



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

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN CONSIDERANDO
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN ESCENARIOS CON INCERTIDUMBRE
HIDROLÓGICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOSÉ MANUEL YÁÑEZ CASTRO

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MIGUEL DÍAZ VERRIERA
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: José Yáñez Castro
FECHA: 23/03/2020
PROFESOR GUÍA: Alejandro Navarro Espinosa

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN CONSIDERANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN ESCENARIOS CON INCERTIDUMBRE

La planificación en capacidad de generación a largo plazo es un problema sumamente complejo y de múltiples variables, siendo abordado en el último tiempo de diversas maneras posibles. Este problema busca decidir cuánta nueva generación se adoptará y qué tipo de tecnologías serán las que expandirán esta nueva capacidad de generación. En el último tiempo este problema está viéndose inmerso a diversas consideraciones que antes los planificadores de red no presupuestaban, siendo una de éstas la gran integración de tecnologías renovables intermitentes en la matriz energética.

Las energías renovables, a lo largo del último tiempo, han aumentado en forma sustancial su presencia en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo. Hoy en día en Chile, la dependencia energética en combustibles fósiles y el calentamiento global, han impulsado el desarrollo de tecnologías que aprovechen las ventajas renovables del país (para el año 2019 en Chile, la adopción térmica alcanzó los 12,500[MW], generando 45,000 [GWh] el mismo año). El desafío de esta adopción a gran escala es la intermitencia en el recurso primario, provocando diversos problemas en la operación del sistema eléctrico

En este contexto, los sistemas de almacenamiento ofrecen alternativas para sobrellevar altas penetraciones de energía renovable, permitiendo el almacenamiento de energía en aquellos bloques de exceso de generación renovable, y su despacho en aquellos bloques horarios de ausencia de recursos primarios. Es por lo anterior, que su evaluación en la expansión del sistema es clave, de manera de observar cuáles son las ventajas que trae su integración en conjunto a la adopción de tecnologías renovables en la matriz energética.

Este trabajo busca realizar una planificación en capacidad de generación del sistema eléctrico chileno, evaluando la integración de sistemas de almacenamiento en la expansión. Conjuntamente, se busca evaluar dentro de estas proyecciones las diversas condiciones hidrológicas a las cuales puede verse afecto el sistema eléctrico nacional, siendo éstas predominantemente adversas últimamente.

En primer lugar, se evidencia que los sistemas de almacenamiento BESS/CSP otorgan planificaciones con menores costos de generación, siendo una componente importante la proyección de precios de estos equipos para su adopción. Estos menores costos de generación se basan en el desplazamiento de generación térmica de alto costo en bloques de ausencia solar y eólica. Por otro lado, se evidencia la capacidad en reserva de estos elementos para un aumento en la integración solar en la matriz energética chilena.

En cuanto a la estocasticidad del problema, es posible evidenciar el bajo protagonismo que toma la componente hídrica en el futuro (bajo el supuesto que nuevas centrales de

embalse no son incorporadas al sistema), en donde al verse el sistema eléctrico afecto a condiciones hidrológicas desfavorables, y una nula expansión en centrales hidráulicas, la presencia hídrica en la generación pierde progresivamente relevancia.

Agradecimientos

Siempre vi tan lejos escribir esto, a lo largo de mis años de carrera principalmente, siempre pensé que no llegaría nunca a esta instancia pero aquí estamos, con más fuerza y ansías que antes de seguir aprendiendo.

No podría no agradecer en primer lugar a mi madre, la que ha sido la gran detonante en querer superarme siempre a lo largo de los años. Siempre fuiste la que me motivó a salir adelante vieja, a salir adelante juntos, porque desde que tengo recuerdos siempre hemos sido los dos codo a codo. Nunca me cansaré de agradecerte todos los valores que me has inculcado, todas las enseñanzas de vida y a motivarme siempre a aprender.

Tampoco no podría no agradecer a mi compañera, María José, la que me ha brindado su total apoyo a lo largo de estos años, te agradezco de corazón todas esas risas, momentos y de hacerme crecer como persona y pareja a lo largo de estos años juntos (perdóname por todos los ratos de mal genio que pudiste haber sorteado por lo colapsado que pude haber estado en su momento, te amo).

Quiero agradecer a mis compañeros de universidad, tanto de inducción como eléctricos. Kike, Alvaro, Dani y Pancho, gracias por todos los momentos de risas que compartí con ustedes a lo largo de estos años, gracias por siempre hacerme sentir acogido en mis primeros años en la u, no dudo que les espera lo mejor en su futuro a todos ustedes, los quiero cabros. Seba y Santiago, gracias por su amistad a lo largo de estos años, por los consejos y el apañe que siempre han tenido conmigo a lo largo de la carrera, se los agradezco con el alma. JP, gracias por la amistad y compañía a lo largo de toda la especialidad, todos esos trabajos y sufrimientos juntos, eres un grande hermano, sé que esa tesis terminará siendo la mejor de todas, no tengo dudas de eso.

Quiero agradecer de gran manera a Miguel, mi profesor integrante, que ha aportado con creces en el desarrollo de este trabajo. Migue, eres un grande, gracias por todo el conocimiento que me has brindado a lo largo de estos meses trabajando juntos, por todas esas risas y las conversaciones de metro día a día, tampoco podría dejar de agradecerte la oportunidad que me brindaste en Systep conjunto a Alejandro.

Por último, quiero agradecer a mi profesor guía Alejandro Navarro, por todo el conocimiento transmitido y su aporte en este trabajo de título, gracias por confiar en mi a lo largo de estos meses y de brindarme todas las oportunidades que me han presentado con Migue a lo largo de estos meses, no podría dejar de agradecerles. Espero poder seguir trabajando y aprendiendo lo que más pueda de ustedes, el Google de Systep.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alcance.....	2
Capítulo 2: Antecedentes.....	4
2.1. Sistema Eléctrico Nacional.....	4
2.2. Planificación y operación del sistema eléctrico.....	9
2.3. Alta integración de generación renovable en sistemas eléctricos.....	18
2.4. Sistemas de almacenamiento	25
2.5. Planificación en capacidad de generación incluyendo BESS.....	36
Capítulo 3: Metodología	38
3.1. Herramientas computacionales.....	39
3.2. Descripción Modelo de Planificación	39
3.3. Función objetivo y restricciones	41
3.4. Representación de operación modelo de planificación.....	57
3.5. Elección hidrologías	61
3.6. Creación de perfiles eólico y solar.....	64
3.7. Costo Tecnologías Candidatas	65
3.8. Elección de reserva necesaria	72
3.9. Casos estudio.....	75
Capítulo 4: Resultados.....	78
4.1. Caso Base	78
4.2. Caso BESS.....	93
4.3. Caso CSP	104

4.4. Comparación casos: base, BESS y CSP	112
4.5. Aumento en las necesidades de reserva.....	116
4.6. Casos estocásticos	121
Capítulo 5: Conclusiones	125
5.1. Trabajo futuro	127
Capítulo 6: Bibliografía	129

Índice de Tablas

TABLA 2-1: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	14
TABLA 2-2: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	17
TABLA 2-3: TIPOS DE BATERÍAS CONJUNTO A SUS VENTAJAS/DESVENTAJAS CICLOS Y EFICIENCIAS [32].	34
TABLA 3-1: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	41
TABLA 3-2: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	42
TABLA 3-3: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	42
TABLA 3-4: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	43
TABLA 3-5: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	44
TABLA 3-6: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	45
TABLA 3-7: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	45
TABLA 3-8: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	48
TABLA 3-9: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	48
TABLA 3-10: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	49
TABLA 3-11: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	50
TABLA 3-12: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	52
TABLA 3-13: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	53
TABLA 3-14: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	54
TABLA 3-15: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	55
TABLA 3-16: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	56
TABLA 3-17: FECHAS Y SEMANAS QUE CONFORMAN CADA ESTACIÓN A REPRESENTAR.	58
TABLA 3-18: SEMANAS QUE COMPONEN LA ESTACIÓN DE PRIMAVERA CONJUNTO A SU DEMANDA SEMANAL PARA EL AÑO 2015.	59
TABLA 3-19: SEMANAS ELEGIDAS PARA REPRESENTAR CADA ESTACIÓN, DEMANDAS SEMANALES AÑO 2015.	59
TABLA 3-20: DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS.	61
TABLA 3-21: DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.	63
TABLA 3-22: CENTRALES SOLARES MODELADAS EN BASE OSE, PROMEDIO ANUAL 2018.	64
TABLA 3-23: CENTRALES EÓLICA MODELADAS EN BASE OSE, PROMEDIO ANUAL 2018.	64
TABLA 3-24: COSTO DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA, CNE 2019.	66
TABLA 3-25: COSTO VARIABLES PARA TECNOLOGÍAS CANDIDATAS, CC-GNL/CA-GNL/DIESEL.	68
TABLA 3-26: PROYECTOS CSP CONJUNTO A COSTOS DE INVERSIÓN.	69
TABLA 3-27: PRECIOS OBTENIDOS PARA ENERGÍA Y POTENCIA (CSP) COMBINANDO PROYECTOS TAMARUGAL Y COPIAPÓ.	69
TABLA 3-28: PRECIO DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LOS BESS CANDIDATOS.	71
TABLA 3-29: HISTOGRAMAS PARA LOS TRES CASOS ANALIZADOS EN CONFIGURACIÓN CENTRAL SOLAR, CALAMA.	73
TABLA 4-1: PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES, CASO BASE.	92
TABLA 4-2: PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES, CASO BESS.	101
TABLA 4-3: PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES, CASO CSP.	110
TABLA 4-4: COMPARACIÓN PORCENTUAL DE COSTOS TOTALES, ENTRE CASOS BESS Y CSP, CON RESPECTO A BASE.	113
TABLA 4-5: NECESIDAD EN RESERVA, AÑO 2035, ESTACIÓN DE VERANO, CASO BASE, 6 PRIMEROS BLOQUES.	118

