69) impone restricciones sobre la energía almacenada tal que la central pueda proveer con las reservas comprometidas durante los horizontes de tiempo de cada servicio, sin violar los límites de energía mínima y máxima, respectivamente. Las restricciones (5.70)-(5.72) limitan la reserva primaria y secundaria de acuerdo a la tasa de toma de carga de la central CSP y los horizontes temporales de cada servicio. Las expresiones (5.73) y (5.74) acotan las reservas a la capacidad máxima y mínima de generación, el nivel de generación de la CSP y agregando el calentador eléctrico como

elemento auxiliar.

$$(1 - \eta^{TES} \beta^{RS}) E_{t-1,g} + (\eta^C P_{t,g}^C - P_{t,g}^d / \eta^D) \beta^{RS} - 1 / (\eta^D \eta^{PB}) (\beta^{Rp} R_{t,g}^{prim} + \beta^{Rs} \bar{R}_{t,g}^{sec}) \geq E_g^{TES,min} Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.68)$$

$$(1 - \eta^{TES} \beta^{RS}) E_{t-1,g} + (\eta^C P_{t,g}^C - P_{t,g}^d / \eta^D) \beta^{RS} \leq E_g^{TES,max} Z_g^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.69)$$

$$R_{t,g}^{prim} \leq r_g^{up} \Delta^{Rp} U_{t,g}^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.70)$$

$$\bar{R}_{t,g}^{sec} \leq r_g^{up} \Delta^{Rs} U_{t,g}^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.71)$$

$$\underline{R}_{t,g}^{sec} \leq r_g^{dn} \Delta^{Rs} U_{t,g}^G \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.72)$$

$$R_{t,g}^{prim} + \bar{R}_{t,g}^{sec} \leq U_{t,g}^G (P^{CSP,max}) - P_{t,g}^{CSP} + P^{EH} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.73)$$

$$\underline{R}^{sec} \leq P_{t,g}^{CSP} - U_{t,g}^G P_g^{CSP,min} - P_{t,g}^{EH} \quad \forall t \forall g \in \mathcal{G}_{CSP} \quad (5.74)$$

5.3. Portafolio de centrales CSP

La forma en la que se incluirán las centrales CSP en el sistema eléctrico corresponderá a nuevos proyectos de generación a instalarse en una única barra. Debido a la multiplicidad de partes que se pueden dimensionar de una central CSP, se optó por elegir un portafolio de proyectos selectos de CSP, en los que se varía tanto como el múltiplo solar como la cantidad de horas de almacenamiento del TES.

En la Tabla 5.7 se muestran las distintas configuraciones a considerar para la expansión de la capacidad, las cuales podrán instalarse a lo más en una cantidad de 400 MW por configuración, y en pasos discretos de 10 MW, dichos pasos fueron dimensionados de acuerdo a la demanda total del sistema y el resto de proyectos de generación. Se considera que $S.M./h$ corresponde al múltiplo solar (S.M.) y cantidad de horas de almacenamiento (h) de cada configuración.

Tabla 5.7: Enumeración de proyectos CSP a considerar.

S.M./h	6	10	14	18
1.4	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4
2.2	CSP 5	CSP 6	CSP 7	CSP 8
3	CSP 9	CSP 10	CSP 11	CSP 12

Luego los portafolios vienen dados por:

- Portafolio 1: CSP 1, CSP 2, CSP 3 y CSP 4.
- Portafolio 2: CSP 5, CSP 6, CSP 7 y CSP 8.
- Portafolio 3: CSP 9, CSP 10, CSP 11 y CSP 12.
- Portafolio completo: Abarca todos los proyectos anteriores.

Las centrales de CSP de referencia corresponden a CSP diseñados para la localidad de Calama de 111.2 MW-e, ajustados a la radiación de la zona a partir del DNI de diseño de $1174 [W/m^2]$, los costos para cada uno de los elementos de la planta se muestran en la Tabla 5.8, en donde los dos últimos se ajustan a la ubicación de referencia en la comuna de Calama [64]. Finalmente, los costos de inversión calculados por unidad de capacidad instalada y configuración se muestran en la Tabla 5.9.

Tabla 5.8: Costos unitarios para la central de referencia actualizados al año 2021 [64].

Preparación de terreno	0,5 [USD/m ²]
Campo de helióstatos	120 [USD/m ²]
Almacenamiento térmico	20 [USD/kWh]
Sistema generador de vapor	200 [USD/kWe]
Bloque de potencia	700 [USD/kWe]
Costo fijo de la torre	2.250.000 [USD]
Costo de referencia del receptor	72.100.000 [USD]

Tabla 5.9: Costos de inversión para cada proyecto CSP en USD/kW, calculada para el año base.

S.M. / h	6	10	14	18
1,4	3.055	3.317	3.579	3.841
2,2	3.767	4.028	4.290	4.553
3	4.496	4.758	5.020	5.282

De donde para configuración se diseñó a partir del software SAM[8] una central CSP con tamaño de torre y disposición de helióstatos óptima para la captación de energía solar dadas las características de la zona y tamaño de almacenamiento térmico suficiente para proveer las horas de almacenamiento definidas por configuración. Del diseño de las centrales de referencia se obtienen los costos de inversión en [USD/kW], el perfil de generación de la central CSP sujeta a la maximización de beneficios de su operador y el perfil horario de energía térmica menos las pérdidas de energía por el sistema de tuberías captada por la torre receptora y transferida hacia el fluido caloportador. Los dos perfiles obtenidos por configuración se pasan a por unidad considerando una base de 111,2 MW, para poder así ser amplificados en un proyecto de otra capacidad instalada.

Otros parámetros técnicos considerados por unidad de generación CSP de 10 [MW] se enuncian a continuación.

- Capacidad instalada por planta CSP $P^{CSP,max}$: 10 [MW].
- Potencia mínima técnica por planta $P^{CSP,min}$: 1,5 [MW].
- Energía mínima del TES $E^{TES,min}$ respecto a su capacidad máxima: 10 %
- Eficiencia de descarga η^D y carga η^C del TES : 98 %
- Eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica del bloque de potencia η^{PB} : 0,425.
- Capacidad máxima del calentador eléctrico $P^{EH,max}$ por unidad: 1 [MW].
- Tiempos mínimos de encendido τ_{on} y apagado τ_{off} : 6 [hrs].

Por otro lado, la energía máxima que puede almacenar que puede almacenar cada TES depende de la cantidad de horas de almacenamiento, para 10 [MW] de cada configuración de CSP, la energía máxima se detalla en la Tabla 5.10 basado en los valores obtenidos de simular los proyectos en SAM [8].

Tabla 5.10: Energía máxima que puede almacenar cada configuración de CSP de 10 [MW].

CSP	$E^{TES,max}$ [MWh-t]	CSP	$E^{TES,max}$ [MWh-t]
1	141,18	7	329,42
2	235,30	8	423,53
3	329,42	9	141,18
4	423,53	10	235,30
5	141,18	11	329,42
6	235,30	12	423,53

5.4. Casos de estudio

Una vez formuladas las distintas opciones de modelación para centrales CSP, queda por definir los distintos casos de estudio que servirán como evidencia para destacar la relevancia de la forma en que se modelan este tipo de centrales en la etapa de inversión de la planificación de un sistema eléctrico. Los casos de estudio se corren en un Procesador de Gen 11 Intel(R) Core(TM) i5-1135G7 @ 2.40GHz, 2419 Mhz, con 4 procesadores principales y 8 procesadores lógicos.

5.4.1. Datos de entrada

Los datos de entrada corresponden a la información que se le proporcionará al modelo de optimización de la planificación, que abarca desde el parque generador hasta la demanda ubicada en las distintas barras del sistema.

En general, el sistema a considerar corresponde a una versión del sistema IEEE de 5 barras con una distribución de los consumos y las tecnologías de generación y almacenamiento que se muestra en la Figura 5.1.

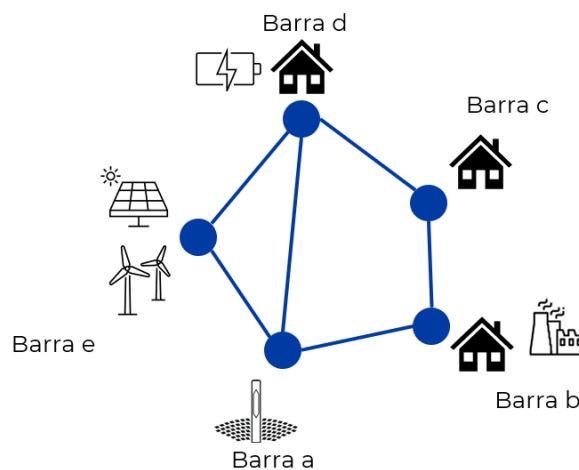


Figura 5.1: Diagrama de sistema IEEE de 5 barras.

Los distintos consumos se encuentran ubicados en las barras b, c y d. Las curvas de demanda horaria se muestran en la Figura 5.2 y se consideran crecientes en el tiempo con una tasa de crecimiento anual del 2,3% [65]. Para la nueva infraestructura de transmisión se considera un costo de $0,96 [USD/(kW \cdot km)]$ anualizado con una tasa de descuento del 10% a 80 períodos [65].

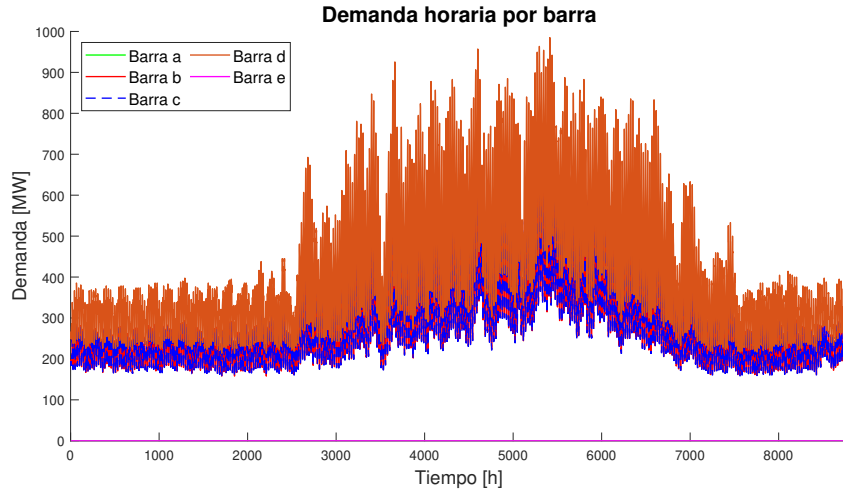


Figura 5.2: Perfil horario de los consumos por barra.

El horizonte de planificación considerado para la etapa de inversión es de 10 años, empezando desde el 2031. La tasa de descuento es del 10 % y se usa para calcular las anualidades del pago por inversión en generación y transmisión. Para el sistema en cuestión se considerarán dos casos, en los que se varía el parque generador y la infraestructura de transmisión existente y los que se pueden instalar en la etapa de inversión.

Las curvas de evolución de los costos de inversión en generación usados para la planificación de la expansión de la generación son los obtenidos a partir de la PELP del 2023-2027 [66] y se exhiben en las figuras 5.3, 5.4 y 5.5, en donde se incluye la evolución de los costos de inversión anualizados para las doce configuraciones de CSP.

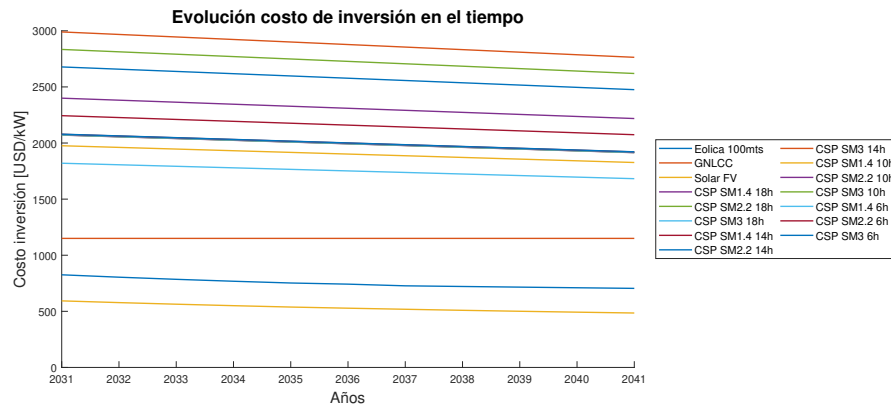


Figura 5.3: Evolución de los costos de inversión para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kW].

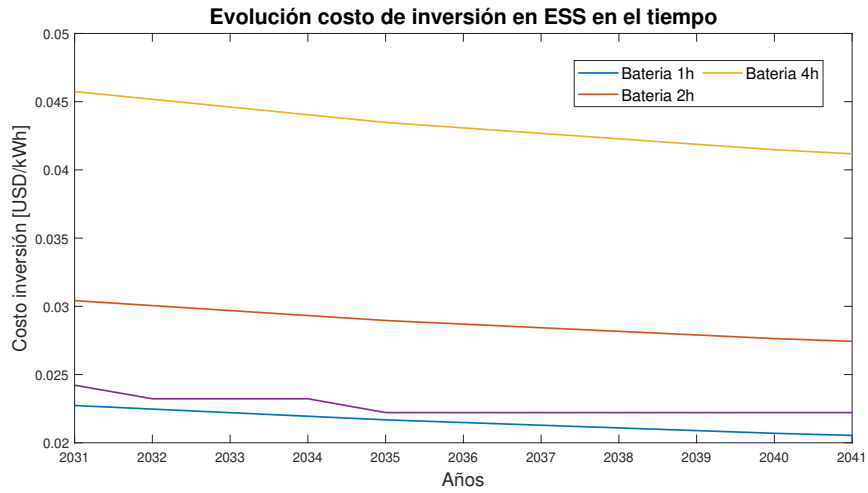


Figura 5.4: Evolución de los costos de inversión en capacidad de almacenamiento para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kWh].

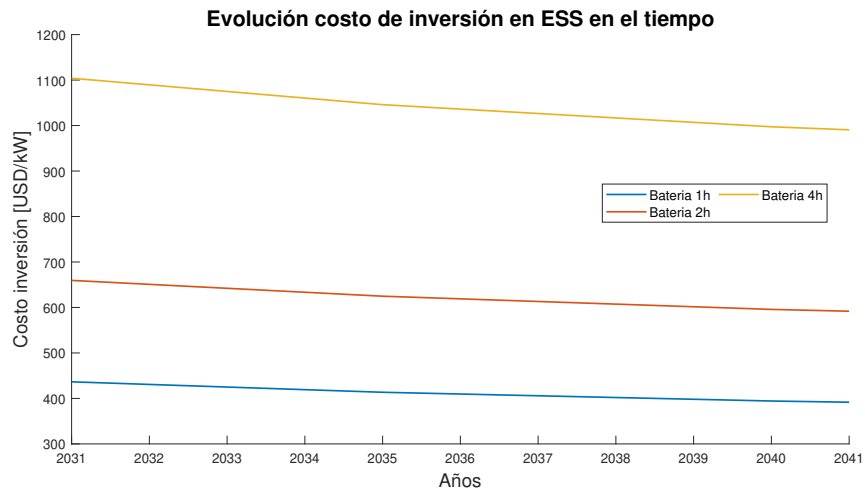


Figura 5.5: Evolución de los costos de inversión en capacidad de almacenamiento para las tecnologías de almacenamiento en [USD/kW].

5.4.1.1. Caso 1

Las hipótesis que se usan para este caso son:

- No considera expansión de la transmisión. El sistema de transmisión existente es el mostrado en la Tabla 5.11, donde se consideran líneas de tensión a 220 [kV] en corriente alterna.

Tabla 5.11: Líneas de transmisión consideradas para el caso de estudio 2.

Línea l	Z_l^{L0}	F_l^{max} [MW]	Nodo i	Nodo j	Largo [km]	Impedancia [Ω]
Línea ad	2	250	barra_a	barra_d	87	0,0298
Línea cd	2	250	barra_c	barra_d	19	0,0109
Línea ae	2	250	barra_a	barra_e	67	0,0064
Línea ab	2	250	barra_a	barra_b	67	0,0282
Línea bc	2	250	barra_b	barra_c	47	0,0306
Línea de	1	250	barra_d	barra_e	47	0,0298

- Considera expansión de la capacidad de generación, adicionales a las unidades existentes. Las unidades de generación y sus respectivas tecnologías se mencionan en la Tabla 5.12 y las unidades de almacenamiento se muestran en la Tabla 5.13.

Tabla 5.12: Unidades de almacenamiento consideradas para el caso de estudio 1.

Nombre generador	Tecnología	Z_g^{Gmax}	Z_g^{G0}	P_g^{max} [MW]	Barra
SolarFV1	Solar FV	1	1	384	e
SolarFV2	Solar FV	1	1	384	e
Eolica1	Eolica 100m.	2	1	451	e
Termica1	GNLCC	0	1	520	b
Termica2	GNLCC	0	1	170	b

Tabla 5.13: Unidades de almacenamiento consideradas para el caso de estudio 1.

Nombre ESS e	Tipo	Z_e^{Emax}	Z_e^{E0}	$P_e^{d,max}$ [MW]	$P_e^{c,max}$ [MW]	E_e^{max} [MWh]	Barra	η
BESS 1h	Ion litio	0	1	100	100	105,260	d	0,95
BESS 2h	Ion litio	0	0	100	100	210,526	d	0,95
BESS 4h	Ion litio	0	0	100	100	421,053	d	0,95

5.4.1.2. Caso 2

Las hipótesis que se usan para este caso son:

- Considera expansión de la capacidad de generación de las tecnologías sin tomar en cuenta unidades instaladas. Las unidades de generación se mencionan en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Unidades de generación consideradas para el caso de estudio 2.