Índice de Figuras

FIGURA 2-1: INTERACCIÓN DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS NACIONALES	4
FIGURA 2-2: CAPACIDAD INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍAS, CHILE 2019 [6].....	6
FIGURA 2-3: GENERACIÓN REAL PARA EL AÑO 2019, SEN [7].	7
FIGURA 2-4: PLAN DE DESCARBONIZACIÓN PRIMERA ETAPA.	8
FIGURA 2-5: PROYECCIONES EN DESCARBONIZACIÓN SEGÚN LA PELP 2019, HORIZONTE 2040.	9
FIGURA 2-6: PROGRAMACIÓN SEGÚN LAS VENTANAS DE TIEMPO.	10
FIGURA 2-7: HISTOGRAMA ASOCIADO A LOS CAMBIOS EN GENERACIÓN, EN PORCENTAJE, DE UNA HORA A OTRA PARA CENTRAL EL ROMERO 196[MW] NOMINALES [7].	19
FIGURA 2-8: IRRADIANCIA PARA DIVERSAS UBICACIONES EN UN DÍA [20].	20
FIGURA 2-9: IRRADIANCIA PARA DIVERSAS UBICACIONES, HORIZONTE 20 SEGUNDOS [20].	20
FIGURA 2-10: HISTOGRAMA ASOCIADO A LOS CAMBIOS EN LA VELOCIDAD DE VIENTOS EN PORCENTAJE, TANTO PARA UN CONJUNTO DE ZONAS COMO PARA UNA ZONA EN PARTICULAR, DE UNA HORA A OTRA [22].	21
FIGURA 2-11: PARTICIPACIÓN MENSUAL DE RESERVAS EN EL SIC, PARA EL 2018.	24
FIGURA 2-12: PARTICIPACIÓN ANUAL DE RESERVAS EN EL SIC, 2018.	24
FIGURA 2-13: CAPACIDAD Y NIVEL DE DESCARGA REQUERIDOS SEGÚN EL SERVICIO A OTORGAR [26].	26
FIGURA 2-14: TIPOS DE ALMACENAMIENTO SEGÚN SU SITUACIÓN DE USO, CONJUNTO A SUS EFICIENCIAS [26].	28
FIGURA 2-15: TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO [26].	29
FIGURA 2-16: DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA TECNOLOGÍA PHS [16].	30
FIGURA 2-17: DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO, CAES [29].	30
FIGURA 2-18: TECNOLOGÍAS CSP ACTUALMENTE DISPONIBLES [30].	32
FIGURA 2-19: DISMINUCIÓN DE PRECIOS DE LAS BATERÍAS ION-LITIO DESDE 2010	35
FIGURA 2-20: PROYECCIÓN DE COSTOS SEGÚN BLOOMBERG PARA LAS BATERÍAS ION-LITIO, HORIZONTE 2030.	35
FIGURA 3-1: METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	38
FIGURA 3-2: DIAGRAMA DE OPERACIÓN DEL MODELO DE PLANIFICACIÓN EN EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DISPONIBLE EN SYSTEP.	40
FIGURA 3-3: FUNCIONAMIENTO BESS.	47
FIGURA 3-4: FUNCIONAMIENTO CSP.	51
FIGURA 3-5: DISCRETIZACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA REAL.	60
FIGURA 3-6: GENERACIÓN HIDRÁULICA TOTAL PROYECTADA PARA LAS TREINTA SERIES HIDRÁULICAS MÁS SECAS DE CHILE, PROYECCIÓN AÑOS 2020-2023.	62
FIGURA 3-7: HIDROLOGÍAS SELECCIONADAS.....	63
FIGURA 3-8: PROYECCIONES DE COSTO DE INVERSIÓN PROYECTOS SOLARES PV Y EÓLICOS [USD/KW].	67
FIGURA 3-9: CURVAS DE COSTOS, DECRECIMIENTO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN PROYECTOS SOLARES Y EÓLICOS, HORIZONTE 2035 DE PLANIFICACIÓN.	68
FIGURA 3-10: PROYECCIONES DEL COSTO DE INVERSIÓN PROYECTOS SOLARES TÉRMICOS [USD/KW].	70
FIGURA 3-11: PROYECCIÓN DE COSTOS BATERÍAS CON 10 HORAS DE ALMACENAMIENTO, PELP 2019.	71
FIGURA 3-12: NECESIDADES EN RAMPA PARA GENERACIÓN SOLAR, DIFERENTES ESTACIONES, PERCENTIL 95%.....	74
FIGURA 3-13: NECESIDADES EN RAMPA PARA GENERACIÓN EÓLICA, DIFERENTES ESTACIONES, PERCENTIL 95%.	75
FIGURA 3-14: DIAGRAMA DE FLUJO, ANÁLISIS DE CASOS DETERMINÍSTICOS.....	77
FIGURA 3-15: DIAGRAMA DE FLUJO, ANÁLISIS DE CASOS ESTOCÁSTICOS.	77
FIGURA 4-1: PARQUE INICIAL INSTALADO.	78
FIGURA 4-2: EXPANSIÓN DEL SISTEMA AL AÑO 2035, CASO BASE.....	79
FIGURA 4-3: EXPANSIÓN DEL SISTEMA AGREGANDO LA MATRIZ INICIAL, CASO BASE.....	80
FIGURA 4-4: GENERACIÓN ANUAL DEL SISTEMA, A LO LARGO DE LA PLANIFICACIÓN, CASO BASE, HORIZONTE 2035.	81
FIGURA 4-5: GENERACIÓN VERANO, AÑO 2020, CASO BASE.	81
FIGURA 4-6: COMPOSICIÓN PORCENTUAL HORA A HORA EN GENERACIÓN PARA UN DÍA DE VERANO, POR TECNOLOGÍAS, MODELO Y GENERACIÓN REAL.	82
FIGURA 4-7: GENERACIÓN VERANO, AÑO 2035, CASO BASE.	83
FIGURA 4-8: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO BASE, ESTACIÓN DE VERANO.....	83
FIGURA 4-9: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2020, CASO BASE.	84
FIGURA 4-10: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2035, CASO BASE.	85
FIGURA 4-11: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2035, CASO BASE, DÍA 4 DE LA SEMANA REPRESENTATIVA.	86
FIGURA 4-12: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2035, CASO BASE, DÍA 7 DE LA SEMANA REPRESENTATIVA.	86

FIGURA 4-13: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO BASE, ESTACIÓN DE INVIERNO.	87
FIGURA 4-14: RESERVA ANUAL DADA Y NECESARIA POR EL MODELO, CASO BASE.	88
FIGURA 4-15: RESERVA VERANO, CASO BASE, AÑO 2020	89
FIGURA 4-16: RESERVA OTOÑO, CASO BASE, AÑO 2020.....	89
FIGURA 4-17: RESERVA INVIERNO, CASO BASE, AÑO 2020.....	89
FIGURA 4-18: RESERVA PRIMAVERA, CASO BASE, AÑO 2020	89
FIGURA 4-19: RESERVA VERANO, CASO BASE, AÑO 2035	89
FIGURA 4-20: RESERVA OTOÑO, CASO BASE, AÑO 2035.....	89
FIGURA 4-21: RESERVA INVIERNO, CASO BASE, AÑO 2035.....	90
FIGURA 4-22: RESERVA PRIMAVERA, CASO BASE, AÑO 2035	90
FIGURA 4-23: COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE CADA TECNOLOGÍA AL COSTO MARGINAL PROYECTADO, CASO BASE.	91
FIGURA 4-24: COSTOS TOTALES, DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN PARA EL CASO BASE, HORIZONTE 2035.....	93
FIGURA 4-25: EXPANSIÓN DEL SISTEMA, CASO BESS, HORIZONTE 2035.....	94
FIGURA 4-26: EXPANSIÓN DEL SISTEMA AGREGANDO LA MATRIZ INICIAL, CASO BESS.....	95
FIGURA 4-27: GENERACIÓN ANUAL DEL SISTEMA, A LO LARGO DE LA PLANIFICACIÓN, CASO BESS, HORIZONTE 2035.....	95
FIGURA 4-28: GENERACIÓN VERANO, AÑO 2035, CASO BESS.....	96
FIGURA 4-29: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO BESS, ESTACIÓN DE VERANO.....	97
FIGURA 4-30: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2035, CASO BESS.....	98
FIGURA 4-31: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO BESS, ESTACIÓN DE INVIERNO.....	98
FIGURA 4-32: RESERVA VERANO, CASO BESS, AÑO 2035	99
FIGURA 4-33: RESERVA OTOÑO, CASO BESS, AÑO 2035	99
FIGURA 4-34: RESERVA INVIERNO, CASO BESS, AÑO 2035.....	99
FIGURA 4-35: RESERVA PRIMAVERA, CASO BESS, AÑO 2035	99
FIGURA 4-36: COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE CADA TECNOLOGÍA AL COSTO MARGINAL PROYECTADO, CASO BESS.....	100
FIGURA 4-37: COSTO EQUIVALENTE BESS, CONJUNTO A CAPACIDAD INSTALADA.	102
FIGURA 4-38: COSTO TOTALES, DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN PARA EL CASO BESS, HORIZONTE 2035.	103
FIGURA 4-39: EXPANSIÓN DEL SISTEMA AL AÑO 2035, CASO CSP.	104
FIGURA 4-40: EXPANSIÓN DEL SISTEMA AGREGANDO LA MATRIZ INICIAL, CASO CSP.	105
FIGURA 4-41: GENERACIÓN ANUAL DEL SISTEMA, A LO LARGO DE LA PLANIFICACIÓN, CASO CSP, HORIZONTE 2035.	105
FIGURA 4-42: GENERACIÓN VERANO, AÑO 2035, CASO CSP.....	106
FIGURA 4-43: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO CSP, ESTACIÓN DE VERANO.	107
FIGURA 4-44: GENERACIÓN INVIERNO, AÑO 2035, CASO CSP.....	107
FIGURA 4-45: GENERACIÓN PORCENTUAL HORA A HORA, AÑO INICIAL Y AÑO FINAL PARA EL CASO CSP, ESTACIÓN DE INVIERNO.	108
FIGURA 4-46: RESERVA VERANO, CASO CSP, AÑO 2035	109
FIGURA 4-47: RESERVA OTOÑO, CASO CSP, AÑO 2035	109
FIGURA 4-48: RESERVA INVIERNO, CASO CSP, AÑO 2035	109
FIGURA 4-49: RESERVA PRIMAVERA, CASO CSP, AÑO 2035.....	109
FIGURA 4-50: COMPOSICIÓN PORCENTUAL DE CADA TECNOLOGÍA AL COSTO MARGINAL PROYECTADO, CASO CSP.	110
FIGURA 4-51: COSTO EQUIVALENTE CSP, CONJUNTO A CAPACIDAD INSTALADA.	111
FIGURA 4-52: COSTO TOTALES, DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN PARA EL CASO CSP, HORIZONTE 2035.....	112
FIGURA 4-53: COMPARACIÓN DE COSTOS TOTALES, CASO BASE, BESS Y CSP.....	113
FIGURA 4-54: AHORROS PRODUCIDOS EN CASOS BESS Y CSP, CON RESPECTO AL CASO BASE.	114
FIGURA 4-55: COSTOS DE GENERACIÓN PARA CASOS BASE, BESS Y CSP, HORIZONTE 2035.	114
FIGURA 4-56: AHORROS EN COSTOS DE OPERACIÓN, CASO BESS Y CSP.	115
FIGURA 4-57: COSTOS DE INVERSIÓN CASO BASE, BESS Y CSP, HORIZONTE 2035.	116
FIGURA 4-58: EXPANSIÓN TECNOLOGÍAS, CASO BASE CON MAYORES NECESIDADES DE RAMPA.	117
FIGURA 4-59: RESERVAS PARA LA ESTACIÓN DE VERANO, AÑO 2035, CASO BASE.	117
FIGURA 4-60: COMPARACIÓN COSTOS TOTALES CASO BASE, PERCENTILES 95 Y 98.	118
FIGURA 4-61: EXPANSIÓN TECNOLOGÍAS, CASO BESS CON MAYORES NECESIDADES DE RAMPA.	119
FIGURA 4-62: COMPARACIÓN COSTOS TOTALES CASO BESS, PERCENTILES 95 Y 98.	120
FIGURA 4-63: EXPANSIÓN TECNOLOGÍAS, CASO CSP CON MAYORES NECESIDADES DE RAMPA.	120
FIGURA 4-64: COMPARACIÓN COSTOS TOTALES CASO CSP, PERCENTILES 95 Y 98.....	121
FIGURA 4-65: COMPARACIÓN EN COSTOS TOTALES, SERIE ESTOCÁSTICA Y DETERMINÍSTICAS, HIDROLOGÍAS AGRUPADAS Y MEDIA, CASO BASE.	122

FIGURA 4-66: COMPARACIÓN EN COSTOS TOTALES, SERIE ESTOCÁSTICA Y DETERMINÍSTICAS, HIDROLOGÍAS AGRUPADAS Y MEDIA, CASO BASE.	123
FIGURA 4-67: COSTOS DE INVERSIÓN, CASOS ESTOCÁSTICOS BASE Y BESS.....	124

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En el último tiempo, alrededor del mundo, se ha producido un aumento considerable en cuanto a la generación de energía en base a energías renovablesⁱ. Lo anterior, en primera instancia, motivado por la competitividad que han presentado estas tecnologías en cuanto a sus costos de inversión en los últimos años, presentando una constante baja a lo largo del tiempoⁱⁱ. El beneficio ambiental asociado a ellas, tema muy importante en el último tiempo, ha motivado a los gobiernos a la disminución de la huella de carbono producida por la generación de energía eléctrica en base a combustibles fósiles. Varios gobiernos actualmente han incentivado esta integración de generación limpia, estableciendo cuotas obligatorias o diversos subsidios para impulsar el desarrollo de estas tecnologías. Sin embargo, estos niveles de penetración de energía renovable imponen desafíos en la operación y planificación del sistema eléctrico, debido a la variabilidad que poseen los recursos primarios asociados a estas tecnologíasⁱⁱⁱ, las cuales insertan un gran nivel de incertidumbre al sistema eléctrico.

Al aumentar los niveles de generación renovable, se espera que la demanda neta se comporte de una forma más variable, acrecentando la cantidad de encendidos y apagados de aquellas centrales térmicas que participen en el despacho. A esto, se suma los grandes niveles de diferencia entre las demandas en punta y valle ante una mayor presencia de generación variable, aumentando las tasas de toma/bajada de carga en unidades generadoras. Si no se diera la flexibilidad necesaria ante una mayor inserción de generación variable, se caería en recortes de generación renovable.

Para mitigar el nivel de incertidumbre introducido al sistema ante una integración de generación variable, es necesario poseer el equipamiento adecuado que permita brindar los niveles de flexibilidad requeridos. Este equipamiento puede ir desde generadores flexibles con gran capacidad de rampa y mínimos técnicos reducidos, hasta sistemas de almacenamiento que puedan desplazar la generación excedentaria producida en bloques horarios de gran inserción de energía variable. La necesidad de flexibilidad introducida por las energías renovables ha abierto el desarrollo de nuevos mercados en el marco de servicios complementarios, dando a los sistemas de almacenamiento la capacidad de participar ante su gran capacidad de rampa y reserva de energía.

Los sistemas de almacenamiento BESS^{iv} y CSP^v hoy en día son una opción viable para la mitigación de la incertidumbre del sistema, pero sus costos de inversión en la actualidad

ⁱ Según la EIA, en el mundo, la adopción de renovables se duplicó entre los años 2008 y 2017, pasando de tener una adopción de 1,035[GW] a 2,141[GW]. Disponible en: EIA, Electricity Capacity, Data World.

ⁱⁱ Renewable Power Generation Costs in 2018, Irena.

ⁱⁱⁱ Los recursos primarios solares y eólicos varían constantemente a lo largo del día, por ende, una gran adopción de este tipo de tecnologías puede modificar la operación del sistema de un momento a otro, por ejemplo, al tener una gran adopción eólica, la falta de viento de un instante a otro podría producir la asignación de generación a centrales térmicas de un momento a otro (produciendo un desafío en la operación).

^{iv} BESS: Battery Energy Storage Systems por sus siglas en inglés.

^v CSP: *Concentrated Solar Power* por sus siglas en inglés.

no permiten su integración masiva. Se proyecta que estos costos caigan en el futuro, permitiendo la integración de este tipo de tecnologías al sistema eléctrico.

La incertidumbre que se instaura en el sistema, debido a la variabilidad de las tecnologías renovables, puede darle un valor agregado a la futura planificación del sistema eléctrico considerando la instauración de este tipo de tecnologías, ya que pueden responder en los casos en que el recurso primario se encuentre ausente. A esto, hay que sumar la variabilidad hidrológica año a año, tema muy importante en la generación de energía en la matriz energética chilena, ya que la conformación de ésta tiene una gran presencia de tecnologías hidráulicas (al año 2019, las tecnologías hidráulicas de pasada conforman el 11% de la capacidad total instalada en el SEN, por otro lado, las tecnologías hidráulicas de embalse conforman el 14%, produciendo en conjunto 20,800[GWh] para el mismo año que representan el 27% del total generado).