Nombre generador	Tecnología	Z_g^{Gmax}	Z_g^{G0}	P_g^{max} [MW]	Barra
SolarFV1	Solar FV	2	0	384	e
SolarFV2	Solar FV	2	0	384	e
Eolica1	Eolica 100m.	3	0	451	e
Termica1	GNLCC	1	0	170	b
Termica2	GNLCC	1	0	520	b

- Considera expansión de la transmisión. El sistema de transmisión existente y por instalar es el mostrado en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Líneas de transmisión consideradas para el caso de estudio 2.

Línea l	Z_l^{Lmax}	Z_l^{L0}	F_l^{max} [MW]	Nodo i	Nodo j	Largo [km]	Impedancia [Ω]
Línea ad	2	1	250	barra_a	barra_d	87	0,0298
Línea cd	2	1	250	barra_c	barra_d	19	0,0109
Línea ae	2	1	250	barra_a	barra_e	67	0,0064
Línea ab	2	1	250	barra_a	barra_b	67	0,0282
Línea bc	2	1	250	barra_b	barra_c	47	0,0306
Línea de	2	1	250	barra_d	barra_e	47	0,0298

5.4.2. Criterios de evaluación y metodología de comparación

Los criterios de evaluación a considerar en el ejercicio de planificación corresponden al análisis de distintos índices resultantes de cada caso de estudio y como interactúan entre ellos para cada modelo, portafolio y caso de estudio. Entre los resultados a analizar y comparar se encuentran:

- Costos de inversión, asociados a nuevos proyectos de generación y transmisión.
- Costos de operación reales y estimados, asociados al conjunto de centrales de generación y sistema de transmisión resultante de la etapa de inversión.
- Tiempos de cómputo, entendido como el tiempo que se tardó el modelo en encontrar la solución de optimización conjunta entre la inversión y operación. Se encuentra sujeto a la complejidad computacional de cada opción de modelación y portafolio escogido.

- Capacidad instalada por tecnología y líneas de transmisión, en conjunto con la energía aportada a nivel anual. Se hace también la distinción de capacidad instalada por portafolios de centrales CSP, con el fin de entender la influencia de la elección de los proyectos de centrales CSP en el resto de los índices.

La metodología a utilizar para comparar cada una de las opciones en los distintos casos de estudios se resume en la Figura 5.6, en donde para cada uno de los dos casos de estudio se realiza la etapa de inversión en generación y transmisión (si corresponde) empleando cada uno de las cuatro opciones de modelación, obteniendo un sistema eléctrico con distintas capacidades instaladas y cierto costo de inversión. Con el mix óptimo de generación (y transmisión) se simulan 10 años de operación utilizando el modelo completo para encontrar un costo de operación con el que poder comparar una opción con otra.

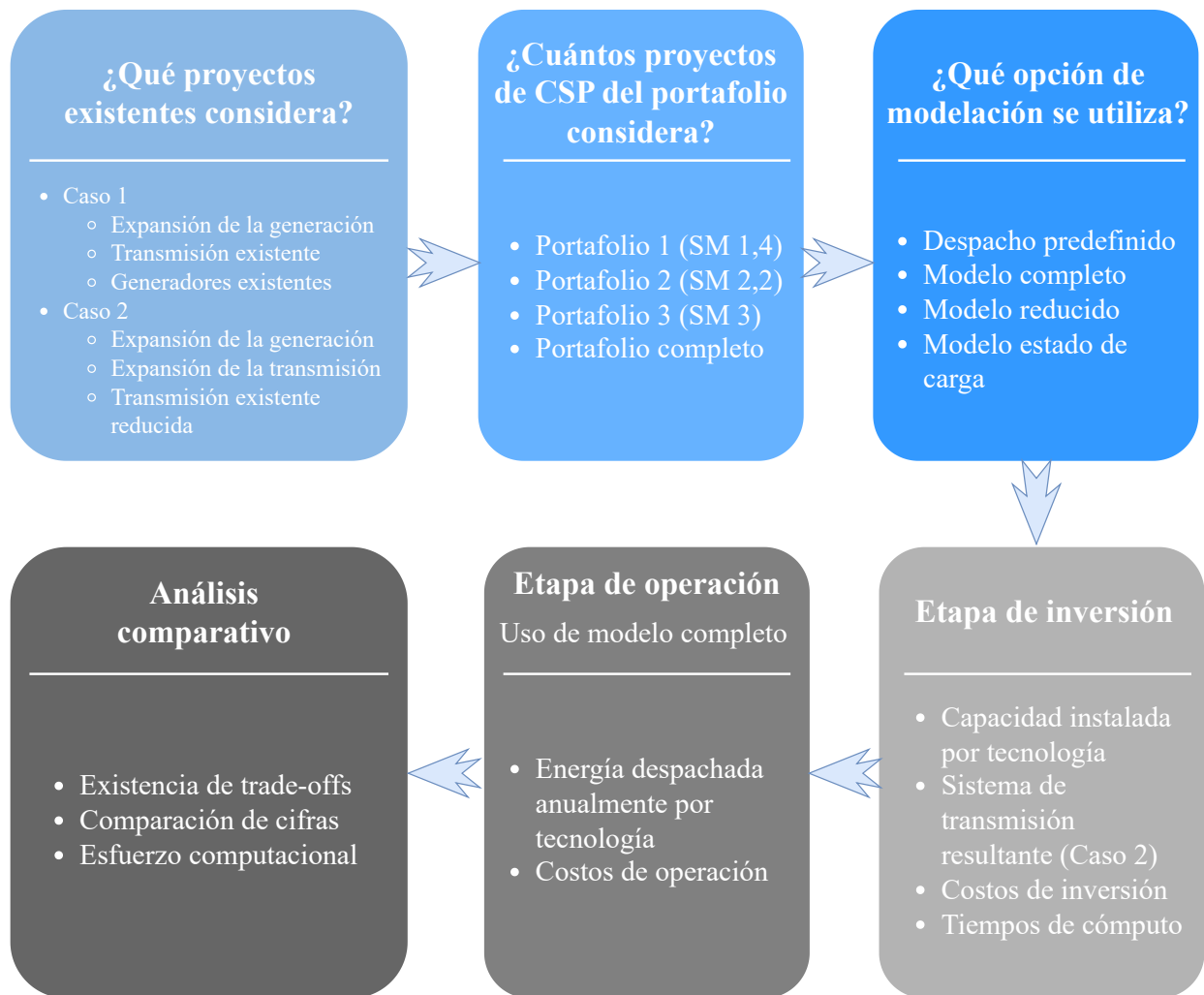


Figura 5.6: Diagrama resumen de la totalidad de los casos.

Con los 32 casos de estudio, sus respectivos costos de inversión y operación, en conjunto con los tiempos de cómputo de cada planificación, se realiza un análisis del intercambio entre el valor de cada una de las variables respecto a las otras, con lo que se puede estimar cuál o cuáles opciones resultan más convenientes desde distintos puntos de vista.

5.4.3. Análisis de sensibilidad

Para los análisis de sensibilidad se estudiarán dos tipos de casos, los que involucran la etapa de inversión y aquellos que afectan directamente a la operación de las centrales CSP. Para los análisis que incluyen la etapa de inversión se considerarán:

- Variación en la evolución de los costos de inversión de las centrales CSP en el tiempo, lo que puede repercutir en la capacidad instalada de cada tecnología en el óptimo. Se considerarán los tres casos con los costos de inversión que se presentan en la Figura 5.7, en donde se aprecian los casos medio (referencia), alto y bajo.

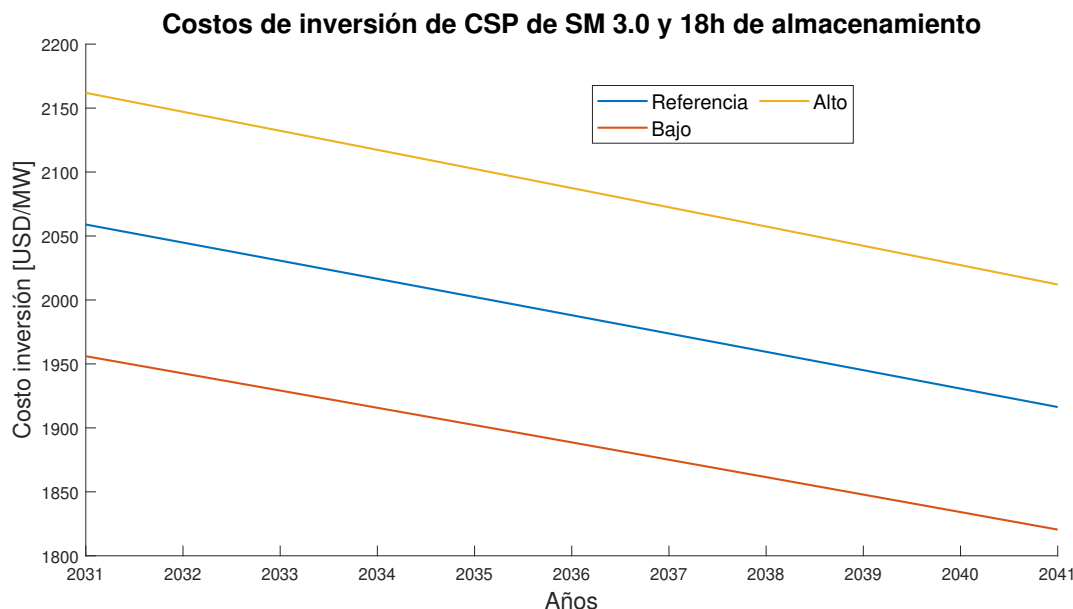


Figura 5.7: Sensibilidad respecto a la variación en los costos de inversión de CSP.

Por otra parte, los casos de análisis de sensibilidad de la operación de las centrales CSP abarcan:

- Cambio en el horizonte de optimización de la operación de las centrales CSP, tomando los casos de 1 día (referencia), 2 días, 1 semana y 2 semanas, para cuatro semanas representativas del año. La variación del horizonte puede tener repercusión en la potencia a la que genera la central CSP y el nivel de energía del almacenamiento térmico, especialmente entre las transiciones entre dos ventanas de tiempo consecutivas.
- Adición de requerimientos de reserva primaria y secundaria en el sistema, en el que se espera que las tecnologías de generación de ciclo combinado, almacenamiento y centrales CSP aporten con parte de su capacidad de variar el nivel de inyección y retiro. Se estudian casos de requerimientos bajo, medio y alto, respecto a la capacidad instalada de centrales fotovoltaicas y eólicas, usando como referencia la operación sin requerimiento de reservas.

Capítulo 6

Resultados

6.1. Costos de operación e inversión del sistema

En esta sección se presentan los costos de operación e inversión como resultados del ejercicio de planificación. Los costos de inversión corresponden a los costos incurridos por agregar nuevos proyectos de generación y transmisión, en donde se aplicó cada opción de modelación. En la lista a continuación se resumen los símbolos utilizados para las tablas, en donde se considera que todos los costos se miden en millones de dólares (MUSD).

- C^{inv} : Costo de inversión en valor presente.
- C_{real}^{op} : Costo de operación obtenido usando el modelo completo considerando los resultados de la etapa de inversión.
- C_{est}^{op} : Costo de operación estimado durante la etapa de planificación de la expansión.
- $C_{real}^{tot} = C^{inv} + C_{real}^{op}$: Costo total en valor presente.
- $C_{est}^{tot} = C^{inv} + C_{est}^{op}$: Costo total estimado en la etapa de planificación de la expansión.
- $\Delta C^{tot} = C_{real}^{tot} - C_{est}^{tot}$: Diferencia entre los costos totales versus los estimados.
- $\Delta C_{ref}^{tot} = C_{mod}^{tot} - C_{ref}^{tot}$: Diferencia entre los costos totales entre el modelo estudiado C_{mod}^{tot} y el modelo completo C_{ref}^{tot} a modo de referencia, para el mismo portafolio y caso de estudio.

Los costos obtenidos tanto en la etapa de inversión como la operación se presentan en las tablas 6.1 y 6.2, en donde se agrega una comparativa entre los costos reales usando el modelo completo y los costos estimados usando cada modelo. En cada tabla se destacan en cada columna aquellos modelos con menor costo para cada portafolio.

Para el caso de estudio 1, se aprecia en la Tabla 6.1 que los costos de inversión rondan desde 1.191 [MUSD] para el caso de despacho predefinido con portafolio completo, hasta los 1.548 [MUSD] para el modelo completo empleando el portafolio 1. Mientras, los costos de operación varían entre los 477 [MUSD] usando el portafolio completo con el modelo reducido y el modelo completo, y presentando el máximo para el despacho predefinido con el portafolio 1. Realizando una comparación entre la operación estimada por cada modelo y la operación real, el despacho predefinido presenta un error de entre el 43 % y el 129 % a la hora

Tabla 6.1: Costos de operación real y estimada, inversión y totales en [MUSD] para el caso de estudio 1.

Modelo	Portafolio	C^{inv}	C^{op}_{real}	C^{op}_{est}	C^{tot}_{real}	C^{tot}_{est}	ΔC^{tot}	$\Delta C^{tot} [\%]$	$\Delta C^{tot}_{ref} [\%]$
D, predefinido	1	1.507,0	1.442,3	5.255,8	2.949,2	6.762,8	-3.813,5	-129,3 %	23,2 %
	2	1.301,1	753,3	2.790,3	2.054,4	4.091,4	-2037,1	-99,2 %	9,9 %
	3	1.321,1	580,0	1.397,9	1.901,1	2.719,0	-817,9	-43,0 %	0,3 %
	Comp.	1.191,7	578,8	1.444,8	1.770,4	2.636,5	-866,1	-48,9 %	1,2 %
Completo	1	1.548,2	846,5	855,6	2.394,7	2.403,8	-9,1	-0,4 %	-
	2	1.257,0	611,7	618,3	1.868,7	1.875,3	-6,6	-0,4 %	-
	3	1.356,4	539,3	543,8	1.895,6	1.900,2	-4,5	-0,2 %	-
	Comp.	1.272,3	476,8	484,0	1.749,1	1.756,3	-7,2	-0,4 %	-
Reducido	1	1.505,5	876,7	892,2	2.382,2	2.397,7	-15,5	-0,6 %	-0,5 %
	2	1.267,6	605,4	612,4	1.873,1	1.880,0	-6,9	-0,4 %	0,2 %
	3	1.353,6	541,4	554,4	1.895,0	1.908,0	-13,0	-0,7 %	0,0 %
	Comp.	1.272,9	476,9	486,8	1.749,8	1.759,7	-9,9	-0,6 %	0,0 %
E. de carga	1	1.539,5	855,5	882,9	2.395,0	2.422,4	-27,4	-1,1 %	0,0 %
	2	1.258,4	610,1	627,4	1.868,4	1.885,8	-17,3	-0,9 %	0,0 %
	3	1.359,5	537,1	541,3	1.896,5	1.900,7	-4,2	-0,2 %	0,0 %
	Comp.	1.252,4	497,2	507,8	1.749,6	1.760,1	-10,6	-0,6 %	0,0 %

de calcular los costos totales, el modelo de despacho predefinido tiende a sobreestimar los costos de operación durante la etapa de inversión. El resto de casos presentaron diferencias en sus costos reales inferiores, en módulo, al 1 %, lo cual se encuentra dentro del criterio de convergencia de la solución para etapa de inversión ($< 1 \%$), salvo para el caso del primer portafolio con el modelo de estado de carga, lo que indica que la etapa de inversión tiende a sobreestimar los costos reales de operación. A nivel comparativo, la diferencia entre los costos totales del modelo de estado de carga y el modelo completo fue inferior al 0,1 %, lo que se ubica dentro del margen de error del cálculo de la solución de la etapa de operación. Para el caso del modelo reducido, el error porcentual crece hasta el 0,5 %, ya que para el caso con el primer portafolio se lograron los menores costos totales de entre los cuatro modelos.

Respecto a los costos de inversión, llama la atención que el modelo con despacho predefinido logra costos menores al resto de modelos, sobre todo para el tercer y cuarto portafolio. Sin embargo, esto no se traspassa a los costos de operación ni totales. Entre los otros tres modelos, no se aprecian diferencias tan significativas entre los costos de inversión entre uno y otro. Para el caso de los costos de operación, el modelo completo obtiene los menores costos de operación y en los que no, la diferencia es a más de 5 [MUSD], indicando que es consistente en conseguir el parque generador de menor costo de operación. Por otra parte, para los costos totales la diferencia porcentual entre el modelo completo respecto al de estado de carga son casi imperceptibles. Mientras que el modelo reducido logra buenos resultados, obteniendo los costos mínimos o aproximándose muy bien al modelo completo, usado como referencia.

A nivel general, el modelo que presentó menores costos totales correspondió al modelo completo con el portafolio completo con un valor de .1749 [MUSD], el cual presenta diferencias entre los costos de operación reales y estimados debido a la diferencia usada para el criterio de convergencia entre la etapa de operación (0,1 %) e inversión (1 %). Resulta ser el caso con menores costos totales no solo porque tiene acceso al portafolio completo, que permite elegir entre todos los proyectos de centrales CSP y con ello reducir sus costos de

inversión. Como la etapa de planificación considera la minimización conjunta de operación e inversión, se anticipa también en elegir los proyectos que reducirán costos en la operación.

Tabla 6.2: Costos de operación real y estimada, inversión y totales en [MUSD] para el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	C^{inv}	C_{real}^{op}	C_{est}^{op}	C_{real}^{tot}	C_{est}^{tot}	ΔC^{tot}	$\Delta C^{tot} [\%]$	$\Delta C_{ref}^{tot} [\%]$
D. predefinido	1	2.461,1	1.684,9	6.024,7	4.145,9	8.485,7	-4.339,8	-104,7 %	16,3 %
	2	2.540,9	724,1	2.947,0	3.265,0	5.487,9	-2.222,9	-68,1 %	11,9 %
	3	2.542,0	599,1	1.489,6	3.141,1	4.031,7	-890,5	-28,3 %	7,4 %
	Comp.	2.465,4	558,5	1.502,4	3.023,9	3.967,8	-944,0	-31,2 %	14,4 %
Completo	1	2.789,7	775,1	776,7	3.564,8	3.566,4	-1,6	0,0 %	-
	2	2.649,3	268,2	276,7	2.917,6	2.926,1	-8,5	-0,3 %	-
	3	2.812,9	111,4	112,7	2.924,3	2.925,6	-1,3	0,0 %	-
	Comp.	2.348,5	294,9	299,4	2.643,4	2.647,9	-4,6	-0,2 %	-
Reducido	1	2.790,6	774,6	777,4	3.565,2	3.568,0	-2,8	-0,1 %	0,0 %
	2	2.605,1	307,7	313,6	2.912,8	2.918,7	-5,9	-0,2 %	-0,2 %
	3	2.463,6	452,9	459,8	2.916,5	2.923,4	-6,9	-0,2 %	-0,3 %
	Comp.	2.352,3	291,2	293,5	2.643,5	2.645,8	-2,3	-0,1 %	0,0 %
E. de carga	1	2.754,3	811,1	828,8	3.565,5	3.583,1	-17,7	-0,5 %	0,0 %
	2	2.583,0	322,5	343,1	2.905,5	2.926,0	-20,5	-0,7 %	-0,4 %
	3	2.470,2	447,0	453,4	2.917,2	2.923,6	-6,4	-0,2 %	-0,2 %
	Comp.	2.362,5	281,2	312,9	2.643,7	2.675,4	-31,6	-1,2 %	0,0 %

Para el caso 2, como enseña la Tabla 6.2, los costos de inversión aumentan respecto al caso 1, debido a la inversión en transmisión para contar con un sistema suficiente para distribuir la energía. Los costos de inversión rondaron entre los 2.348 [MUSD] y los 2.812 [MUSD], mientras que los costos de operación aumentaron su rango, pasando ahora a valer entre 111 [MUSD] para el modelo completo con el tercer portafolio y portafolio completo, hasta 1.685 [MUSD] para el portafolio 1 con despacho predefinido. A nivel comparativo, se aprecian diferencias significativas entre los costos de operación estimados por el modelo con despacho predefinido respecto al modelo completo, presentando diferencias del orden de los miles de millones de dólares.

Comparando los resultados de los costos de operación estimados y los reales ΔC^{tot} , se aprecia que los costos reales fueron menores que los estimados, por lo que se vuelve una buena práctica simular la etapa de operación usando el modelo completo, por separado a la etapa de inversión.

Pasando a la diferencias porcentuales de los costos totales versus el modelo de referencia ΔC_{ref}^{tot} , se aprecia que para el segundo y tercer portafolio tanto como el modelo reducido como el de estado de carga logran menores costos que el modelo completo hasta en un 0.4 %, más el modelo completo obtuvo mucho menores costos de operación para estos mismos portafolios.

El mínimo global de inversión y operación correspondió al modelo completo con un total de 2.644 [MUSD], seguido muy de cerca por el portafolio obtenido por el modelo reducido y el modelo con estado de carga, presentando diferencias inferiores al 0.1 %.

6.2. Capacidad instalada e inversión en transmisión

En las tablas 6.3 a 6.6 se muestra la capacidad instalada en los proyectos CSP por caso, modelo y portafolio. Luego en las tablas 6.7 y 6.8 se enseña la capacidad instalada para el resto de tecnologías de generación y almacenamiento en los casos de estudio 1 y 2.

Tabla 6.3: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1.

Modelo	Portafolio	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4	CSP 5	CSP 6
Completo	1	400,0	400,0	0,0	280,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Predefinido	1	400,0	310,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estado de Carga	1	400,0	400,0	0,0	290,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reducido	1	400,0	400,0	0,0	290,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 6.4: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1 (Continuación).

Modelo	Portafolio	CSP 7	CSP 8	CSP 9	CSP 10	CSP 11	CSP 12
Completo	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	10,0	320,0	400,0
	Completo	10,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Predefinido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	380,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	330,0	390,0
	Completo	0,0	310,0	0,0	0,0	40,0	390,0
Estado de Carga	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	340,0	400,0
	Completo	20,0	380,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Reducido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	400,0
	Completo	120,0	290,0	0,0	0,0	0,0	400,0

A nivel de instalación de CSP en el primer caso de estudio, en la Tabla 6.3 se aprecia que el primer portafolio en los 3 modelos prefiere instalar las configuraciones 1 y 2 en todos los casos, y complementar ligeramente con un nivel de instalación inferior para la CSP 4. Para el portafolio 2, exhibido en las Tablas 6.3 y 6.4 que las centrales CSP que se instalan corresponden a las CSP 7 y 8, con mayor cantidad de horas de almacenamiento. En el caso del tercer portafolio, las centrales CSP que predominan a nivel de capacidad instalada corresponden a las CSP 11 y 12, con mayor cantidad de horas de almacenamiento. Por último, en el caso del portafolio completo se instalan 400 [MW] la CSP 12, con mayor múltiplo solar y horas de almacenamiento, seguido en capacidad por la central CSP 8 y en menor medida la CSP 7.

Tabla 6.5: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4	CSP 5	CSP 6
Completo	1	400,0	400,0	0,0	390,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	170,0	400,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Predefinido	1	400,0	310,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estado de Carga	1	400,0	400,0	0,0	390,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	400,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0
Reducido	1	400,0	400,0	0,0	390,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	180,0	400,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 6.6: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 2 (Continuación).

Modelo	Portafolio	CSP 7	CSP 8	CSP 9	CSP 10	CSP 11	CSP 12
Completo	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	180,0	400,0	400,0	400,0
	Completo	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Predefinido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	390,0	310,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	350,0	390,0
	Completo	20,0	240,0	0,0	0,0	120,0	390,0
Estado de Carga	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	200,0	400,0	400,0
	Completo	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Reducido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	190,0	400,0	400,0
	Completo	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0

Para el caso 2 de estudio, en la Tabla 6.5 se aprecia que las centrales 1 y 2 se instalan casi a capacidad máxima solo para el portafolio 1. Mientras que la central CSP 3 no se instala nunca y la CSP 4 sirve de complemento a la capacidad instalada de la tecnología CSP solo para el primer portafolio. En la misma tabla se observa que la central CSP 5 entra en el portafolio 2 en una cantidad inferior a 200 [MW], y la central CSP 6 es de relevancia tanto como en el portafolio 2, instalado en su máximo, como en el portafolio completo con un nivel reducido de capacidad.

En la Tabla 6.6 se puede ver que la central CSP 7 aparece principalmente en el portafolio 2 y en el completo, mientras que la central CSP 8 es relevante tanto como en el portafolio completo como en el segundo portafolio. La central CSP 9 no se instala en ningún caso, a diferencia de la central CSP 10 que se instala para el tercer portafolio. La undécima configuración de CSP aparece de forma relevante para el tercer portafolio. La central CSP 12 aparece a máxima capacidad instalada en la gran mayoría de los casos, tanto para el portafolio 3 como para el portafolio completo.

Tabla 6.7: Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 10 para cada modelo y portafolio en el año 10, en el caso de estudio 1.

Modelo	Portafolio	Termica1	Termica2	Eolica1	SolarFV1	SolarFV2	Bateria_1h
Completo	1	170,0	520,0	451,0	470,7	470,7	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
Predefinido	1	170,0	520,0	1.353,0	434,3	434,3	100,0
	2	170,0	520,0	902,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	385,8	385,8	100,0
Estado de Carga	1	170,0	520,0	451,0	463,7	463,7	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
Reducido	1	170,0	520,0	451,0	463,7	463,7	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	394,3	394,3	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0

Para el primer caso de estudio, se aprecia en la Tabla 6.7 que en la gran mayoría de casos, las tecnologías no varían su capacidad instalada, salvo cuando se emplea el primer portafolio, donde se opta por instalar tanto energía solar fotovoltaica como eólica. Excepcionalmente, para el portafolio 1 usando el despacho predefinido es donde más se instalaron otras tecnologías distintas a la de CSP, triplicando la capacidad de energía eólica requerida por el sistema.

Tabla 6.8: Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 10 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	Termica1	Termica2	Eolica1	SolarFV1	SolarFV2	Bateria_1h
Completo	1	170,0	520,0	451,0	380,8	380,8	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	74,5	74,5	0,0
	3	170,0	0,0	0,0	314,6	314,6	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	90,4	90,4	0,0
Predefinido	1	170,0	520,0	902,0	384,0	384,0	0,0
	2	170,0	520,0	902,0	358,7	358,7	0,0
	3	170,0	520,0	451,0	367,5	367,5	0,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	359,3	359,3	0,0
Estado de Carga	1	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	205,7	205,7	0,0
	3	0,0	520,0	451,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	47,1	47,1	0,0
Reducido	1	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	42,4	42,4	0,0
	3	0,0	520,0	451,0	5,4	5,4	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	90,4	90,4	0,0

Para el segundo caso de estudio, se aprecia en la Tabla 6.8 que la central térmica 2 se requiere en la gran mayoría de los casos y la central térmica 1 se requiere especialmente para el portafolio 1 y el modelo de despacho predefinido. La central eólica se utiliza especialmente para los portafolios 1 y 3. La mayor capacidad instalada de tecnología eólica se presenta para el portafolio 1, además para el despacho predefinido. Las centrales solares fotovoltaicas se instalan en igual medida una respecto a otra, y se les requiere especialmente para los portafolios 1 y en el caso del despacho predefinido, no se le requiere especialmente a la hora de usar el modelo completo.

Para la tecnología solar fotovoltaica, se aprecia que se instala mayor capacidad para el despacho predefinido y para el portafolio 1 en el resto de modelos.

En último lugar, se detalla en la Tabla 6.9 la cantidad de líneas instaladas en cada caso aplicado en el caso de estudio 2.

Tabla 6.9: Proyectos de transmisión instalados para cada modelo y portafolio hacia el año 10, para el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	Línea					
		ad	cd	ae	ab	bc	de
Completo	1	1	2	2	2	2	3
	2	2	1	1	3	2	1
	3	1	2	3	2	1	3
	Completo	1	1	1	3	3	2
Predefinido	1	1	2	2	2	1	3
	2	1	2	2	2	1	3
	3	2	3	1	1	1	3
	Completo	2	2	3	3	3	3
Estado de Carga	1	2	3	3	3	3	3
	2	3	2	1	2	1	1
	3	2	2	1	3	2	2
	Completo	3	3	3	2	1	3
Reducido	1	3	3	1	2	1	3
	2	3	2	1	3	2	2
	3	1	2	1	3	3	2
	Completo	3	2	1	2	1	1

Se puede apreciar de la Tabla 6.9 que hay pocas tendencias respecto a la instalación de líneas en los casos. En particular, se aprecia que la línea ab tiende a instalarse más que el resto de las líneas, ya que es la que permite evacuar la energía aportada por la tecnología CSP, conectada en la barra a, hacia los centros de consumo ubicados en las barras b, c y d. Por otra parte, la línea ae es la que menos suele instalarse puesto que sirve para aumentar la capacidad de transmisión entre dos barras exportadoras de energía -a y e-, cuando ya existen otras líneas que permiten suministrar más energía hacia la demanda, de forma más directa.

En las figuras 6.1 y 6.2 se detalla la evolución de capacidad instalada por central en el inicio y final del horizonte de planificación en ambos casos de estudio, para los cuatro modelos estudiados y usando el portafolio completo.

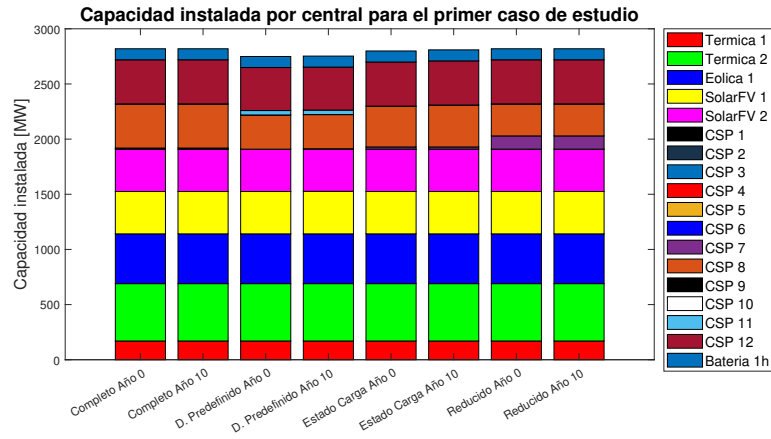


Figura 6.1: Capacidad instalada para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.

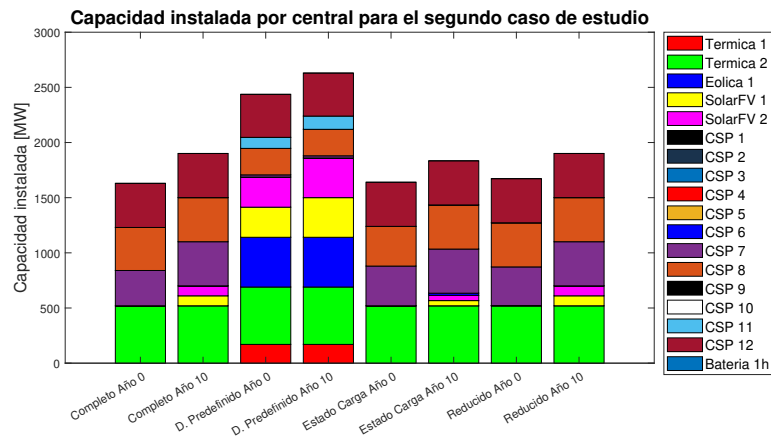


Figura 6.2: Capacidad instalada para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.

Para el primer caso de estudio, se aprecia en la Figura 6.1 que la capacidad instalada no varía entre el inicio y el final del horizonte de planificación. Otra observación consiste en que el modelo de despacho predefinido tiende a instalar menor capacidad en tecnología CSP en comparación al resto de modelos, y que llega a instalar en mayor medida la configuración de la central CSP 11 mientras que los otros tres modelos instalan más de las centrales CSP 7, 8 y 12.

Pasando al segundo caso de estudio mostrado en la Figura 6.2, que en los 10 años del horizonte de planificación existe una evolución en la capacidad instalada, asociada al aumento en capacidad de las centrales solares fotovoltaicas, las cuales se pueden expandir en pasos más pequeños que las centrales CSP y a un menor costo. Al igual que para el caso de estudio anterior, aparecen principalmente las configuraciones de CSP 7, 8 y 12 para el modelo completo, reducido y el de estado de carga. A la vez que el modelo de despacho predefinido prefiere incluir más centrales eólicas y térmicas, además de incluir a las centrales CSP 11.

6.3. Operación del sistema

Para analizar la operación del sistema, se elige el portafolio de proyectos obtenidos en el caso de estudio 1 con el portafolio completo de centrales CSP. Se grafica el despacho horario por tipo de tecnología para el año inicial y final del horizonte de planificación, los resultados se muestran en las figuras 6.3 y 6.4.

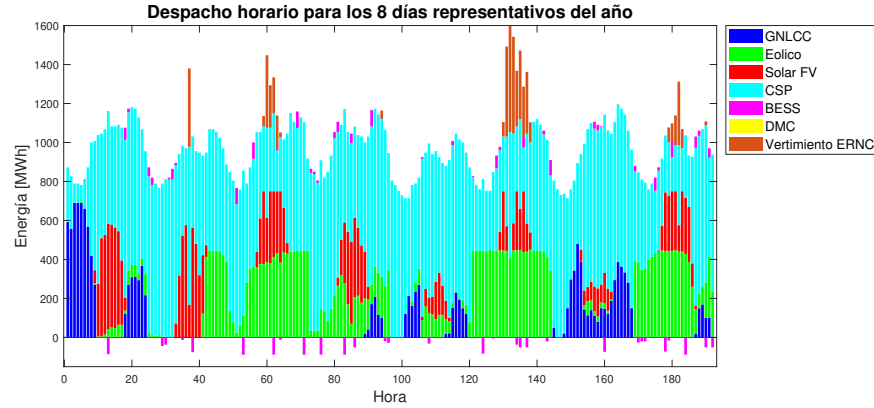


Figura 6.3: Despacho horario para el año 0 en el caso de estudio 1.

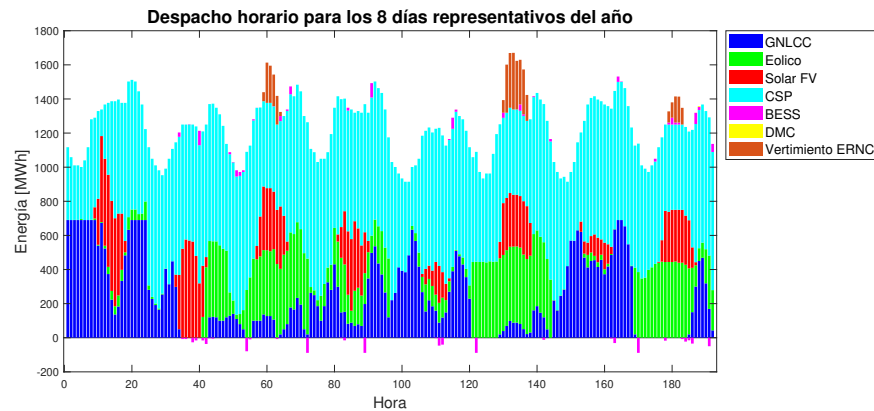


Figura 6.4: Despacho horario para el año 10 en el caso de estudio 1.

Para ambos despachos horarios, se observa en las figuras 6.3 y 6.4 que las centrales GNLCC aparecen especialmente en las horas de escaso recurso solar (fotovoltaico). Las centrales eólicas se despachan de base cuando existe el recurso, principalmente durante las horas de sol y durante la madrugada. Las centrales de GNLCC y CSP se utilizan especialmente ante la escasez del recurso eólico y solar FV. Al comparar el inicio con el final del horizonte de planificación, se aprecia que son las centrales GNLCC y CSP las que afrontan gran parte del aumento de la demanda. Se presenta vertimiento de energía especialmente para las horas donde coincide el recurso solar FV con el eólico. El almacenamiento en baterías se utiliza para despachar especialmente en las horas que despacha la central GNLCC, que corresponden a las horas de escasos recursos de ERNC.