1.2. Objetivos

En esta sección se presentan los diversos objetivos de este trabajo de título.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es poder integrar sistemas de almacenamiento (electroquímico y térmico) a un modelo de planificación de la expansión en generación, integrando conjuntamente escenarios de incertidumbre hidrológica. Lo anterior, con el fin de observar si estos escenarios, le dan un valor agregado o no a la integración de sistemas de almacenamiento.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Revisión bibliográfica sobre el concepto de expansión en generación y la inclusión de sistemas de almacenamiento a este problema.
2. Modelación de sistemas de almacenamiento BESS y CSP, dejándolos como candidatos a expandir dentro del problema de planificación.
3. Identificar bajo que costos de inversión los sistemas de almacenamiento BESS y CSP se vuelven atractivos al sistema.
4. Evaluar si escenarios estocásticos proporcionan un valor agregado a los sistemas de almacenamiento en la planificación en capacidad de generación.
5. Evaluación de costos operacionales y marginales en cada caso estudio.

1.3. Alcance

Para el desarrollo de este trabajo se tomará como punto de partida el modelo de expansión en capacidad de generación disponible por la empresa SysteP. A este modelo se le realizarán las mejoras y modificaciones pertinentes tanto en representación, restricciones y en tecnologías candidatas a expandir, de manera de mejorar el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento en las expansiones realizadas.

En cuanto a la estocasticidad, esta incluirá la proyección de diversos escenarios hidrológicos con tal de evidenciar qué tan necesaria es la inclusión de incertidumbre hidrológica en el problema de planificación, tomando como puntos de referencia aquellas planificaciones sin sistemas de almacenamiento y con sistemas de almacenamiento.

Este trabajo soluciona un problema de planificación en capacidad de generación uninodal, representando los diversos años a simular de manera simplificada. En cuanto a las restricciones temporales de las unidades térmicas, éstas no se incluyen, debido a la gran dimensionalidad que adopta el problema al añadirlas. La expansión del sistema permite tener como centrales candidatas tecnologías BESS y CSP, permitiendo al mismo tiempo tener en consideración la variabilidad hidrológica de Chile en las distintas simulaciones. Por último, en cuanto a las curvas de costos implementadas (como varía el costo de inversión para diversas tecnologías a lo largo de los años), estas adoptan una forma lineal (es decir, por ejemplo, los costos de inversión de tecnologías que proyectan una baja en costos disminuyen de manera lineal año a año).

Capítulo 2: Antecedentes

El presente capítulo tiene por objetivo ubicar al lector en el entorno en el cual se desarrolla este trabajo de título, entregando los antecedentes necesarios para su contextualización.

2.1. Sistema Eléctrico Nacional

2.1.1. Contexto

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por tres sectores cuyas funciones hacen posible la disposición de energía eléctrica en los diversos puntos del mercado eléctrico nacional. El acoplamiento de estos sectores se denomina sistema eléctrico, y cada sector posee funciones esenciales para el abastecimiento de energía eléctrica al cliente final [1]. La interacción de estos sectores se puede observar en la Figura 2-1.

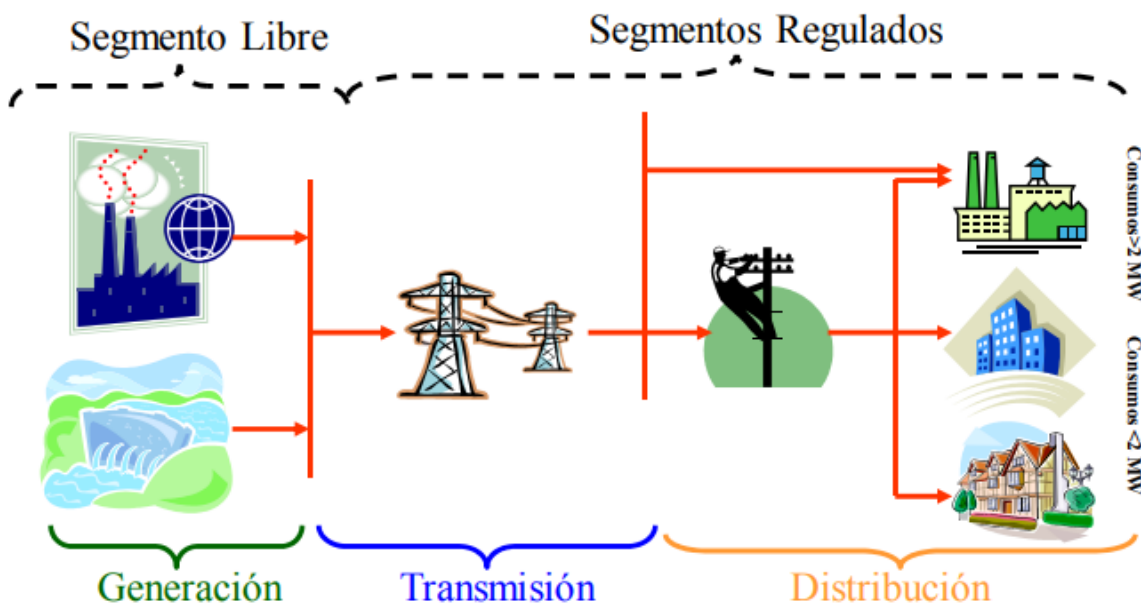


Figura 2-1: Interacción de los sectores eléctricos nacionales ^{vi}.

El primero de estos sectores tiene por nombre *Generación* y tiene por función realizar la producción de la energía eléctrica a través de diversos tipos de tecnologías tales como la hidroeléctrica, solar, eólica, termoeléctrica, entre otras. En este sector se posicionan las empresas propietarias de generadores conectados al sistema de transmisión, diferenciándose de la generación que se conecta en las redes de distribución, denominada

^{vi} Imagen extraída de las cátedras del curso EL6016 Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico, dictado por L. Francisco Aguirre y Cristián Hermansen.

Generación Distribuida. El sector de Generación se caracteriza por regirse bajo reglas de libre competencia, es decir, cualquier actor relacionado a este sector puede entrar y salir según lo prefiera. Actualmente, la generación Mensual para el mes de Junio en Chile alcanza los 6.627 GWh, en donde el 62% es abastecido por termoeléctricas, el 21% por hidroeléctricas convencionales y el 18% por ERNC [2].

En cuanto al sector de la *Transmisión*, éste tiene por función transmitir la energía generada en las diversas centrales de generación a las subestaciones primarias de distribución. Este sector es regulado y participan las empresas propietarias de las líneas de transmisión y subestaciones del SEN. La realización de proyectos en Transmisión son en base a las licitaciones publicadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, estas licitaciones surgen mediante los estudios de planificación a largo plazo de la generación, realizados por la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional [3].

Por último, en cuanto a la *Distribución*, el último sector relacionado al SEN, tiene por función llevar la energía desde las subestaciones primarias de distribución a los clientes finales. Este sector se caracteriza por ser un monopolio natural, siendo, por ende, un sector regulado. La Distribución ha tomado cierto protagonismo últimamente, debido a la necesidad de creación de redes inteligentes que permitan la adopción de generación distribuida, electromovilidad, gestión de demanda y sistemas de almacenamiento.

Las entidades responsables de la planificación del sistema eléctrico nacional y la regulación de este son cuatro. La primera de estas tiene por nombre *Coordinador Eléctrico Nacional*, organismo autónomo de derecho público, sin fines de lucro, que tiene por función garantizar una operación eficiente, segura y confiable en términos económicos, del sistema eléctrico nacional. Además, es la encargada de garantizar el acceso abierto a cada uno de los actores del sector.

La entidad encargada de impulsar leyes y políticas públicas en el sector energético tiene por nombre Ministerio de Energía. Esta institución de Gobierno es responsable de elaborar y coordinar diversos planes y políticas para el desarrollo energético del país. Entre los estudios que realiza el Ministerio de Energía se encuentra el PELP^{vii}, estudio relacionado a la expansión en capacidad de las diversas tecnologías presentes en generación [4]. Este estudio es realizado para diversos escenarios con un horizonte de al menos treinta años, y, al mismo tiempo, aporta de manera significativa en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica.

En cuanto a la regulación, la Comisión Nacional de Energía es el organismo regulador del sector eléctrico, es un organismo público y descentralizado creado por el Ministerio de Energía. Entre sus funciones se encuentran analizar técnicamente la estructura y nivel de precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, y por último, monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector eléctrico [5].

Por último, la entidad encargada de velar por la seguridad y calidad de los productos entregados en el mercado eléctrico y de combustibles, es la Superintendencia de

^{vii} Sus siglas: Planificación Energética a Largo Plazo

Electricidad y Combustibles. Su principal función es fiscalizar diversos entornos del mercado energético, de manera de hacer cumplir todas las leyes vigentes hoy en día.