Se aprecia en ambas figuras 6.3 y 6.4, que la tecnología CSP efectivamente logra ajustar su curva de generación para adaptarse a las centrales de generación renovable variable tales

como la central eólica y fotovoltaica, a partir de la gestión del almacenamiento. Sin embargo, dada la limitada capacidad de almacenamiento de las tecnologías presente en el sistema, se tiende a vertir energía ERNC a ciertas horas del día. En particular, se puede apreciar que a las horas de escaso recurso solar (en torno a la hora 160), las centrales térmicas GNLCC son las que entran para suplir la escasez de generación renovable.

Otras observaciones que se puede realizar, es que entre las horas 60 y 80 de los días típicos elegidos, en donde en las horas previas hubo abundancia de recurso solar y eólico, la central CSP disminuyó su operación para poder destinarlas a las horas sin recurso, apoyándose también de las centrales GNLCC. Por parte del almacenamiento, se aprecia en las dos figuras con color fucsia, que se carga a las horas de abundante recurso renovable y se descarga principalmente en las primeras horas del día y en las últimas, apoyando a las centrales CSP y GNLCC en el despacho en horario punta y bajo de demanda.

6.3.1. Mix de generación

Para entrar en el detalle en los sistemas resultantes de cada ejercicio de planificación a nivel de operación y capacidades instaladas, en las figuras 6.5-6.12 se presentan la energía despachada por tecnología al inicio del horizonte de planificación y al final, diferenciándose cada figura por portafolio de proyectos de CSP.

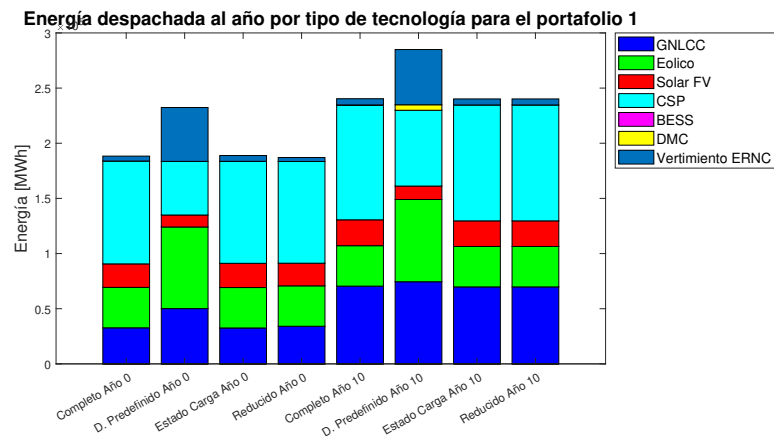


Figura 6.5: Energía despachada por tecnología para el portafolio 1 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.

En la Figura 6.5 se aprecia que el portafolio 1 presenta mayor energía despachada por la central eólica para el despacho predefinido tanto en el año 0 como el año 10, a la vez que presenta los mayores niveles de vertimiento e incluso llegando a no servir demanda en el año 10. El modelo completo, estado de carga y reducido poseen características similares entre ellos, diferenciándose prácticamente solo en la energía vertida.

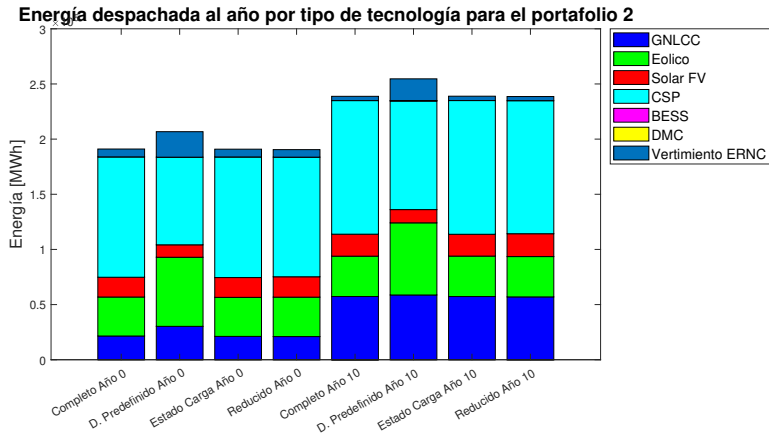


Figura 6.6: Energía despachada por tecnología para el portafolio 2 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.

Para el portafolio 2, en la Figura 6.6 se observa que el despacho predefinido presenta mayor energía despachada por la central eólica y niveles de vertimiento en ambos años. Para el año 0 los modelos completo, reducido y estado de carga presentan niveles de generación por tecnología similares. Contrastando con el resto de los modelos, el despacho predefinido genera más con la tecnología GNLCC y en una menor proporción con energía solar a diferencia de los otros tres modelos.

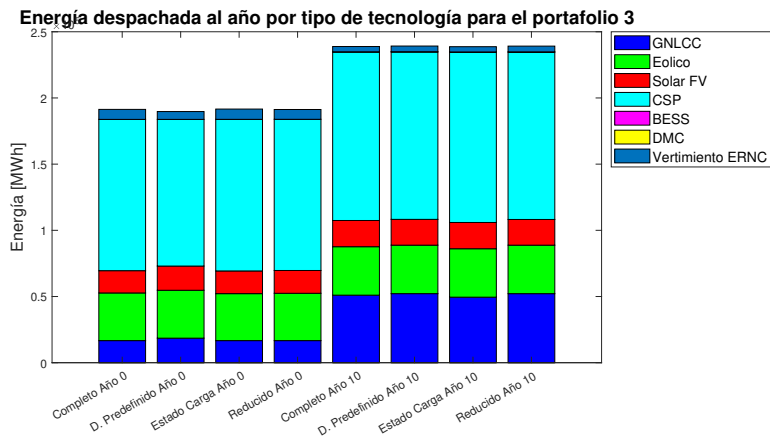


Figura 6.7: Energía despachada por tecnología para el portafolio 3 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.

En el caso del portafolio 3, la Figura 6.7 muestra niveles similares para la energía despachada para ambos años en los cuatro modelos, presentando una leve diferencia para el modelo con estado de carga, donde en el año 10 la tecnología CSP aportó mayor energía.

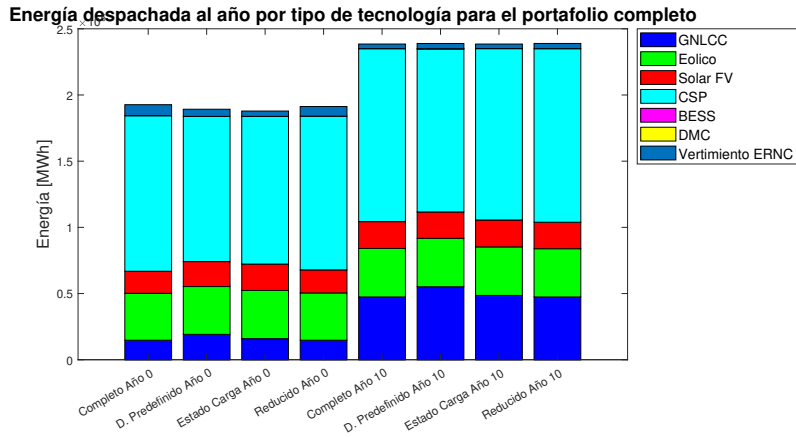


Figura 6.8: Energía despachada por tecnología para el portafolio completo en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 1.

Para el caso del portafolio completo de proyectos CSP, se muestra en la Figura 6.8 que en el caso del despacho predefinido es donde la tecnología CSP aporta menor generación en comparación a los otros tres modelos, desplazado por la energía eólica y la generación GNLCC.

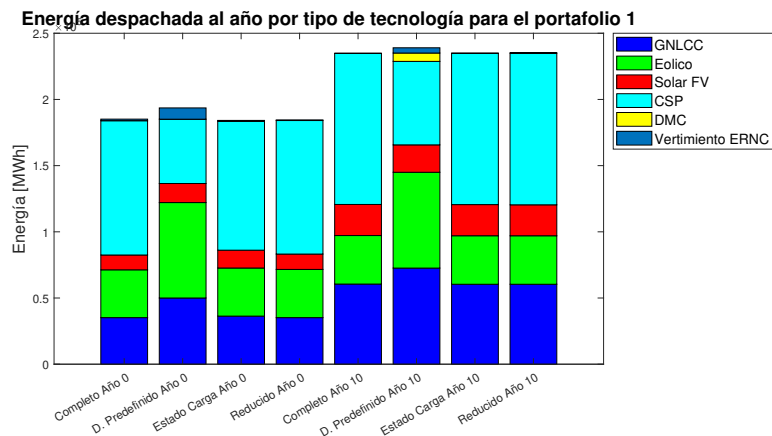


Figura 6.9: Energía despachada por tecnología para el portafolio 1 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.

Pasando al caso de estudio 2 y el primer portafolio, se exhibe en la Figura 6.9 nuevamente que el despacho predefinido prefiere generar con la tecnología eólica y en menor medida con tecnología solar fotovoltaica y CSP, incurriendo en niveles de vertimiento de energía mayores a los otros modelos para el año 0, adicionalmente no suministra demanda a ciertas horas del año 10. El modelo reducido para el primer año presenta la mayor generación con centrales CSP, desplazando la energía solar FV y la tecnología GNLCC.

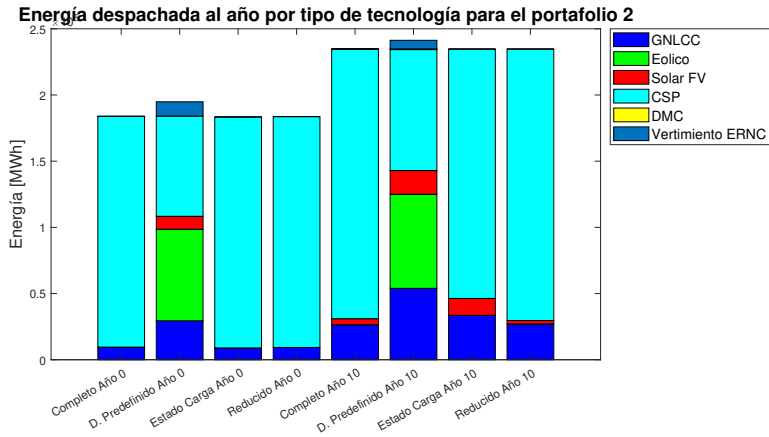


Figura 6.10: Energía despachada por tecnología para el portafolio 2 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.

En el caso del portafolio 2, la Figura 6.10 enseña que el despacho predefinido es el único que decide instalar energía eólica, y en mayor proporción solar fotovoltaica, junto con despachar mucho menos tecnología CSP, en comparación al resto de los modelos.

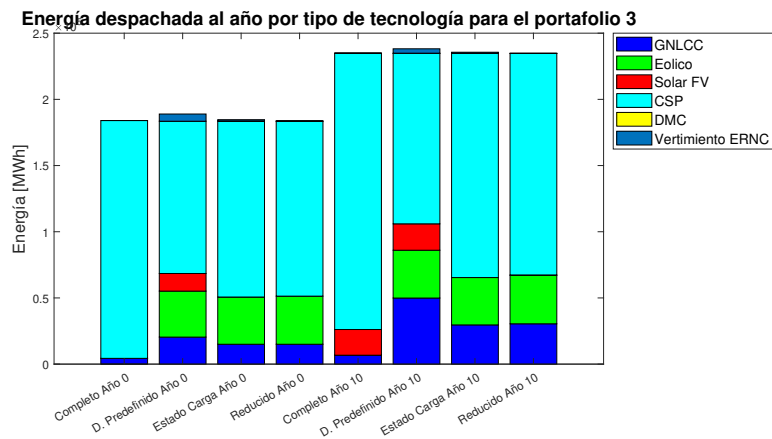


Figura 6.11: Energía despachada por tecnología para el portafolio 3 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.

El portafolio 3, enseñado en la Figura 6.11, muestra que los modelos de despacho predefinido y el modelo completo optan por instalar energía solar fotovoltaica, pero el modelo con despacho predefinido termina por emplear a su vez más energía de GNLCC para el año 10. En el modelo completo la tecnología CSP aporta más energía al sistema, desplazando completamente a la energía eólica.

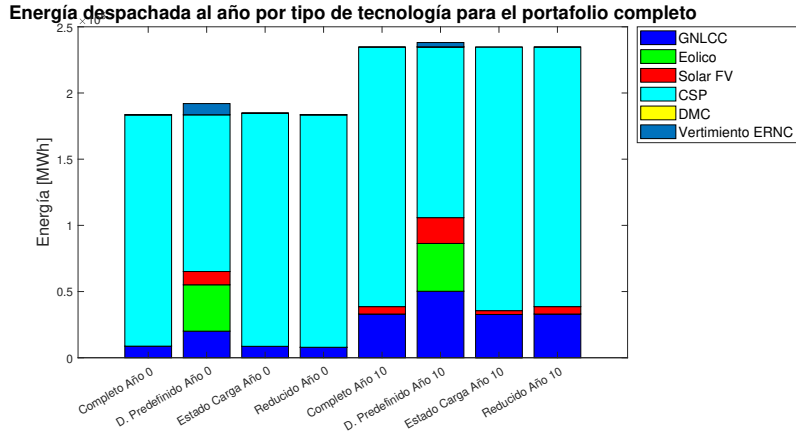


Figura 6.12: Energía despachada por tecnología para el portafolio 4 en el año 0 y el año 10, para el caso de estudio 2.

Para el caso del portafolio completo, se aprecia en la Figura 6.11 que para el año 0 solo el despacho predefinido instala energía solar FV y eólica en el año 0, y el resto supe la demanda solo con tecnología GNLCC y CSP.

6.4. Tiempos de cómputo

Entiéndase por tiempos de cómputo el tiempo que le tomó al procesador calcular la solución óptima en cada caso. En la Tabla 6.10 se muestran los tiempos de cómputo incurridos en cada caso, junto a una comparativa porcentual respecto al modelo de referencia.

- $\Delta t = t^{mod} - t^{ref}$: Diferencia entre los tiempos de cómputo entre el modelo estudiado t^{mod} y el modelo completo t^{ref} a modo de referencia, para el mismo portafolio y caso de estudio.

Con respecto a los tiempos de cómputo, mostrados en la Tabla 6.10, para el primer caso de estudio el despacho predefinido con el primer portafolio es el que presenta menores tiempos de cómputo con 16 [s], una reducción del 97 % respecto al modelo de referencia. Por otra parte, el modelo de estado de carga con portafolio completo tardó 9008 [s], un aumento del 150 % respecto al caso completo. Respecto a la referencia, se aprecia que el modelo de estado de carga tiende a aumentar los tiempos de cómputo, mientras que tanto el modelo de despacho predefinido como el reducido disminuyen los tiempos en torno a un 90 % y 45 %, respectivamente.

Pasando al segundo caso de estudio, en la misma Tabla 6.10 se aprecia con mayor tiempo de cómputo resulta ser el modelo completo para el portafolio completo con 59509 [s] y el caso con menor tiempo es nuevamente el modelo con despacho predefinido y el portafolio 1, con un tiempo de 102 [s]. En este caso de estudio, todos los modelos resultaron ser más rápidos que el modelo completo.

Tabla 6.10: Tiempos de cómputo y comparativa con el modelo de referencia para ambos casos de estudio.

Modelo	Portafolio	Caso 1		Caso 2	
		Tiempo cómputo [s]	Δt [%]	Tiempo cómputo [s]	Δt [%]
Completo	1	606,85	-	8.015,02	-
	2	655,79	-	9.482,51	-
	3	1.103,09	-	14.810,44	-
	Comp.	4.692,00	-	59.509,36	-
D. predefinido	1	15,58	-97 %	101,89	-99 %
	2	68,96	-89 %	107,19	-99 %
	3	280,57	-75 %	1.489,62	-90 %
	Comp.	429,29	-91 %	1.502,42	-97 %
E. de carga	1	1.516,14	150 %	1.461,30	-82 %
	2	275,40	-58 %	7.464,84	-21 %
	3	1.332,70	21 %	11.540,43	-22 %
	Comp.	9.008,14	92 %	17.651,56	-70 %
Reducido	1	788,50	30 %	3.149,11	-61 %
	2	397,50	-39 %	3.912,24	-59 %
	3	657,27	-40 %	10.291,25	-31 %
	Comp.	1.969,80	-58 %	24.567,76	-59 %

6.5. Análisis comparativo

Para poder visualizar más fácilmente la distribución entre los costos de inversión, operación y totales en función de los tiempos de cómputo, se presentan en las figuras 6.13 y 6.14 la comparativa a nivel visual, en donde cada línea representa un mismo caso.

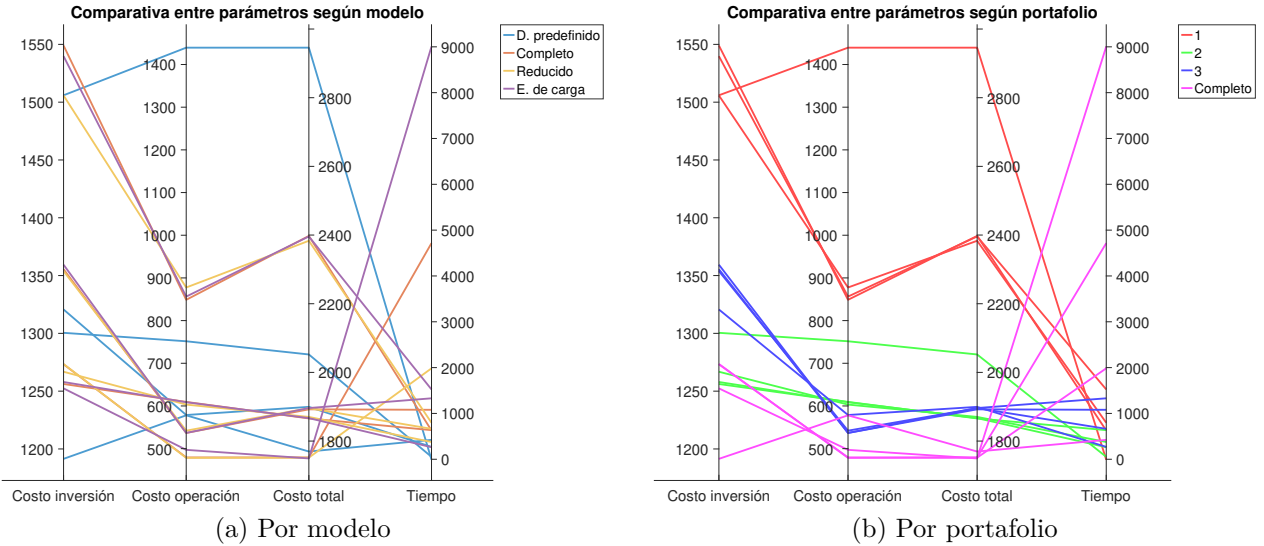


Figura 6.13: Comparativa de métricas para el caso de estudio 1.

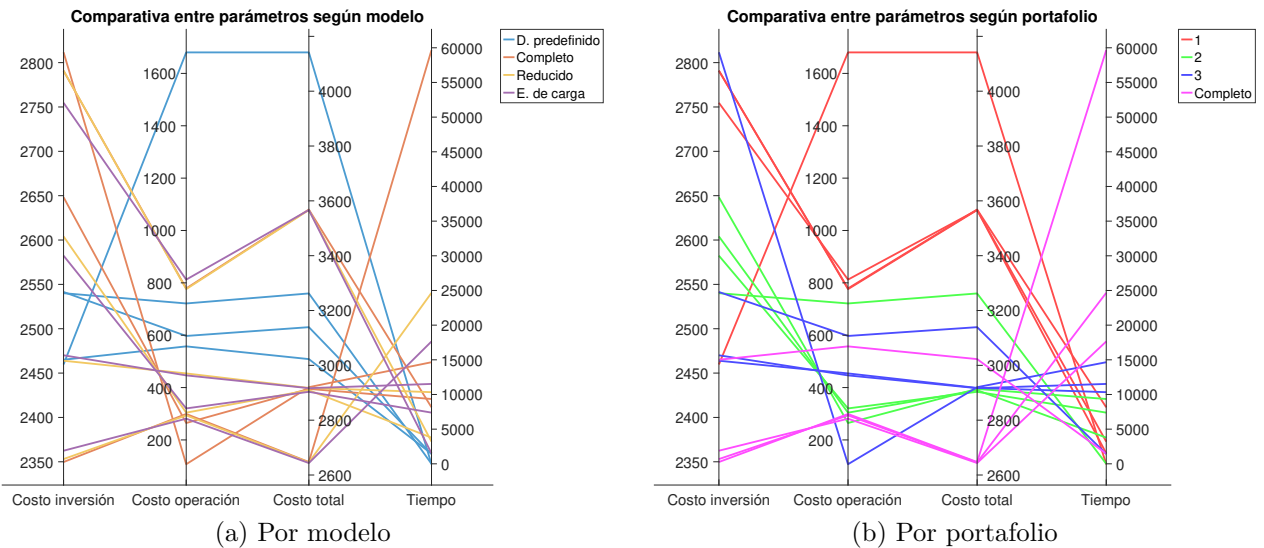


Figura 6.14: Comparativa de métricas para el caso de estudio 2.

A nivel de opción de modelación, se observa en las figuras 6.13.a y 6.14.a que el despacho predefinido es el que presenta menores tiempos de cómputo, a diferencia del modelo completo y el reducido, que llegan a presentar grandes variaciones en el tiempo que les toma encontrar la solución óptima. Para ambos casos se aprecia en las figuras 6.13.b y 6.14.b que sistemáticamente el portafolio 1 presenta los mayores costos de inversión y operación para los

menores tiempos de cómputo, mientras que el portafolio completo posee los menores costos, acompañados por grandes variaciones en los tiempos de cómputo dependientes del modelo. En estas mismas figuras se puede apreciar que los resultados por modelo dan resultados similares donde la principal diferencia radica en los tiempos de cómputo.

6.5.1. Portafolios de CSP

De los resultados obtenidos en la sección anterior, se puede desprender las siguientes apreciaciones respecto a los portafolios de configuraciones de CSP.

En general, el portafolio 1 es el que presenta menores costos computacionales debido a que es el que posee a disposición menor recurso solar en comparación al resto de los portafolios, luego al energía que puede ser gestionada en el tiempo es menor y con ello se acota el espacio de factibilidad de despachos para las centrales CSP. Luego las configuraciones que se priorizan para este tipo de portafolio son aquellos que pueden aprovechar el almacenamiento térmico a plena capacidad a un menor costo, introduciendo entonces las centrales CSP 1 y 2 a mayor capacidad. A su vez, este portafolio es el que tiene los mayores costos de operación e inversión, ya que la energía que aporta la tecnología CSP no abunda debido al múltiplo solar limitado, por lo que debe ser respaldado por otras tecnologías, como las centrales térmicas 1 y 2, encareciendo tanto la inversión como la operación.

En el caso del segundo portafolio, se prioriza la instalación de las centrales CSP 7 y 8 principalmente por la presencia de mayor recurso solar térmico que puede ser captado por el mayor múltiplo solar. Ocurre algo similar con el tercer portafolio donde se prefiere utilizar las CSP 12 y 11, en donde el gran múltiplo solar permite aprovechar las horas de almacenamiento para las que fue dimensionado el almacenamiento térmico, sin embargo, en general los tiempos de cómputo tienden a subir respecto al portafolio 2 ya que la cantidad de energía a gestionar es mayor.

Para el caso del portafolio completo, la planificación tiende a priorizar las centrales CSP 12, 8 y 7, que aportan una mayor energía al sistema que si bien es a un costo de inversión mayor que una CSP más pequeña, en el largo plazo puede desplazar tecnologías que emplean combustible, tal y como las centrales GNLCC, a la vez que el recurso renovable se encuentra disponible para ser gestionado durante el día. Los tiempos de cómputo en este caso se disparan debido a que el optimizador debe hallar cuáles CSP instalar entre las 12 configuraciones disponibles, lo que supone un problema de optimización exponencialmente mayor. Por último, los costos de operación e inversión tienden a ser menores que en el resto de casos, debido a la multiplicidad de proyectos que abarcan los portafolios anteriores, planteando un problema de optimización que abarca los otros portafolios y con ello resultando en un mínimo global, permitiendo reducir en varios cientos de millones de dólares el costo total real del ejercicio de planificación versus a usar portafolios incompletos. Se concluye la relevancia de elegir un portafolio de centrales CSP suficientemente variado para lograr explorar combinaciones de configuraciones que satisfagan los requerimientos del sistema a mínimo costo.

6.5.2. Costos de inversión y operación

En las figuras 6.13 y 6.14 se puede apreciar el trade-off entre los costos de inversión y operación, en donde se aprecia que el despacho predefinido es aquel que acumula mayores costos de inversión para el caso de estudio 2, y los más grandes costos de operación en el caso 1. En la Figura 6.15 se pueden apreciar los perfiles del recurso renovable/generación empleado para el despacho predefinido no logran satisfacer todas las horas con generación CSP, por lo que se debe optar a instalar mayor tecnología eólica que se encuentra más disponible a las horas de escaso recurso solar. Adicionalmente, como el despacho predefinido tiende a subestimar las capacidades de flexibilidad de la central CSP tiende a sobreinvertir en centrales eólicas y GNLCC, por lo que posteriormente debe vertir ese excedente de energía ERNC.

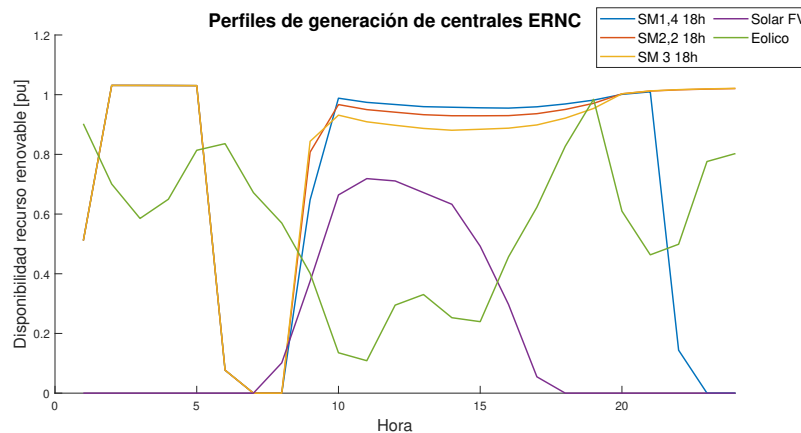


Figura 6.15: Disponibilidad de recurso renovable en pu para las centrales ERNC, con la tecnología CSP configurada en despacho predefinido.

Respecto a los modelos de estado de carga y reducido, en general los costos de inversión y operación tienden a asemejarse, presentando ambos errores inferiores al 0,5 %, e incluso disputando el menor costo total por ser una buena aproximación de los resultados del modelo completo. En general, el modelo reducido obtiene costos de operación estimados menores puesto que el espacio de soluciones del modelo reducido contiene el espacio de soluciones del modelo con estado de carga. Es más, a la hora de comparar los costos de operación reales, si bien ambos obtienen errores en torno al 1 %, el modelo de estado de carga puede distorsionar bastante el costo de operación óptima, ya que opera en base a una regla que no necesariamente responde a un criterio de optimalidad. Mientras que el modelo reducido se equivoca a lo más en un 0,7 %.

Por último, el modelo completo es el que tiende a lograr menores costos de operación e inversión respecto al resto de modelos para el mismo portafolio. Como es el modelo más realista en términos de operación logra hacer con anterioridad, en la etapa de inversión, la optimización conjunta de la inversión y operación, a diferencia del resto de modelos en que se emula la operación durante la inversión usando los modelos definidos. En la misma línea se destaca que este modelo resultó ser el óptimo en los costos reales para el portafolio completo en ambos casos de estudio, seguidos con errores menores al 0.1 % por los modelos completo y de estados de carga.

6.5.3. Casos de estudio

A la hora de comparar ambos casos de estudio, la idea de implementar el caso 2 era permitir al sistema elegir el mix óptimo de generación sin considerar lo preexistente, permitiendo obtener una combinación de generación más orientada hacia las energías renovables y en donde el incluir la planificación de la transmisión permitiera evacuar mayor cantidad de energía por parte de los polos de desarrollo ubicados en posiciones distintas a los consumos. La inversión en nuevas líneas de transmisión aumentan claramente los costos de inversión, pero en el largo plazo permitió a su vez instalar más energías renovables -no solo la tecnología CSP- lo que redujo para la gran mayoría de los casos el costo de operación en comparación al caso de estudio 1, en el orden del 50%. Otra arista a tomar cuenta, es que al contrastar los resultados de la energía despachada por tecnología, los niveles de vertimiento de ERNC se reduce cuando se flexibiliza el portafolio de centrales de generación que se pueden instalar y se incorpora expansión de la transmisión.

Por otra parte, darle la opción al modelo de planificación de instalar nuevas líneas de transmisión aumentó el esfuerzo computacional y con ello los tiempos de cómputo en un orden de magnitud, debido al aumento en la cantidad de decisiones de inversión que afectaban no solo la energía disponible, sino que el transporte de esta de un nodo a otro. La línea ae es la que menos se instala puesto que es la que conecta los polos de desarrollo que tienden a exportar energía, mientras que se requería más de las líneas ad y ab en casi todos los casos, puesto que conectaban las barras con grandes aportes de energía renovable a bajo costo hacia los centros de consumo ubicados en la barra b y d.

6.5.4. Opciones de modelamiento

En la sección 5.2.3 se presentaron dos modelos de despacho heurístico, en el que se presentó cómo modelar el despacho de la central CSP mediante un criterio experto y restringiendo principalmente la gestión de energía para orientar la inyección hacia horas de mayores requerimientos de energía renovable (horas punta). Sin embargo, a la hora de implementarlos no se logró encontrar un área de factibilidad para la solución. Se establece la hipótesis de que levantar alguna de las restricciones podría provocar la factibilidad, especialmente la de requerimientos de rampas de subida y bajada que podría haber forzado a un despacho no factible bajo el conjunto de restricciones formuladas por el modelo completo.

Pasando a los modelos que se lograron implementar, en el primer lugar se encuentra el modelo de despacho predefinido que sirve también como referencia de la modelación de CSP en la planificación en la actualidad. Resultó ser un modelo con un excelente desempeño computacional, reduciendo los tiempos de cálculo entre en un 75% y un 99%. El despacho predefinido no deja espacio para la gestión y solo se usa o no se utiliza la generación de la central CSP, por lo que el despacho óptimo resulta ser utilizar la energía cuyo costo variable es nulo o vertirlo en caso de haber excedente. A su vez, este tipo de despacho tiene problemas para dimensionar de forma apropiada la capacidad que requiere el sistema en una operación real, estimando con un error superior al 30% y hasta un 129.3% el costo total del ejercicio de planificación que aplicando un modelo realista de operación. Se traduce este resultado en la confirmación del riesgo que existe a la hora de no considerar la flexibilidad en la operación de la tecnología CSP. En este modelo la incapacidad de gestionar la CSP repercute en que se deba instalar otras tecnologías que sí puedan estar disponibles a más horarios que los

definidos por el despacho predefinido, obteniendo errores a la hora de elegir el portafolio de generación óptimo con un error de los costos totales del 23 %, producto de los altos costos de operación.

Para el caso del modelo de estado de carga, tuvo resultados mixtos similares a los del modelo completo y al modelo reducido, con menores al 1 % y dentro del margen de error utilizado para la convergencia de la solución. Los resultados resultaron semejantes posiblemente porque corresponde a un modelo para orientar el despacho de CSP hacia requerimientos del sistema, pero que posee otro tipo de ventajas como asegurar un cierto nivel del CSP en ciertas horas del día (como las de alta demanda), tomando en cuenta todas las restricciones dinámicas propias de una central CSP. Una de las dificultades que se presentan con este modelo son los altos requerimientos de memoria para gestionar el despacho, adicional a los requerimientos de información extra respecto a las necesidades energéticas del sistema. Este último hecho repercute que en algunas configuraciones el tiempo de cómputo crezca hasta en un 150 % en comparación al modelo completo. En general este modelo podría no tener un comportamiento en esfuerzo computacional consistente, ya que para ambos casos de estudio se obtuvieron resultados con distintas tendencias.

Respecto al modelo reducido, posee menores tiempos de cómputo salvo contados casos, reduciendo en un promedio el . En general el modelo reducido busca aumentar el espacio factible de soluciones, disminuyendo la cantidad de restricciones a tener en cuenta para formular una central CSP y procurando mantener condiciones mínimas para preservar condiciones de operación apropiadas para la tecnología (mínimos técnicos, por ejemplo), además que dada la gran capacidad de rampa de subidas y bajadas de una central CSP puede permitir obviar algunas de las restricciones que sí introduce el modelo completo. El trade-off existente entre los tiempos de cómputo y los costos lo vuelven una alternativa sumamente atractiva para aprovechar la flexibilidad de la CSP sin sacrificar la complejidad computacional del modelo, presentando en promedio un 40 % de reducción del tiempo para el modelo completo en ambos casos de estudio, y obteniendo de todas maneras un costo de inversión y operación cercano o igual al mínimo de la comparativa, dentro de los márgenes de error del 1 % considerados para el ejercicio.

Concluyendo, el modelo completo tiende a tener el mejor desempeño a niveles de costos de inversión y operación en conjunto, pero la gran cantidad de opciones y un espacio de soluciones no tan acotado (como el de estado de carga) aumenta muchísimo el esfuerzo computacional, donde el modelo reducido puede llegar a ser incluso un 60 % más veloz con errores inferiores al 0,5 %, lo que podría llegar a ser poco conveniente a la hora de querer implementar este modelo en la etapa de inversión. Para este mismo modelo, se presentaron diferencias entre los costos estimados y reales en algunos casos producto de que para refinar el cálculo del costo de operación se aplicó un margen de error del 0.1 %, en contraste con la etapa de inversión que se empleó un criterio de convergencia del 1 %. Sin embargo, en la etapa de inversión se obtuvieron estimaciones con un error menor al 0,4 %, lo que de todas maneras lo vuelve en una buena estimación.

6.6. Análisis de sensibilidad

6.6.1. Variación en los costos de inversión

Utilizando el modelo reducido para la etapa de inversión y el modelo completo para la etapa de operación, se realiza el ejercicio de planificación variando los costos de inversión de la central CSP en un $\pm 5\%$ respecto a la referencia, que corresponde al vector de costos utilizado en el ejercicio de planificación original. Los resultados de los costos de inversión y operación se resumen en la Tabla 6.11, la capacidad instalada se presenta en la Figura 6.16 y la energía despachada se muestra en la Figura 6.17.

Tabla 6.11: Costos de inversión y operación obtenidos para el análisis de sensibilidad en el costo de inversión en [MUSD].

Caso	Inversión	Operación
Referencia	1.272,3	476,8
Bajo	1.151,4	308,5
Alto	1.221,4	356,2

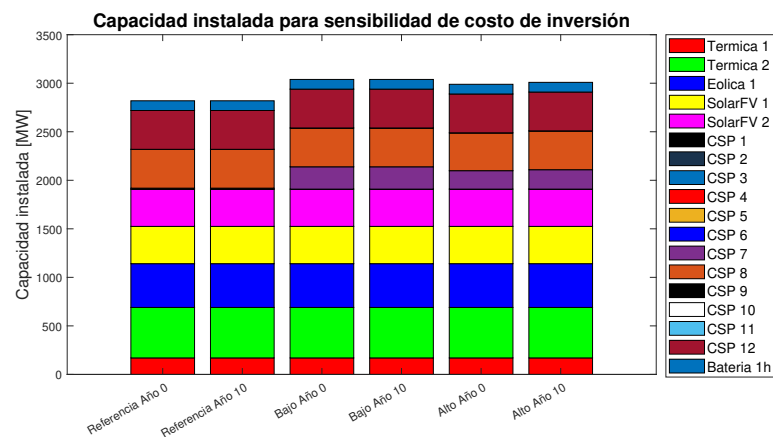


Figura 6.16: Capacidad instalada por tipo de tecnología con sensibilidad en los costos de inversión.