Chile posee una condición privilegiada en términos de disponibilidad de recursos primarios, desde solares a hidráulicos, todo lo anterior a lo largo y ancho del territorio. Las VRE^{viii} en su tiempo, a pesar de ser suficientemente maduras, aún poseían costos de inversión que no eran competitivos para su integración. Hoy en día, según el LCOE^{ix}, tecnologías del tipo solar poseen costos de inversión bastante competitivos en relación a otro tipo de tecnologías, permitiendo actualmente la gran inserción de este tipo de generación en Chile, alentados al mismo tiempo por el gran recurso solar que posee el país.

El país actualmente posee una generación base constituida principalmente por tecnologías impulsadas por combustibles fósiles, teniendo como principal actor las centrales a carbón. Este tipo de generación, a pesar de ser de bajo costo, integran un gran nivel de emisión de gases contaminantes al medio ambiente, provocando en la actualidad una búsqueda a la disminución en generación en base a este tipo de tecnologías. Lo anterior, basado en el cambio climático que se está produciendo por la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. La distribución en cuanto a la capacidad instalada hoy en día en Chile y la generación por tipo de tecnología para el año 2019, se pueden observar en la Figura 2-2 y en la Figura 2-3.

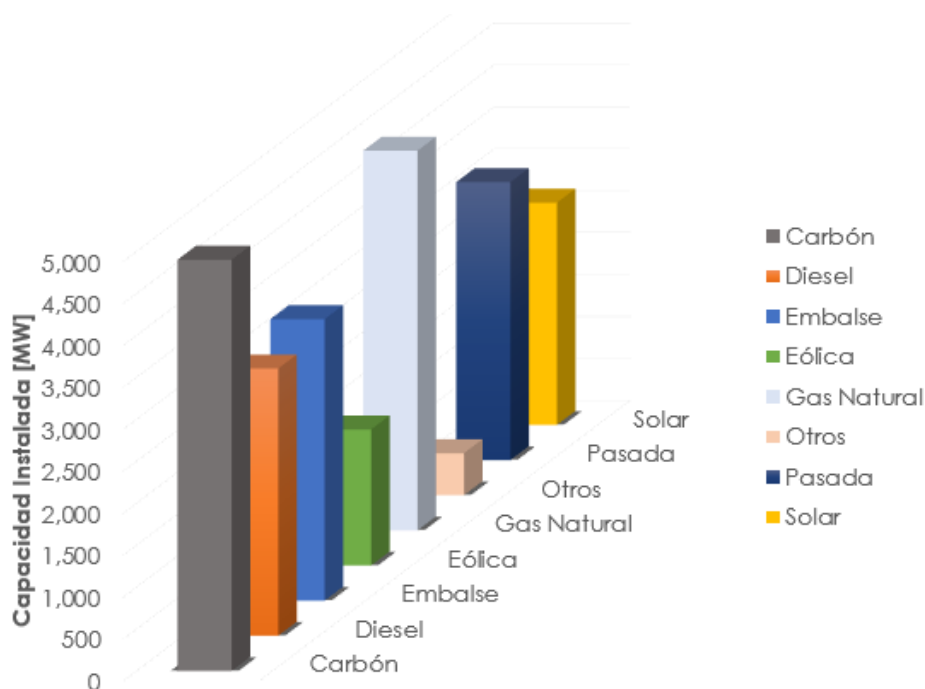


Figura 2-2: Capacidad instalada según tecnologías, Chile 2019 [6].

^{viii} Por su sigla en inglés: *Variable Renewable Energy*

^{ix} Por su sigla en inglés: *Levelized Cost of Energy*

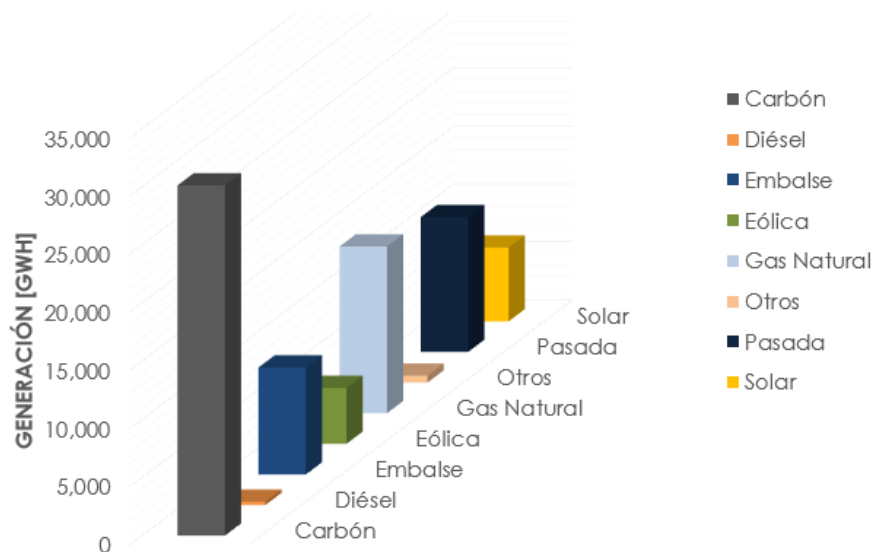


Figura 2-3: Generación real para el año 2019, SEN [7].

2.1.2. Plan de descarbonización.

El cambio climático plantea una gran amenaza para el bienestar humano, por lo tanto, el desarrollo de una economía baja en emisiones de carbono se ha convertido en una tendencia predominante e inevitable. La descarbonización en la generación de energía, especialmente en la transformación de la generación actual a una estructura baja en carbono, será una opción crítica para la mitigación de emisiones de CO₂, ya que el parque térmico es responsable del 34% de las emisiones de CO₂ en Chile^x. La descarbonización del sector eléctrico es fundamental para enfrentar los desafíos del calentamiento global [8], aportando en la baja de las emisiones de CO₂ al medio ambiente.

En la actualidad en Chile, se ha diseñado un plan de descarbonización que busca sacar de operación a aquellas centrales térmicas en base a carbón. Esta base aporta a la emisión de gases contaminantes, empeorando al mismo tiempo, la salud de la gente que habita en los alrededores de este tipo de centrales. Este plan consta de dos fases preliminares con horizontes del 2025 y 2040. En cuanto a la primera fase, se tienen las centrales que saldrán de operación, conjunto a las fechas de cuándo deben realizarlo, esta primera fase se puede observar en la Figura 2-4.

^x Proyección de la Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Energía, CNE, Periodo 2000-2025. Disponible: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Resumen_Ejecutivo_GEIS.pdf

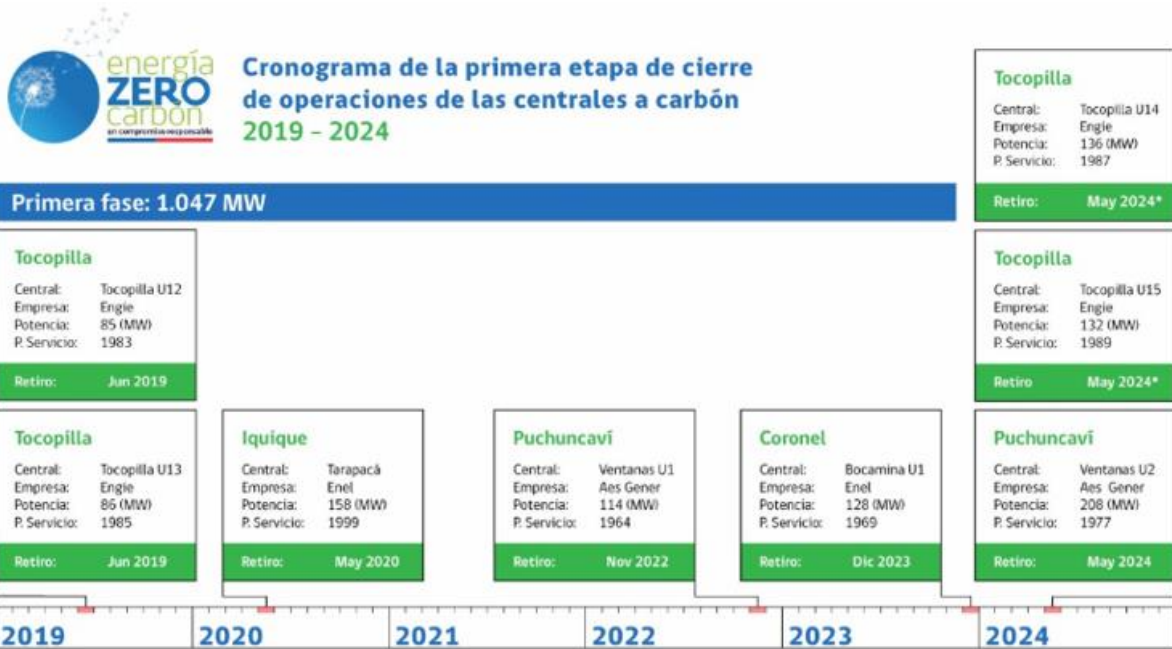


Figura 2-4: Plan de descarbonización primera etapa^{xi}.

Esta fase cuenta con una salida de generación a carbón de alrededor de 1047 [MW], los que saldrán en un horizonte de 5 años (aproximadamente el 20% de la capacidad total en Carbón). Se pretende con este plan (hablando de las dos fases) sacar de funcionamiento todas las centrales basadas en Carbón al año 2040, disminuyendo la huella de carbono que actualmente se está produciendo por la generación de energía eléctrica con este tipo de centrales.

Actualmente la PELP 2019 ha sacado proyecciones en descarbonización para el año 2040. Estas proyecciones cuentan con 3 escenarios en los cuales se podría ver afectada la descarbonización en Chile (cabe recalcar que aún no se tiene claro cómo se adoptará el plan de descarbonización en su segunda etapa, luego del 2024). Esto se puede observar en la Figura 2-5.

^{xi} Plan de Descarbonización Chile, Primera Etapa. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica>

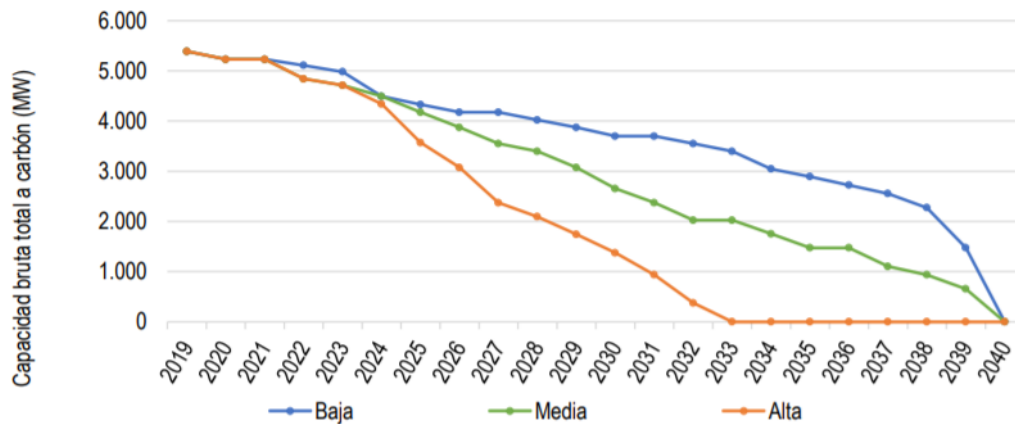


Figura 2-5: Proyecciones en descarbonización según la PELP 2019, horizonte 2040^{xii}.

De la Figura 2-5 es posible observar tres casos, uno alto (retirada optimista de centrales a carbón), uno medio (retirada media, entre caso optimista y pesimista) y uno bajo (retirada pesimista de centrales). Estas proyecciones se basan en los años de operación de las centrales a carbón y su factor de planta histórico, con tal de caracterizar tanto la antigüedad como la eficiencia operacional de las centrales a carbón. Es posible observar que para un horizonte 2040 se contaría con una descarbonización total para los tres casos, siendo la proyección alta la que ofrece una descarbonización a un menor horizonte (2033).

2.2. Planificación y operación del sistema eléctrico

2.2.1. Contexto y ventanas de tiempo

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas que están en constante cambio, estos cambios pueden ser anticipados por aquellos agentes encargados de realizar las acciones de control, o estos pueden ocurrir sin un previo aviso, encontrando la necesidad de contar con ciertas estrategias ya sea de operación y control que permitan una operación estable, segura y confiable del sistema eléctrico [9]. La confiabilidad del sistema eléctrico se vuelve dependiente de la capacidad del sistema para adaptarse a cambios y perturbaciones esperados e inesperados, al mismo tiempo que se mantiene la calidad y la continuidad del servicio a los clientes [10].

Debido al gran tamaño que posee y a la complejidad de sus variables, es natural que la planificación y la operación del sistema eléctrico se encuentre dividida en diversas ventanas de tiempo, yendo desde los años hasta los milisegundos. Cada una de estas

xii Actualización PELP 2019. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_iaa_2019.pdf

ventanas posee diversas simplificaciones, restricciones, información e implicancias técnicas y económicas.

Hoy en día existe un compromiso entre el nivel de detalle de las simulaciones y el horizonte de tiempo que tiene la simulación, es por esto que, para una escala pequeña de tiempo, ya sea de segundos, minutos o una pequeña cantidad de horas, se permite incorporar un gran nivel de detalle. En cambio, para planificaciones de varios años, se deben realizar simplificaciones, de manera de que la carga computacional no sea excesiva y por tanto el problema de gran tamaño pueda ser resuelto. Se puede observar en la Figura 2-6 la programación que se realiza, tomando en consideración las diversas ventanas de tiempo.

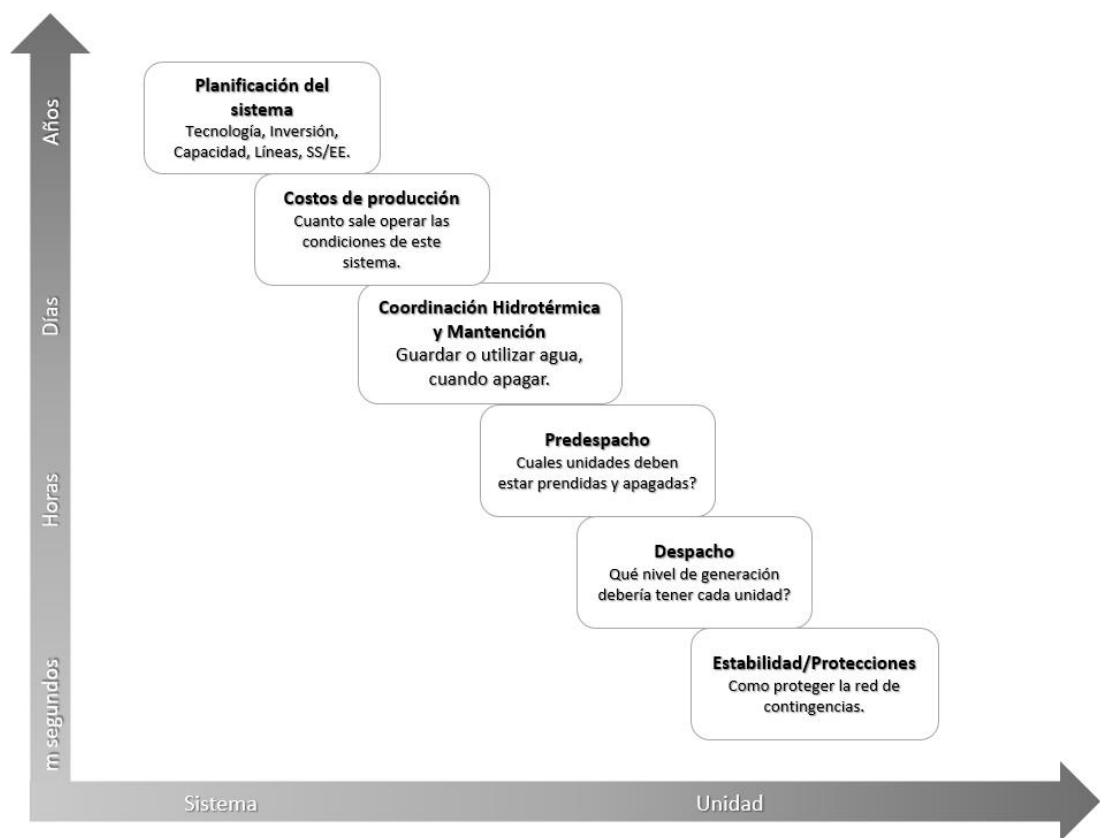


Figura 2-6: Programación según las ventanas de tiempo.

Desde fracciones de segundo hasta menos de una hora, los modelos implementados en las diversas simulaciones son utilizados para realizar aquellos estudios que permitan una operación segura y confiable en diversas condiciones, ya sean normales o bajo contingencias. La función de una escala de tiempo tan pequeña, desde fracciones de segundo hasta menos de una hora, es la de mantener en los márgenes adecuados voltaje y frecuencia. Desde minutos hasta horas, el despacho económico tiene por función establecer los niveles de generación para cada una de las unidades encendidas, de manera

de poder satisfacer la demanda requerida. Para las ventanas de tiempo de un par de horas hasta semanas, la misión es determinar el calendario de apagado y encendido de las unidades que otorguen el mínimo costo de operación del sistema, lo anterior, sujeto a diversas restricciones de operación (mínimos tiempos de prendido y apagado, máximos y mínimos técnicos, tiempos de toma de carga, entre otros). Desde un mes hasta un par de años, es necesario determinar la mantención de las diversas unidades de generación, de manera de poder otorgar la confiabilidad pertinente a cada uno de estos elementos. A lo anterior, es necesario agregar los estudios referentes a la coordinación hidro-térmica, determinando de buena manera el uso del agua que otorgue la operación óptima del sistema. Para aquellas ventanas de tiempo anuales, se determina el costo esperado de operación del sistema en cuestión, usando diversos escenarios asociados a los costos de producción. Por último, para aquellas ventanas de tiempo con horizontes mayores, se determina la expansión del sistema, decidiendo en qué tecnologías invertir, la capacidad de éstas, la inversión y puesta en operación de cada una, la inversión en nuevas líneas y subestaciones, entre otras variables.