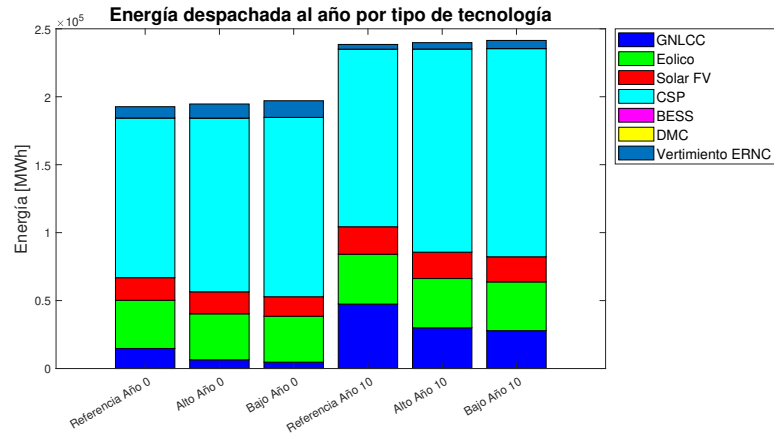


Figura 6.17: Energía despachada por tipo de tecnología con sensibilidad en los costos de inversión.

Los resultados de este ejercicio, como se muestran en la Tabla 6.11 muestran que los costos de inversión se redujeron para ambas variaciones del costo de inversión y de operación. Por una parte, observando la Figura 6.16 se observa que modificando los costos de inversión se aumentó la capacidad instalada de centrales CSP, aumentando la capacidad de la central CSP 7, lo que aumenta la energía disponible a bajo costo y que se refleja en la Figura 6.17, en donde la mayor capacidad instalada de centrales CSP desplaza la tecnología GNLCC, y resulta en una operación a menor costo.

6.6.2. Cambios en el horizonte de optimización

Se estudia el efecto de modificar el horizonte de optimización de la operación de la central CSP pasando de 1 día (referencia) a 2 días, 1 semana y 2 semanas. Se considera para este caso el portafolio obtenido con el modelo completo. Los resultados se muestran en las figuras 6.18-6.21 para la primera quincena de estudio, y en las figuras 6.22-6.25 para la segunda quincena de estudio.

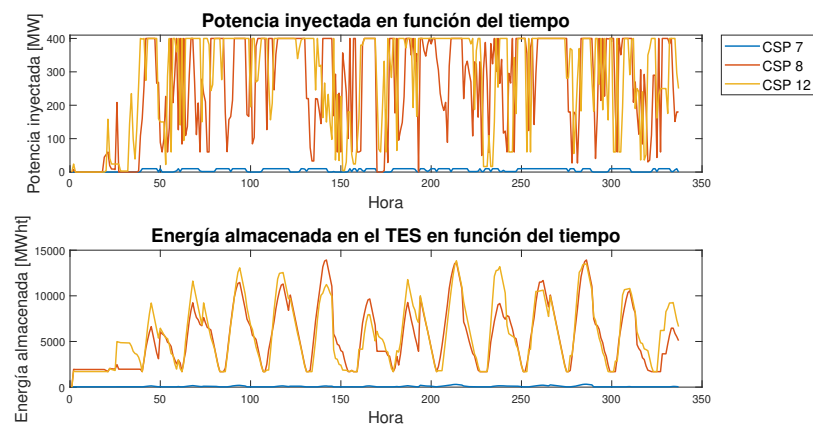


Figura 6.18: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 día. Primera quincena.

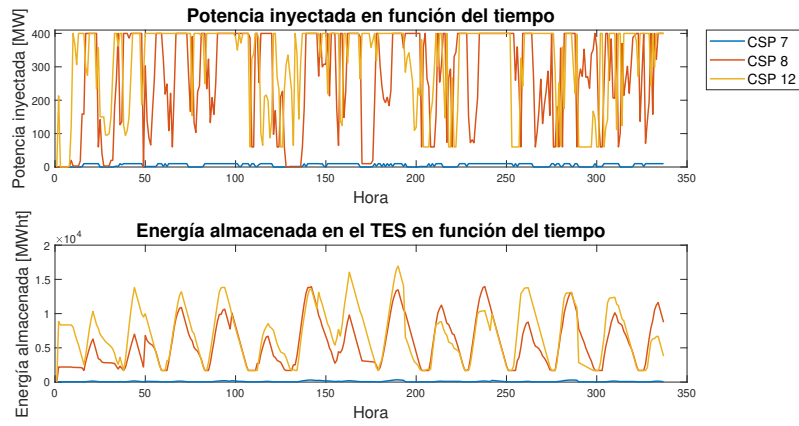


Figura 6.19: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 días. Primera quincena.

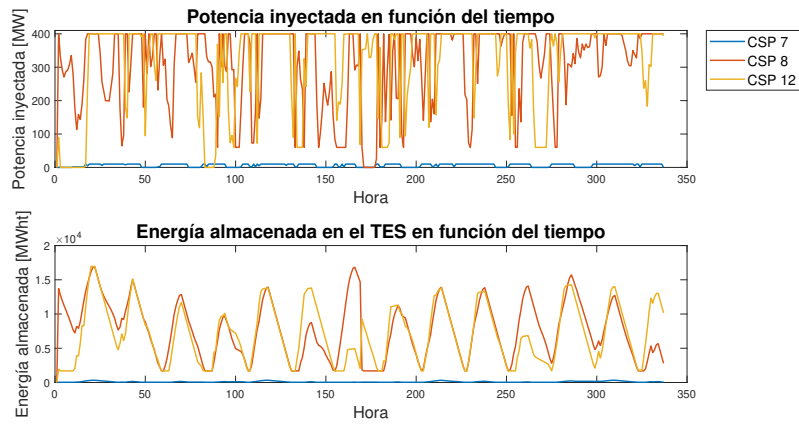


Figura 6.20: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 semana. Primera quincena.

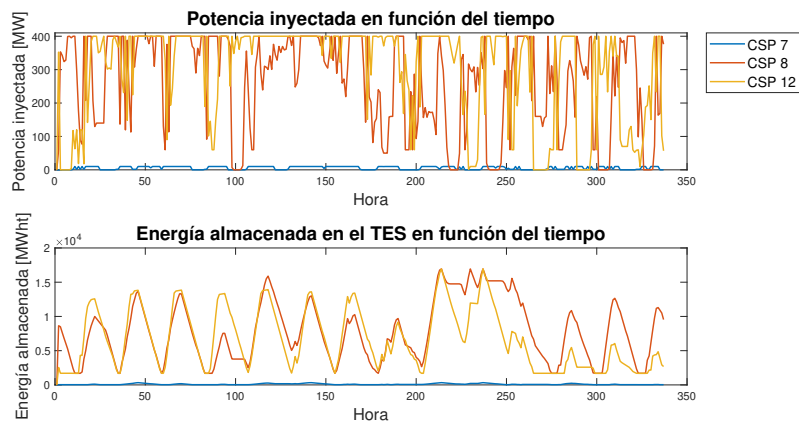


Figura 6.21: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 semanas. Primera quincena.

Observando la primera quincena de estudio, se aprecia que al considerar un día de horizonte, como se ve en la Figura 6.18, aparece una periodicidad de 24 horas para la descarga hasta el mínimo técnico del almacenamiento térmico, lo que hace sentido teniendo en cuenta que dado que el horizonte de optimización del costo es de un día, es más conveniente desde un punto de vista económico descargar completamente el almacenamiento, usando toda la energía disponible para aportar al sistema a un costo variable nulo.

Para el horizonte de optimización de 2 días, mostrado en la Figura 6.19, se aprecia una periodicidad de 24 horas para la carga y descarga debido a la periodicidad del recurso solar, sin embargo, la rampa de carga y descarga del almacenamiento se reduce, asegurando mayor disponibilidad para las horas del segundo día.

Empleando un horizonte de optimización de una semana, como se ve en la Figura 6.20, la rampa de carga y descarga se suaviza aún más y logra alcanzar niveles más altos de carga en el almacenamiento térmico. Sin embargo, para la transición entre una semana y otra, se prefiere apagar la central CSP una vez aprovechada toda su energía. Más aún, para el caso con plena visión de la quincena completa usando el horizonte de optimización de 2 semanas, en la Figura 6.21 se aprecia que durante las horas finales de la primera semana, donde corresponde a una transición entre un horizonte y otro en los casos anteriores, las centrales CSP prefieren seguir despachando a una potencia mayor al mínimo técnico, incluso existen unas horas críticas entre las horas 200 y 250 en las que se prefiere reducir la inyección para aportar a las horas siguientes.

Para esta quincena de estudio, no está claro si el cambio en el horizonte de optimización modifica la cantidad de encendidos y apagados de las centrales CSP.

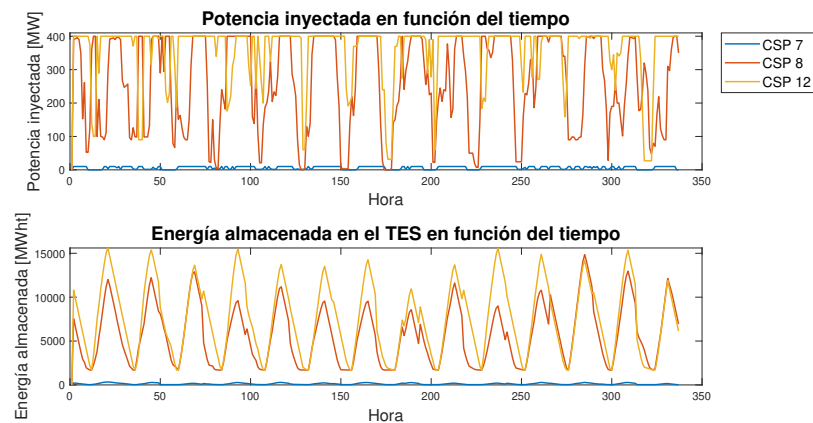


Figura 6.22: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 día. Segunda quincena.

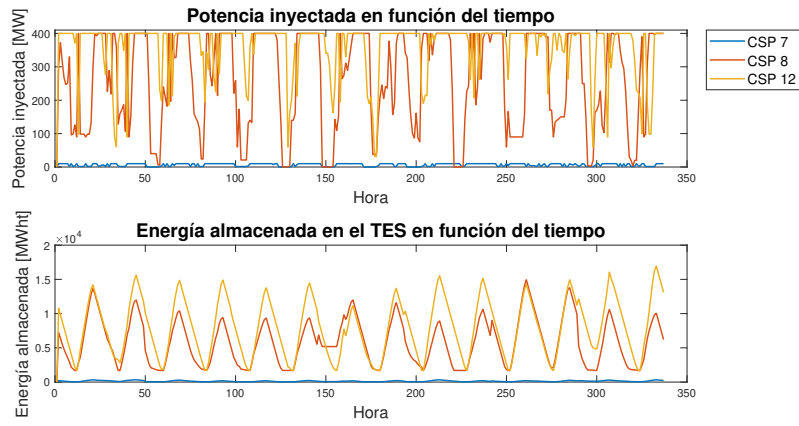


Figura 6.23: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 días. Segunda quincena.

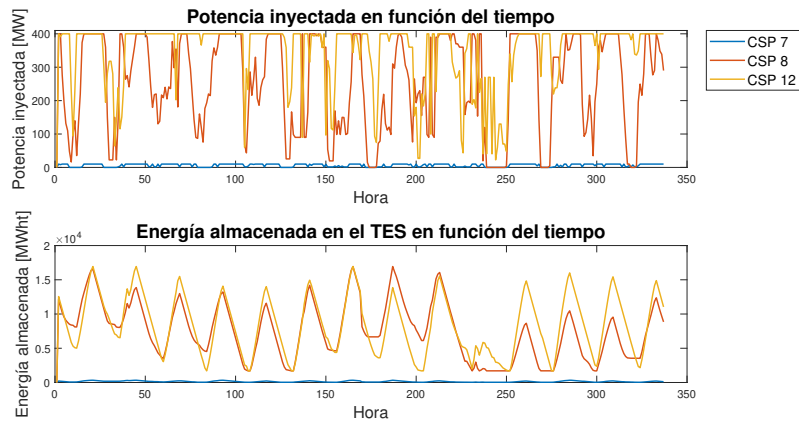


Figura 6.24: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 1 semana. Segunda quincena.

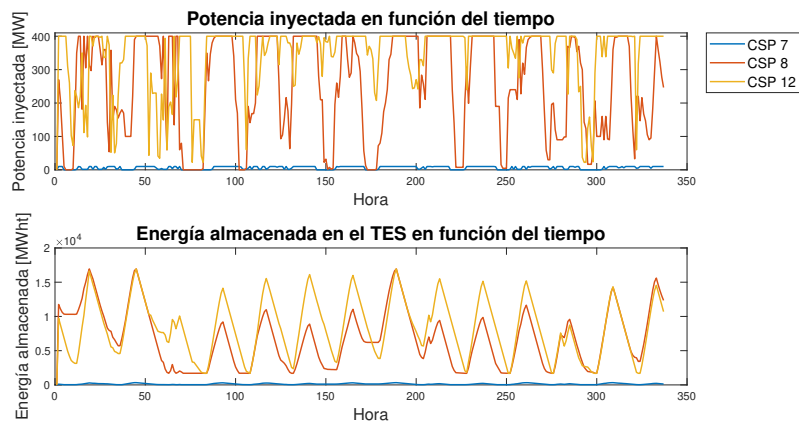


Figura 6.25: Potencia inyectada y energía del almacenamiento, considerando un horizonte de optimización de 2 semanas. Segunda quincena.

De las Figuras 6.22 a 6.25 se puede apreciar que a mayor horizonte temporal, mayor es la cantidad de energía que puede desplazar en el tiempo, por lo que la central pasa por menores ciclos de encendido y apagado, mientras que en los dos horizontes más cortos se prefiere la operación aportando la mayor potencia dentro de su mismo período.

6.6.3. Adición de requerimientos de reserva primaria y secundaria

Con el modelo de reservas formulado como una de las opciones de modelación, se estudia a continuación la capacidad de la central CSP de aportar reservas primarias y secundarias, considerando que puede variar su generación un 10% de su capacidad instalada por minuto, con el intervalo de respuesta de reserva primaria mínima de $\Delta^{Rp} = 0,25 [h]$ y $\Delta^{Rs} = 0,5 [h]$ para la reserva secundaria. Los tiempos de respuesta se fijan en $\beta^{Rp} = 0,0083 [h]$ para la reserva primaria y $\beta^{Rs} = 0,083 [h]$ para la secundaria. Se considera un requerimiento de reserva inicialmente de 30,4 [MW] tanto como en reserva primaria como secundaria, con un crecimiento en el horizonte de operación de un 1% (Caso bajo), 2% (Caso medio) y un 2,5% (Caso alto). Se considera un horizonte temporal de 5 años y como caso de referencia se emplea el caso en que no se requieren reservas. Los costos de operación obtenidos en cada caso se muestran en la Tabla 6.12, mientras que la energía despachada en distintos años se exhibe en la Figura 6.26.

Tabla 6.12: Costos de operación en [MUSD] para distintos requerimientos de reserva.

Caso	Costo Operación
Cero	478,6
Bajo	302,1
Medio	302,8
Alto	302,6

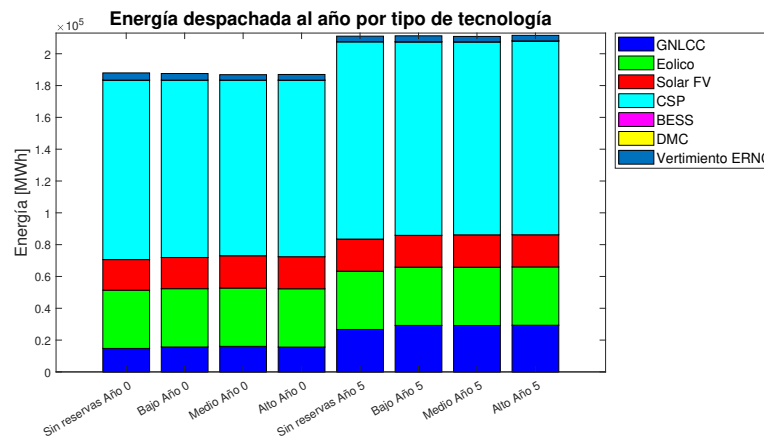


Figura 6.26: Energía despachada para distintos requerimientos de reservas en el año 0 y el año 5.

En la Tabla 6.12 se aprecia que los costos de operación aumentan a mayores requerimientos de reservas, puesto que se debe destinar una parte de la capacidad instalada a la entrega de reservas, reduciendo virtualmente la capacidad destinada a suministrar la demanda y con ello teniendo que optar por tecnologías más costosas como lo son las centrales GNLCC, lo que también se puede apreciar en la Figura 6.26 en donde se reduce el despacho de CSP a la vez que aumenta la inyección de energía por parte de las GNLCC y se reduce el vertimiento de ERNC.

Capítulo 7

Conclusión

El presente trabajo de memoria tuvo por objetivo analizar, proponer y validar opciones de modelación de centrales CSP, empleando distintas opciones no solo de restricciones y ecuaciones que describen las diferentes dinámicas de las componentes de una central CSP, sino que también se exploraron distintas configuraciones de centrales CSP en el dimensionamiento de sus múltiples componentes.