2.2.2. Planificación del sector eléctrico

En el presente trabajo es necesario comprender detalladamente la planificación que se realiza del sistema eléctrico. El TEP^{xiii} consiste principalmente en la determinación de la cantidad de líneas nuevas y subestaciones que deben incorporarse en el sistema eléctrico para garantizar un nivel adecuado y óptimo del suministro de energía a los clientes, teniendo en consideración criterios de confiabilidad, nuevas capacidades en cuanto a generación y el crecimiento de la demanda prevista. En general, la función objetivo de este tipo de problemas consta de la minimización de costos de inversión, operación y costos de energía no suministrada [11]. Actualmente, en los problemas TEP, se evalúa el beneficio que traería integrar sistemas de almacenamiento (BESS) en su planificación, otorgando seguridad, confiabilidad y retrasando el refuerzo en líneas de transmisión [12][13].

En cuanto al GEP^{xiv}, este tiene relación directa con la inversión que se realiza en la generación de energía, planificación que debe abordar diversos aspectos como el tipo de tecnologías de energía a implementar, capacidad a instalar, ubicación y tiempo en la construcción de nuevas plantas de generación de energía [14]. Todo esto, sujeto a una minimización del costo total en un largo horizonte de planificación, típicamente de 10 a 30 años, satisfaciendo una serie de restricciones asociadas a la proyección de demanda, confiabilidad, seguridad e incertidumbre del sistema [14].

El GEP en sus inicios abordó las necesidades de los sistemas de energía centralizados, con empresas de electricidad estatales con monopolios en los sectores de generación, transmisión, distribución y venta de energía. Sin embargo, tanto la liberación de los mercados eléctricos como los desarrollos tecnológicos han llevado a una rápida transformación de los sistemas eléctricos [15]. Algunos desafíos que en la actualidad el GEP está teniendo son:

^{xiii} Por sigla en inglés: *Transmission Expansion Planning*.

^{xiv} Por sigla en inglés: *Generation Expansion Planning*.

- Integración conjunta del sistema de generación y transmisión
- Integración de vehículos eléctricos.
- Integración de GEP con la operación de sistemas de energía a corto plazo.
- Consideración de sistemas de almacenamiento en el GEP.
- Respuesta de la demanda ante la consideración GEP.
- Implicaciones políticas sobre las inversiones en energía, destacando el papel del suministro de seguridad.

En su formulación extendida, GEP es un problema de programación no lineal entero mixto altamente restringido y de gran tamaño, cuyo óptimo global solo puede alcanzarse mediante una enumeración completa [16]. Es por esto que, para la determinación de la solución óptima, se requeriría la prueba de cada combinación posible de opciones candidatas en el horizonte de planificación. La enorme sobrecarga de cálculo de tal enfoque ha obligado a los investigadores a emplear simplificaciones del modelo analítico y resolverlo utilizando varios métodos sofisticados de optimización y meta heurísticas durante las últimas décadas.

2.2.3. Métodos de optimización en GEP

El problema GEP es complejo, no lineal y de gran escala, en el cual se deben evaluar gran cantidad de soluciones en cuanto a tecnologías, capacidad y ubicación. Una solución efectiva y precisa del problema GEP es de suma importancia para planificar de buena manera el sistema eléctrico, teniendo presente ciertas restricciones asociadas, como son niveles de seguridad y emisiones en el sistema. Inicialmente, el objetivo del problema GEP era buscar el esquema más económico que pudiera proporcionar un suministro adecuado de electricidad para satisfacer el crecimiento de la demanda proyectada, sujeto a una serie de restricciones durante un período de tiempo a planificar. Los modelos LP^{xv} no pueden lidiar de manera satisfactoria con la gran cantidad de restricciones inherentes a un problema GEP realista. También, la necesidad de una mayor precisión en el modelado descubrió relaciones no lineales entre las variables de decisión y la función objetivo [17]. Dado este problema, se plantean diversos métodos de resolución para el problema matemático que plantea el GEP, los cuales son [14]:

- **Optimización matemática:** Con la optimización matemática se determina un plan de expansión óptimo utilizando un procedimiento de cálculo que resuelve una formulación matemática estricta del problema. Con la imposibilidad que se tiene para considerar todos los aspectos del problema de planificación, se deben realizar simplificaciones sustanciales para obtener un plan óptimo. Actualmente, se han propuesto varios métodos para la obtención de soluciones factibles y óptimas para el GEP, utilizando principalmente

^{xv} En sus siglas en inglés: *Linear Optimization*

técnicas de optimización tales como: programación lineal, programación dinámica, programación no lineal y entera mixta.

- **Optimización heurística:** El término heurístico significa hallar o inventar. La optimización en este tipo de estrategias se realiza paso a paso, en donde se generan, evalúan y se seleccionan opciones de expansión con o sin la ayuda del usuario. En este tipo de optimizaciones principalmente se realizan búsquedas locales de acuerdo con reglas lógicas y/o sensibilidades. Estas reglas se ocupan para generar y clasificar las opciones durante la búsqueda de la solución. El proceso se realiza hasta que no se encuentra un plan mejor teniendo presente los criterios de evaluación que se plantearon en un inicio. Algunas desventajas de este tipo de optimizaciones recaen principalmente en las aproximaciones que se pueden llegar a obtener del valor realmente óptimo, y el tiempo de simulación también puede ser mayor que en el caso con optimización matemática.
- **Optimización metaheurística:** Este tipo de métodos integran características asociadas a optimizaciones del tipo matemática y heurística, de manera de realizar una combinación óptima de ambas.

De lo anterior explicado se puede comprender que el problema asociado a la planificación de la expansión de un sistema eléctrico es un problema sumamente complejo, con una gran cantidad de variables de decisión. Sin embargo, pese a lo anterior, el problema se puede abordar de diferentes formas que permiten una solución óptima (ya sea local o globalmente) y eficaz, buscando al mismo tiempo que la optimización del problema se realice en un tiempo adecuado.

2.2.4. Modelación de la planificación de la expansión en Generación

El proceso de planificación en generación requiere la modelación de la operación del sistema considerando los costos asociados a este proceso, para todo el horizonte de estudio, teniendo en cuenta al mismo tiempo, las opciones de inversión de diversas tecnologías de generación y los costos asociados a cada una de ellas. Una modelación detallada del proceso de operación requeriría la consideración de un predespacho, en donde se realice de manera óptima la programación para cada día de las centrales que participarán en suplir la demanda del sistema, pero la consideración de este nivel de detalle implicaría un problema altamente complejo, con una gran cantidad de restricciones y variables, en donde se deberían tomar en cuenta los tiempos mínimos de prendido y apagado de centrales, tasas de toma de carga, entre otras variables. Debido a lo anterior, es que típicamente la operación se resuelve de manera simplificada.

En Chile se tiene una gran capacidad de embalses, esto hace tener en consideración dentro de las restricciones del GEP el uso del agua. El uso eficiente del agua depende fuertemente de la hidrología presente y afecta directamente al despacho. Es por lo anterior

que varios modelos a largo plazo consideran varios escenarios hidrológicos, de manera de que la expansión en generación pueda sobrellevar una diversa gama de escenarios hidrológicos posibles.

Relajando las restricciones a corto plazo, ya sea mínimos técnicos, costos de encendido y apagado, tiempos de operación, entre otros, la forma más económica de operar un sistema que es puramente térmico es satisfaciendo la demanda con aquellas centrales que poseen menores costos de operación. En la mayor parte de los estudios de planificación de la expansión se suelen utilizar bloques mensuales para modelar la curva de demanda que se busca suplir en cada periodo de tiempo [4]. Con esta representación simple de la operación del sistema, el problema de planificación puede ser resuelto mediante programación entera mixta. La función objetivo que busca *minimizar la planificación de la generación* es la observada en la Ecuación (2-1).

$$FO = \min[C_{op}^{Inicial} + C_{op}^{NT} + C_{falla} + C_{inv}] \quad (2-1)$$

Esta función objetivo busca minimizar los costos operacionales totales (tanto de la matriz energética inicial y de las nuevas tecnologías), los costos por potencia no servida y los costos de inversión de las diversas tecnologías candidatas. Un concepto importante de la Ecuación (2-1) es el *Costo Total de inversión anualizado*, el cual da cuenta de las cuotas en que se divide el pago total de una inversión. Este término es importante debido a que las inversiones en proyectos de generación típicamente son llevados a cabo por préstamos de bancos. La Ecuación (2-2) entrega el valor de la cuota correspondiente a cada tecnología de generación.

$$C_f = C_{inv} \frac{r}{1 - (1 + r)^{-i}} \quad (2-2)$$

El costo total de inversión anualizado estará dado por la Ecuación (2-3).

$$I_g = C_f + C_{coma} \quad (2-3)$$

Donde C_{coma} es informado directamente en $\frac{USD}{MW/Año}$.