La hipótesis presentada al principio de este trabajo se verifica, ya que al utilizar distintos tipos modelos y configuraciones de portafolios de tecnologías de generación, se logró detectar cuál es el verdadero rol de las centrales CSP a nivel de la planificación de sistemas eléctricos y esto es, ser una tecnología de generación ERNC flexible. Si se llega a subestimar sus capacidades de desplazar energía renovable, se tiende a sobreestimar la inversión requerida en otras tecnologías y con ello se encarece la operación a largo plazo, tal y como sucedió con el modelo de despacho predefinido, que aumentó en un 14 % los costos totales estimados en contraste con los reales, siendo este el modelo de despacho que se ocupa en la PELP, un caso aplicado al caso chileno.

A nivel de objetivos específicos, se logró caracterizar el estado del arte de las opciones de modelamiento, encontrando distintas corrientes para la formulación de la inversión y operación de las centrales CSP en la planificación de la expansión de la capacidad y la planificación de la operación, la cual se resumió en un cuadro a modo de taxonomía.

En este trabajo se propusieron 5 opciones de modelación, las cuales permiten rescatar distintas ventajas operacionales que puede prestar una central CSP. Sin embargo, no cualquier modelo puede ser implementado en la etapa de inversión del proceso de planificación, ya que puede aumentar el tiempo de cómputo hasta en un 150 % y terminar por perjudicar al modelo en su totalidad, contrario a lo que se podría desear. Yendo al detalle, el modelo reducido resultó ser el más apropiado a nivel de *trade-offs* entre las variables de costos de operación e inversión y tiempos de cómputo, logrando errores del 1 % entre su resultado y lo obtenido con el modelo completo, tardando un 40 % menos. El modelo completo resulta ser efectivo para la planificación de la operación, donde se gestiona apropiadamente la energía de la central CSP y permite complementar el resto de centrales CSP, permitiendo reducir la estimación de los costos de operación cercano a un 1 %. El modelo de estado de carga no resultó ser destacable para ser aplicado en la etapa de inversión en particular, debido a sus requerimientos de memoria, pero posee ventajas a la hora de asegurar cierto nivel de

disponibilidad para el almacenamiento en horas de alta demanda para el sistema. Se destaca que este modelo entregó buenas aproximaciones respecto al modelo de referencia.

A nivel de esfuerzo computacional, se destaca la relevancia de acotar el portafolio de configuraciones CSP a utilizar, ya que cada proyecto de CSP que se pueda instalar aumenta la cantidad de decisiones que debe tomar el modelo de planificación, cuando en la práctica el portafolio debiera acotarse. Durante este trabajo se encontró que triplicando el tamaño del portafolio de proyectos, los tiempos de cómputo aumentan entre un 300% y un 400%. Previo a realizar el ejercicio de planificación, se recomienda pasar por un proceso de elección de proyectos de centrales CSP.

Se realizó un análisis de sensibilidad, donde se estudió el efecto de variar los costos de inversión de la central CSP, del cual se concluye que el costo de inversión influye en el momento en el que se realiza la inversión en centrales CSP.

Se hizo una revisión del efecto que posee variar el horizonte de optimización para planificar el despacho de las centrales CSP, en el cual se concluyó que el horizonte afecta principalmente a la operación durante las transiciones entre un horizonte y otro, buscando desplazar energía en el almacenamiento térmico cuando el horizonte es más largo. Un modelo con horizonte deslizante de optimización, que pueda tomar en cuenta el nivel de incertidumbre que existe en el recurso solar sería conveniente para aportar una planificación más realista de la operación.

Como líneas de trabajo futuras, se encuentran los siguientes puntos:

- Aumentar el universo de los casos de estudio, de modo de verificar las tendencias y las conclusiones de los resultados obtenidos en este trabajo en ejercicios de planificación más extensos.
- Verificar si el despacho obtenido con el modelo completo resulta ser viable, con el uso de programas de simulación como SAM, y con ello realizar un refinamiento de los resultados de la operación.
- Estudiar la variación del nivel de instalación de las centrales CSP al considerar restricciones sobre emisiones totales o sobre el mix de generación resultante en la etapa de inversión.
- Explorar el efecto de la ubicación de las centrales CSP en la planificación.
- Optimizar el modelo de planificación para poder realizar ejercicios de planificación más extensos, en casos de estudio más grandes y con mayor variedad de tecnologías de generación y almacenamiento, especialmente aquellas opciones de almacenamiento de larga duración (>12 horas).
- Revisar las modificaciones que se requieran hacer para implementar los modelos de despacho heurístico en la etapa de inversión.

Para finalizar, de las evidencias encontradas en este trabajo se recomienda modelar las centrales CSP con el modelo reducido en la etapa de inversión de la planificación, ya que permite una reducción del 40% del tiempo de cómputo obteniendo un costo total mínimo. Por otro lado, para la planificación de la operación se sugiere el uso del modelo completo con un horizonte de optimización mayor a un día o utilizar un modelo con ventana deslizante.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, “Reporte ERNC Sector Energético Enero 2021,” 2021, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/01/RMensual_ERNC_v202101.pdf.
- [2] Comisión Nacional de Energía, “Reporte Sector Energético Enero 2021,” 2021, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/RMensual_ERNC_v202201.pdf.
- [3] Comisión Nacional de Energía, “Reporte ERNC Sector Energético Enero 2022,” 2022, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/RMensual_v202201.pdf.
- [4] Ministerio del Medio Ambiente, “Informe del Inventario Nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018,” 2020, https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/06/Informe_del_Inventario_Nacional_de_GEI_serie_1990-2018.pdf.
- [5] Cerro Dominador, “Complejo Solar Cerro Dominador: Planta termosolar,” 2020, <https://cerrodominador.com/wp-content/uploads/2021/05/Ficha-termsolar-1.pdf>.
- [6] Asociación Concentración Solar de Potencia, “Presentación Mesa de Reglamento de Potencia,” 2020.
- [7] Hernández-Moris, C., Cerda-Guevara, M., Salmon, A., y Lorca, A., “Comparison between concentrated solar power and gas-based generation in terms of economic and flexibility-related aspects in chile,” *Energies*, vol. 14, no. 4, 2021, <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/4/1063>.
- [8] U.S Department of Energy, “System Advisor Model,” Consultado el 17 de junio del 2022, <https://sam.nrel.gov/>.
- [9] Cox, J., Hamilton, W., Newman, A., Wagner, M., y Zolan, A., “Real-time dispatch optimization for concentrating solar power with thermal energy storage,” *Optimization and Engineering*, pp. 1–5, 2022, [doi:10.1007/s11081-022-09711-w](https://doi.org/10.1007/s11081-022-09711-w).
- [10] Yagi, K., Sioshansi, R., y Denholm, P., “Using concentrating-solar-power plants as economic carbon-free capacity resources,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 12, p. 100112, 2021, [doi:10.1016/j.ecmx.2021.100112](https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100112).
- [11] Yousef, B. A. A., Hachicha, A. A., Rodriguez, I., Abdelkareem, M. A., y Inyaat, A., “Perspective on integration of concentrated solar power plants,” *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 16, pp. 1098–1125, 2021, [doi:10.1093/ijlct/ctab034](https://doi.org/10.1093/ijlct/ctab034).
- [12] Palma, R., “Introducción general a componentes de sistemas eléctricos.” Material Docente de EL4103, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2022.
- [13] Ministerio de Energía, “Planificación Energética de Largo Plazo: Informe de actualización de antecedentes 2020,” 2020.

- [14] Santos-Alamillos, F., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J., Von Bremen, L., y Tovar-Pescador, J., “Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power,” *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 539–550, 2015, [doi:10.1016/j.renene.2014.11.055](https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.055).
- [15] Brokering, W. y Palma, R., “Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia”. 1 ed., 2018.
- [16] Palma, R., “Seguridad del Sistema y Servicios Complementarios.” Material Docente de EL7018, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2021.
- [17] Fuentes, D., “Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.” Material Docente de EL7020, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2021.
- [18] Hernández Moris, C., Cerda Guevara, M. T., Salmon, A., y Lorca, A., “Comparison between Concentrated Solar Power and Gas-Based Generation in Terms of Economic and Flexibility-Related Aspects in Chile,” *Energies*, vol. 14, no. 4, 2021, [doi:10.3390/en14041063](https://doi.org/10.3390/en14041063).
- [19] Benavides, C., Matus, M., Sierra, E., Sepúlveda, R., Ruz, A. M., y Gallardo, F., “Value contribution of solar plants to the Chilean electric system,” *AIP Conference Proceedings*, vol. 2126, no. 1, p. 170001, 2019, [doi:10.1063/1.5117671](https://doi.org/10.1063/1.5117671).
- [20] Banshwar, A., Sharma, N. K., Sood, Y. R., y Shrivastava, R., “Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 106–120, 2017, [doi:10.1016/j.esr.2017.09.009](https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.009).
- [21] Gobierno de Chile, Ministerio de Medio Ambiente, “Estrategia climática de largo plazo de Chile: Camino a la carbono neutralidad y resiliencia a más tardar al 2050,” 2021, <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>.
- [22] Lilliestam, J., Barradi, T., Caldés, N., Gomez, M., Hanger, S., Kern, J., Komendantova, N., Mehos, M., Hong, W. M., Wang, Z., y Patt, A., “Policies to keep and expand the option of concentrating solar power for dispatchable renewable electricity,” *Energy Policy*, vol. 116, pp. 193–197, 2018, [doi:10.1016/j.enpol.2018.02.014](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.014).
- [23] Ho, C. K. y McNamara, J. W., “The value of long-duration energy storage: Policy and perception,” Sandia National Laboratories, 2022, <https://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/The-Value-of-Long-Duration-Energy-Storage-Policy-and-Perception-.pdf>.
- [24] Cowiestoll, B., “MI Power Grid Advanced Planning,” National Renewable Energy Laboratory, MI Power Grid Stakeholder Session, 2020, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78418.pdf>.
- [25] Flores-Quiroz, A., Palma-Behnke, R., Zakeri, G., y Moreno, R., “A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 232–241, 2016, [doi:10.1016/j.epsr.2016.02.011](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.02.011).
- [26] Deng, X. y Lv, T., “Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, p. 118962, 2020, [doi:10.1016/j.jclepro.2019.118962](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118962).
- [27] Asociación Concentración Solar de Potencia, “Informe de costos CSP para la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027,” 2022.

- [28] Ministerio de Energía, “Informe de actualización de antecedentes 2020: Planificación Energética de Largo Plazo,” 2020.
- [29] Mena, R., Escobar, R., Lorca, A., Negrete-Pincetic, M., y Olivares, D., “The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study,” *Applied Energy*, vol. 235, pp. 258–283, 2019, doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.088>.
- [30] Hale, E., Cowiestoll, B., Jennie Jorgenson, T. M., y Hettinger, D., “Methods for Representing Flexible, Energy-Constrained Technologies in Utility Planning Tools,” National Renewable Energy Laboratory, 2021, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/72120.pdf>.
- [31] Chattopadhyay, D., Bankuti, M., Bazilian, M. D., de Sisternes, F., Oguah, S., y Sanchez, M., “Capacity planning model with csp and battery,” 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1–5, 2018, doi:[10.1109/PESGM.2018.8586160](https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586160).
- [32] Qi, Y., Hu, W., Dong, Y., Fan, Y., Dong, L., y Xiao, M., “Optimal configuration of concentrating solar power in multienergy power systems with an improved variational autoencoder,” *Applied Energy*, vol. 274, p. 115124, 2020, doi:[10.1016/j.apenergy.2020.115124](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115124).
- [33] Bai, J., Ding, T., Wang, Z., y Chen, J., “Day-ahead robust economic dispatch considering renewable energy and concentrated solar power plants,” *Energies*, vol. 12, no. 20, 2019, doi:[10.3390/en12203832](https://doi.org/10.3390/en12203832).
- [34] Du, E., Zhang, N., Hodge, B.-M., Kang, C., Kroposki, B., y Xia, Q., “Economic justification of concentrating solar power in high renewable energy penetrated power systems,” *Applied Energy*, vol. 222, pp. 649–661, 2018, doi:[10.1016/j.apenergy.2018.03.161](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.161).
- [35] Du, E., Zhang, N., Hodge, B.-M., Wang, Q., Kang, C., Kroposki, B., y Xia, Q., “The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6630–6641, 2018, doi:[10.1109/TPWRS.2018.2834461](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2834461).
- [36] Gils, H. C., Scholz, Y., Pregger, T., Luca de Tena, D., y Heide, D., “Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe,” *Energy*, vol. 123, pp. 173–188, 2017, doi:[10.1016/j.energy.2017.01.115](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.115).
- [37] Schöniger, F., Thonig, R., Resch, G., y Lilliestam, J., “Making the sun shine at night: comparing the cost of dispatchable concentrating solar power and photovoltaics with storage,” *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 16, no. 1, pp. 55–74, 2021, doi:[10.1080/15567249.2020.1843565](https://doi.org/10.1080/15567249.2020.1843565).
- [38] Lehtveer, M., Mattsson, N., y Hedenus, F., “Using resource based slicing to capture the intermittency of variable renewables in energy system models,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 73–84, 2017, doi:[10.1016/j.esr.2017.09.008](https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.008).
- [39] Jorgenson, J., O’Connell, M., Denholm, P., Martinek, J., y Mehos, M., “A Guide to Implementing Concentrating Solar Power in Production Cost Models,” National Renewable Energy Laboratory, 2018, <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/68527.pdf>.
- [40] Bousselamti, L., Cherkaoui, M., y Labbadi, M., “Study of hybrid pv_csp plants considering two dispatching strategies in Ouarzazate,” 2019 8th International Conference on Systems and Control (ICSC), pp. 449–454, 2018, doi:[10.1109/ICSC47195.2019.8950624](https://doi.org/10.1109/ICSC47195.2019.8950624).
- [41] Fang, Y. y Zhao, S., “Look-ahead bidding strategy for concentrating solar power plants with wind farms,” *Energy*, vol. 203, p. 117895, 2020, doi:[10.1016/j.energy.2020.117895](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117895).

- [42] Li, X., Wu, X., Gui, D., Hua, Y., y Guo, P., “Power system planning based on csp-chp system to integrate variable renewable energy,” *Energy*, vol. 232, p. 121064, 2021, [doi:10.1016/j.energy.2021.121064](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121064).
- [43] Zhu, Z., Ma, X., Gu, B., y Liu, H., “Joint optimal scheduling model of clean energy considering csp regulation,” *2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 323–328, 2020, [doi:10.1109/ACPEE48638.2020.9136287](https://doi.org/10.1109/ACPEE48638.2020.9136287).
- [44] Fang, Y., Zhao, S., y Chen, Z., “Multi-objective unit commitment of jointly concentrating solar power plant and wind farm for providing peak-shaving considering operational risk,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, p. 107754, 2022, [doi:10.1016/j.ijepes.2021.107754](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107754).
- [45] do Amaral Burghi, A. C., Hirsch, T., y Pitz-Paal, R., “FRED: The Flexible Renewable Energy System Dispatch Optimizer,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 141, 2019, [doi:10.1115/1.4043518](https://doi.org/10.1115/1.4043518).
- [46] Du, E., Zhang, N., Hodge, B.-M., Wang, Q., Lu, Z., Kang, C., Kroposki, B., y Xia, Q., “Operation of a high renewable penetrated power system with csp plants: A look-ahead stochastic unit commitment model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 140–151, 2019, [doi:10.1109/TPWRS.2018.2866486](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2866486).
- [47] He, G., Chen, Q., Kang, C., y Xia, Q., “Optimal offering strategy for concentrating solar power plants in joint energy, reserve and regulation markets,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 1245–1254, 2016, [doi:10.1109/TSTE.2016.2533637](https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2533637).
- [48] Chen, X., Lv, J., McElroy, M. B., Han, X., Nielsen, C. P., y Wen, J., “Power system capacity expansion under higher penetration of renewables considering flexibility constraints and low carbon policies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6240–6253, 2018, [doi:10.1109/TPWRS.2018.2827003](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2827003).
- [49] Flores-Quiroz, A. y Strunz, K., “A distributed computing framework for multi-stage stochastic planning of renewable power systems with energy storage as flexibility option,” *Applied Energy*, vol. 291, no. 116736, 2021, [doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116736](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116736).
- [50] Madaeni, S. H., Sioshansi, R., y Denholm, P., “Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the southwestern united states,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1205–1215, 2013, [doi:10.1109/TPWRS.2012.2207410](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207410).
- [51] Guo, X., Guo, Q., Valipour, E., y Nojavan, S., “Risk assessment of integrated concentrated solar system and biomass using stochastic dominance method,” *Solar Energy*, vol. 235, pp. 62–72, 2022, [doi:https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.02.028](https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.02.028).
- [52] Zeng, J., Xie, K., Hu, B., Tie, Y., Shao, C., Yan, J., Li, C., y Peng, L., “A multi-state reliability evaluation model of csp plants considering partial function failure,” *Electric Power Systems Research*, vol. 199, p. 107396, 2021, [doi:https://doi.org/10.1016/j.epr.2021.107396](https://doi.org/10.1016/j.epr.2021.107396).
- [53] Li, P., Li, Q., Bai, J., Wang, S., y Huang, Y., “Accommodation ability evaluation of high renewable energy penetrated power system with large-scale concentrating solar power,” *2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 263–268, 2021, [doi:10.1109/ACPEE51499.2021.9437091](https://doi.org/10.1109/ACPEE51499.2021.9437091).

- [54] Scholz, Y., Gils, H. C., y Pietzcker, R. C., “Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares,” *Energy Economics*, vol. 64, pp. 568–582, 2017, [doi:https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.021](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.021).
- [55] Bouramdane, A.-a., Tantet, A., y Drobinski, P., “Adequacy of renewable energy mixes with concentrated solar power and photovoltaic in morocco: Impact of thermal storage and cost,” *Energies*, vol. 13, no. 19, 2020, [doi:10.3390/en13195087](https://doi.org/10.3390/en13195087).
- [56] Borge-Diez, D., Rosales-Asensio, E., Palmero-Marrero, A. I., y Acikkalp, E., “Optimization of csp plants with thermal energy storage for electricity price stability in spot markets,” *Energies*, vol. 15, no. 5, 2022, [doi:10.3390/en15051672](https://doi.org/10.3390/en15051672).
- [57] Domínguez, R., Conejo, A. J., y Carrión, M., “Toward fully renewable electric energy systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 316–326, 2015, [doi:10.1109/TPWRS.2014.2322909](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2322909).
- [58] Yu, D., Ebadi, A. G., Jermstiparsert, K., Jabarullah, N. H., Vasiljeva, M. V., y Nojavan, S., “Risk-constrained stochastic optimization of a concentrating solar power plant,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1464–1472, 2020, [doi:10.1109/TSTE.2019.2927735](https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2927735).
- [59] Lopes, F. M., Conceição, R., Silva, H. G., Fasquelle, T., Salgado, R., Canhoto, P., y Collares-Pereira, M., “Short-term forecasts of dni from an integrated forecasting system (ecmwf) for optimized operational strategies of a central receiver system,” *Energies*, vol. 12, no. 7, 2019, [doi:10.3390/en12071368](https://doi.org/10.3390/en12071368).
- [60] Petrollese, M., Cocco, D., Cau, G., y Cogliani, E., “Comparison of three different approaches for the optimization of the csp plant scheduling,” *Solar Energy*, vol. 150, pp. 463–476, 2017, [doi:https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.060](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.060).
- [61] Wagner, M. J., Newman, A. M., Hamilton, W. T., y Braun, R. J., “Optimized dispatch in a first-principles concentrating solar power production model,” *Applied Energy*, vol. 203, pp. 959–971, 2017, [doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.072](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.072).
- [62] Rashid, K., Mohammadi, K., y Powell, K., “Dynamic simulation and techno-economic analysis of a concentrated solar power (csp) plant hybridized with both thermal energy storage and natural gas,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 248, p. 119193, 2020, [doi:https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119193](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119193).
- [63] Du, E., Zhang, N., Kang, C., Miao, M., y Tian, X., “Exploring the flexibility of csp for wind power integration using interval optimization,” 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1–5, 2016, [doi:10.1109/PESGM.2016.7741645](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741645).
- [64] Cosin Solar Technology Co. Ltd. y Asociación de Concentración Solar de Potencia A.G., “Valores de costo de CSP del año 2021 [Acceso Restringido] ,” 2022.
- [65] Ministerio de Energía, “Proyecciones de costos,” Consultado el 17 de diciembre del 2022, <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>.
- [66] Comisión Nacional de Energía, “Reporte Sector Energético Enero 2021,” 2021, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/RMensual_ERNC_v202201.pdf.

Anexos

Anexo A. Datos adicionales

A.1. Datos de entrada

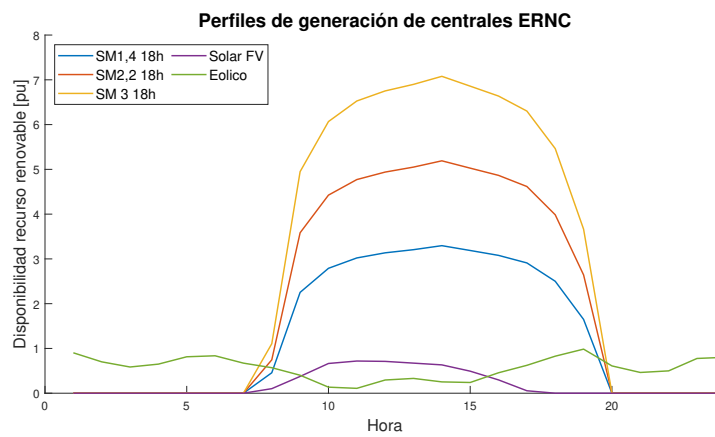


Figura A.1: Disponibilidad de recurso renovable en por unidad para las centrales ERNC, con la tecnología CSP configurada en despacho optimizado.

Tabla A.1: Costos de inversión en equipos de almacenamiento BESS.

#Tipo/año	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036
Bateria_1h [\$/kWh]	0,023	0,022	0,022	0,022	0,022	0,021
Bateria_2h [\$/kWh]	0,030	0,030	0,030	0,029	0,029	0,029
Bateria_4h [\$/kWh]	0,046	0,045	0,045	0,044	0,043	0,043
Bateria_1h [\$/kW]	437	431	425	419	414	410
Bateria_2h [\$/kW]	660	651	642	633	625	619
Bateria_4h [\$/kW]	1.104	1.089	1.075	1.060	1.046	1.036

Tabla A.2: Costos de inversión en equipos de almacenamiento BESS (Continuación).

#Tipo/año	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041
Bateria_1h [\$/kWh]	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
Bateria_2h [\$/kWh]	0,028	0,028	0,028	0,028	0,027
Bateria_4h [\$/kWh]	0,043	0,042	0,042	0,041	0,041
Bateria_1h [\$/kW]	406	402	398	394	392
Bateria_2h [\$/kW]	613	607	602	596	592
Bateria_4h [\$/kW]	1.026	1.017	1.007	997	991

Tabla A.3: Costos de inversión en proyectos de generación [USD/MW].

#Tipo/año	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036
Eolica_100mts	826	804	785	768	752	742
GNLCC	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150
Solar_FV	593	578	564	550	538	528
CSP_SM1,4_18h	2.071	2.055	2.040	2.024	2.009	1.993
CSP_SM2,2_18h	2.072	2.056	2.041	2.025	2.010	1.994
CSP_SM3,0_18h	2.073	2.058	2.042	2.026	2.011	1.995
CSP_SM1,4_14h	2.078	2.062	2.047	2.031	2.015	2.000
CSP_SM2,2_14h	2.079	2.063	2.048	2.032	2.017	2.001
CSP_SM3,0_14h	2.990	2.968	2.945	2.923	2.900	2.878
CSP_SM1,4_10h	1.976	1.961	1.946	1.931	1.917	1.902
CSP_SM2,2_10h	2.400	2.382	2.364	2.346	2.328	2.310
CSP_SM3,0_10h	2.834	2.813	2.792	2.770	2.749	2.728
CSP_SM1,4_6h	1.820	1.806	1.793	1.779	1.765	1.752
CSP_SM2,2_6h	2.244	2.227	2.210	2.193	2.176	2.160
CSP_SM3,0_6h	2.678	2.658	2.638	2.618	2.598	2.578

Tabla A.4: Costos de inversión en proyectos de generación [USD/MW] (Continuación).

#Tipo/año	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041
Eolica_100mts	727	721	716	710	705
GNLCC	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150
Solar_FV	518	509	501	493	485
CSP_SM1,4_18h	1.977	1.962	1.946	1.930	1.914
CSP_SM2,2_18h	1.978	1.963	1.947	1.931	1.915
CSP_SM3,0_18h	1.980	1.964	1.948	1.932	1.916
CSP_SM1,4_14h	1.984	1.968	1.952	1.937	1.921
CSP_SM2,2_14h	1.985	1.969	1.954	1.938	1.922
CSP_SM3,0_14h	2.855	2.832	2.810	2.787	2.764
CSP_SM1,4_10h	1.887	1.872	1.857	1.842	1.826
CSP_SM2,2_10h	2.291	2.273	2.255	2.237	2.218
CSP_SM3,0_10h	2.706	2.685	2.663	2.641	2.620
CSP_SM1,4_6h	1.738	1.724	1.710	1.696	1.682
CSP_SM2,2_6h	2.143	2.125	2.108	2.091	2.074
CSP_SM3,0_6h	2.557	2.537	2.517	2.496	2.476

Anexo B. Resultados adicionales

B.1. Ejercicio de planificación

Tabla B.1: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 1.

Modelo	Portafolio	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4	CSP 5	CSP 6
Completo	1	400,0	400,0	0,0	210,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Predefinido	1	400,0	130,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estado de Carga	1	400,0	400,0	0,0	200,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reducido	1	400,0	400,0	0,0	200,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

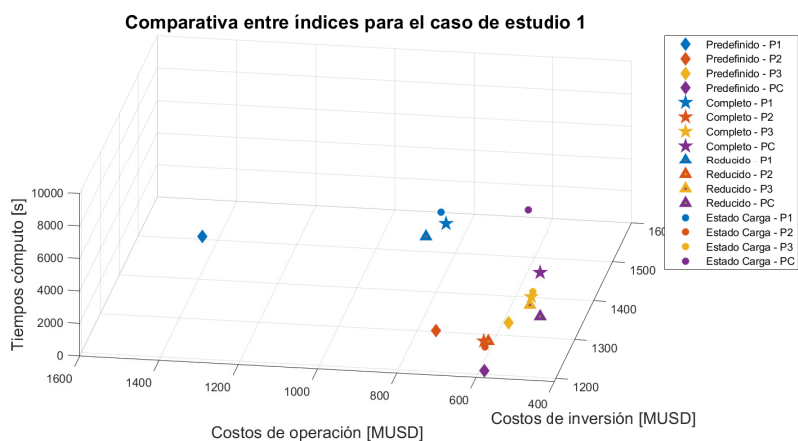


Figura B.1: Costos de operación versus la inversión y el tiempo de cómputo obtenidos para el caso de estudio 1.

Tabla B.2: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 1 (Continuación).

Modelo	Portafolio	CSP 7	CSP 8	CSP 9	CSP 10	CSP 11	CSP 12
Completo	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	392,8	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	400,0
	Completo	10,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Predefinido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	380,0	240,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	310,0	390,0
	Completo	0,0	310,0	0,0	0,0	40,0	390,0
Estado de Carga	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	400,0
	Completo	20,0	370,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Reducido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	400,0
	Completo	120,0	290,0	0,0	0,0	0,0	400,0

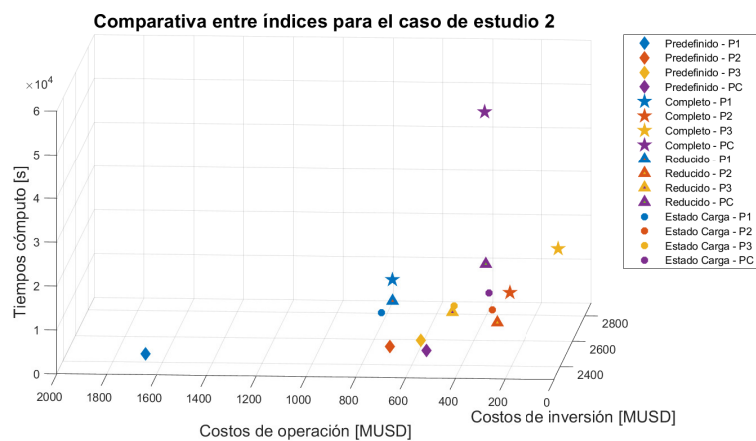


Figura B.2: Costos de operación versus la inversión y el tiempo de cómputo obtenidos para el caso de estudio 2.

Tabla B.3: Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 0 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 1.

Modelo	Portafolio	Termica1	Termica2	Eolica1	SolarFV1	SolarFV2	Bateria_1h
Completo	1	170,0	520,0	451,0	416,5	416,5	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
Predefinido	1	170,0	520,0	1.353,0	384,0	384,0	100,0
	2	170,0	520,0	902,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
Estado de Carga	1	170,0	520,0	451,0	439,9	439,9	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
Reducido	1	170,0	520,0	451,0	389,9	389,9	100,0
	2	170,0	520,0	451,0	394,3	394,3	100,0
	3	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	384,0	384,0	100,0

Tabla B.4: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4	CSP 5	CSP 6
Completo	1	400,0	400,0	0,0	290,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	370,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Predefinido	1	400,0	210,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estado de Carga	1	400,0	400,0	0,0	254,6	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	390,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reducido	1	400,0	400,0	0,0	290,0	0,0	0,0
	2	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	370,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla B.5: Capacidad instalada de CSP en [MW] por modelo y portafolio en el año 0, en el caso de estudio 2 (Continuación).

Modelo	Portafolio	CSP 1	CSP 2	CSP 3	CSP 4	CSP 5	CSP 6
Completo	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	10,0	400,0	330,0	400,0
	Completo	320,0	390,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Predefinido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	390,0	280,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	390,0
	Completo	20,0	240,0	0,0	0,0	100,0	390,0
Estado de Carga	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	50,0	400,0	400,0
	Completo	360,0	360,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Reducido	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2	400,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	0,0	0,0	50,0	400,0	400,0
	Completo	350,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0

Tabla B.6: Capacidad instalada de tecnología de generación y almacenamiento en [MW] en el año 0 para cada modelo y portafolio, en el caso de estudio 2.

Modelo	Portafolio	Termica1	Termica2	Eolica1	SolarFV1	SolarFV2	Bateria_1h
Completo	1	0,0	520,0	451,0	191,2	191,2	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Predefinido	1	170,0	520,0	902,0	351,2	351,2	0,0
	2	170,0	520,0	902,0	264,2	264,2	0,0
	3	170,0	520,0	451,0	272,9	272,9	0,0
	Completo	170,0	520,0	451,0	272,9	272,9	0,0
Estado de Carga	1	0,0	520,0	451,0	220,9	220,9	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	520,0	451,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Reducido	1	0,0	520,0	451,0	191,2	191,2	0,0
	2	0,0	520,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3	0,0	520,0	451,0	0,0	0,0	0,0
	Completo	0,0	520,0	0,0	1,2	1,2	0,0

B.2. Análisis de sensibilidad

Tabla B.7: Vector de costos de inversión en proyectos CSP para análisis de sensibilidad en [USD/MW].

Tendencia precios / año	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036
Referencia	2.073	2.058	2.042	2.026	2.011	1.995
Bajo	1.969	1.955	1.940	1.925	1.910	1.895
Alto	2.177	2.160	2.144	2.128	2.111	2.095

Tabla B.8: Vector de costos de inversión en proyectos CSP para análisis de sensibilidad en [USD/MW] (Continuación).

Tendencia precios / año	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041
Referencia	1.980	1.964	1.948	1.932	1.916
Bajo	1.881	1.866	1.851	1.836	1.820
Alto	2.078	2.062	2.045	2.029	2.012

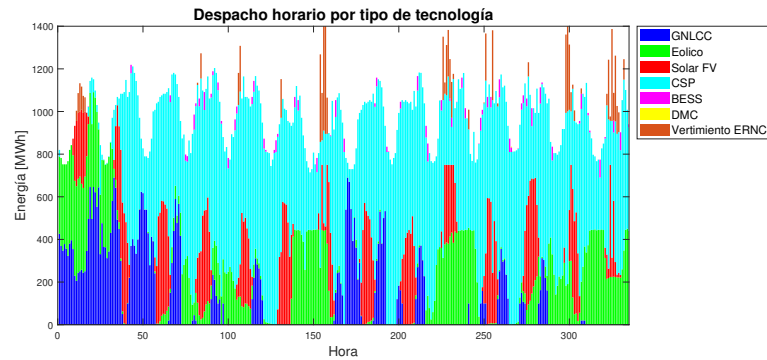


Figura B.3: Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 1 día.

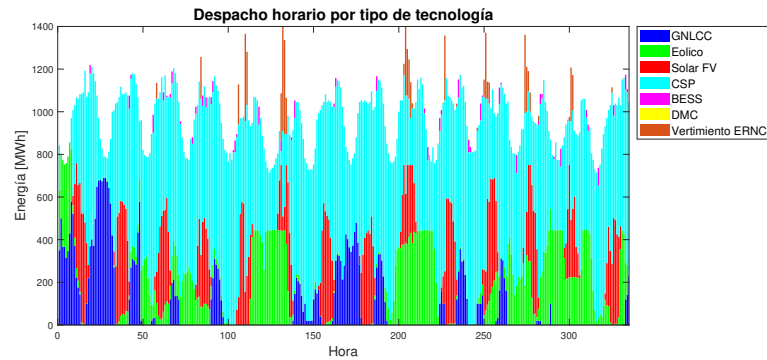


Figura B.4: Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 2 días.

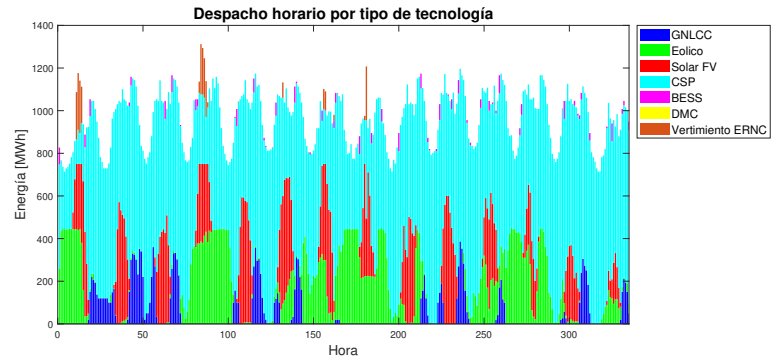


Figura B.5: Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 1 semana.

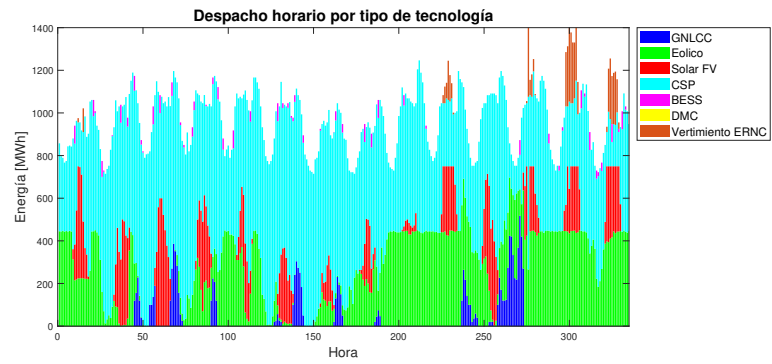


Figura B.6: Despacho horario por tecnología considera un horizonte de optimización de 2 semanas.