Tabla 2-1: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$C_{op}^{Inicial}$	Costos operacionales de la matriz energética inicial
C_{op}^{NT}	Costos operacionales de las nuevas tecnologías instaladas

Variables	Descripción
C_{falla}	Costos de energía no servida
C_{inv}	Costos de inversión de las nuevas tecnologías
r	Tasa de descuento
i	Vida útil

2.2.5. Restricciones asociadas a la planificación de la expansión en generación

En cuanto a las restricciones que se buscan satisfacer en el problema GEP, lo ideal sería poder integrar a esta planificación la operación a corto plazo del sistema modelado, de manera de que las decisiones de expansión tomen al mismo tiempo, las decisiones necesarias tanto para abastecer la demanda a largo plazo del sistema (suficiencia y seguridad del sistema) y los comportamientos temporales que sufre el sistema eléctrico a corto plazo (restricciones técnicas de las unidades de generación).

Como se comentaba en secciones anteriores, el nivel de complejidad, en cuanto a restricciones del problema GEP, no puede ser excesivamente elevado. Existe un compromiso entre el nivel de detalle de las simulaciones y los requerimientos de computación, esto hace imposible, a la fecha, una planificación a largo plazo con todas las consideraciones que se requieren, tanto de largo como de corto plazo. Las restricciones más importantes que debería cumplir el problema de planificación son:

- **Balance de Potencia:** Es necesario que, en cada periodo de tiempo t a evaluar, la suma de generación de las centrales debe ser suficiente para satisfacer tanto la demanda del sistema y las pérdidas asociadas al sistema de transmisión. Dentro de esta restricción se debe encontrar una variable de falla que cumpla con el balance en caso de que la matriz energética no pueda hacerlo (por ejemplo, una salida intempestiva de centrales, mantenciones, ausencia de recursos renovables, entre otros) y sea económicamente eficiente que ello suceda. Por ejemplo, para un sistema uninodal se tiene la Ecuación (2-4).

$$\sum_{g=1}^G P_{g,t} + P_{f,t} = D_t \quad \forall t \quad (2-4)$$

- **Límites de potencia en generadores:** La generación realizada por cada unidad generadora térmica no debe sobrepasar lo que sus límites técnicos permiten. Si es que una unidad se encuentra despachada ésta debe encontrarse entre su mínimo técnico y su máximo técnico. Esto se puede observar en la Ecuación (2-5)

$$\underline{P}_g \leq P_{g,t} \leq \bar{P}_g \quad \forall t \quad (2-5)$$

- **Límites de generación en generadores renovables:** La generación variable está limitada principalmente por la disponibilidad del recurso primario, ya sea solar o eólico. Estas limitaciones se observan en la Ecuaciones (2-6) y (2-7).

$$P_{g,t}^{solar} \leq P_{max}^{solar} \cdot Rad_{solar,t} \quad \forall t \quad (2-6)$$

$$P_{g,t}^{eólico} \leq P_{max}^{eólico} \cdot Disp_{viento,t} \quad \forall t \quad (2-7)$$

- **Requerimientos de reserva para control primario:** La gran integración renovable que están afrontado los diversos sistemas eléctricos del mundo requiere de un nivel de reserva que sobrelleve el nivel de incertidumbre que integran las tecnologías de generación variable, conjunto también a otro tipo de variables, por ejemplo, la variabilidad de la demanda, salidas intempestivas de centrales, entre otros (ya que si no se enfrentaran estos problemas, la operación segura del sistema se vería afectada siendo extremadamente difícil mantener en todo instante el equilibrio entre oferta y demanda). Esta reserva que buscar balancear generación y demanda tiene que ser provista tanto para situaciones normales^{xvi}, como también bajo situaciones de contingencia^{xvii}, necesitando en este último caso, niveles de reserva superiores. La restricción para una reserva primaria se observa en la ecuación (2-8).

$$R_t^{Primaria\ necesaria} \leq \sum_{i=1}^{Cp} R_{i,t}^{Primaria} \quad \forall t \quad (2-8)$$

- **Requerimientos de reserva para control secundario:** Luego de sobrellevar una fluctuación en frecuencia, en donde principalmente se busca balancear generación y demanda, es necesario llevar la frecuencia al valor nominal, esto se logra ajustando de mejor manera los despachos de las centrales que participan en el control de frecuencia. La restricción para este tipo de control se observa en la ecuación (2-9).

^{xvi} Situaciones normales implican fluctuaciones de 0.2 [Hz] en la frecuencia del sistema. Esto puede ser producido, por ejemplo, por la variabilidad diaria de la demanda.

^{xvii} Situaciones bajo contingencia implican fluctuaciones de 0.7 [Hz] en la frecuencia del sistema. Esto puede ser producido, por ejemplo, ante la desconexión de grandes generadores del sistema eléctrico de manera intempestiva.

$$R_t^{Secundaria\ necesaria} \leq \sum_{i=1}^{Cs} R_{i,t}^{Secundaria} \quad \forall t \quad (2-9)$$

- **Límites de reserva primaria y secundaria:** Es necesario tener en cuenta que las centrales que participan en el control primario y secundario tienen ciertas limitaciones en cuanto a la reserva que pueden otorgar. Estos límites se observan en las ecuaciones (2-10) y (2-11).

$$\underline{R}_i^{Primaria} \leq R_{i,t}^{Primaria} \leq \overline{R}_i^{Primaria} \quad (2-10)$$

$$\underline{R}_i^{Secundaria} \leq R_{i,t}^{Secundaria} \leq \overline{R}_i^{Secundaria} \quad (2-11)$$

Tabla 2-2: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$P_{g,t}$	Potencia despachada por el generador g al tiempo t .
$P_{f,t}$	Potencia no suministrada en el tiempo t .
D_t	Demanda en el tiempo t .
$\underline{P}_g, \overline{P}_g$	Límites máximos y mínimos de la unidad térmica g .
p_{max}^{solar}	Potencia máxima de la unidad solar.
$p_{max}^{eólico}$	Potencia máxima de la unidad eólica.
$Rad_{solar,t}$	Radiación solar directa en la unidad solar en el tiempo t .
$Disp_{viento,t}$	Disponibilidad de viento en la unidad eólica en el tiempo t .
$R_{i,t}^{Primaria}$	Reserva primaria asignada a la unidad candidata i en el tiempo t .
$R_{i,t}^{Secundaria}$	Reserva secundaria asignada a la unidad candidata i en el tiempo t .
$R_t^{Primaria\ necesaria}$	Reserva primaria necesaria en el tiempo t .
$R_t^{Secundaria\ necesaria}$	Reserva secundaria necesaria en el tiempo t .
$\underline{R}_i^{Primaria}, \overline{R}_i^{Primaria}$	Límites máximos de reserva primaria que puede dar la unidad candidata i .
$\underline{R}_i^{Secundaria}, \overline{R}_i^{Secundaria}$	Límites máximos de reserva secundaria que puede dar la unidad candidata i .

Variables	Descripción
G	Unidades de generación disponibles
Cp	Unidades candidatas a control primario de frecuencia.
Cs	Unidades candidatas a control secundario de frecuencia.

Es necesario tener en claro que el problema relacionado al GEP puede ser tan complejo como uno lo quiera, es por esto que, dependiendo del nivel de detalle que se considere en el problema de optimización, se tendrá una cierta necesidad en computación y tiempo de simulación.

2.3. Alta integración de generación renovable en sistemas eléctricos.

Es necesario tener en consideración para una planificación de sistemas eléctricos la gran integración de generación renovable que tendrá el futuro, lo anterior, motivado por la baja en cuanto a sus costos de inversión y la necesidad de generación de energía limpia para el desarrollo del mundo. Es por la razón mencionada que se hace necesario entender de qué manera impacta a los sistemas eléctricos un alto nivel de integración VRE, entendiendo desde un principio las características de las VRE en el sistema eléctrico. Es importante destacar que la demanda siempre ha sido una variable que posee este tipo de características y es por lo mismo que el Coordinador Eléctrico Nacional realiza constantemente estudios de reserva relacionados a esta variable año a año [18].

2.3.1. Características de las VRE

Debido a la integración de ciertas políticas que incentivan la adopción de energías renovables^{xviii} es que las proyecciones futuras pronostican un aumento sustancial en la capacidad instalada de VRE.

A diferencia de los recursos convencionales, no renovables, la producción de energía solar, eólica, oceánica y de algunos recursos hidroeléctricos, varía según la disponibilidad del recurso primario. Esta energía no se puede almacenar sin la integración de un sistema de almacenamiento que acumule la energía excedentaria [19]. Debido a lo anterior, es que estos recursos se consideran variables, dependiendo fuertemente de la disponibilidad de su recurso. Hay dos atributos importantes que pueden afectar la confiabilidad del sistema de energía si no se abordan de manera adecuada:

^{xviii} Por ejemplo, para el caso de Chile, la ley 20,698 instaure ciertos niveles de generación que deben ser suplidos específicamente por tecnologías renovables.

- **Variabilidad:** Las VRE cambian su generación según la disponibilidad del recurso primario, esto da como resultado grandes fluctuaciones en su rendimiento en todas las escalas temporales.
- **Incertidumbre:** La magnitud y el tiempo de salida de generación variable es menos predecible que para la generación tradicional convencional.

Para la generación solar, la radiación es variable debido al constante cambio de la posición del sol a lo largo del día y estaciones del año. La salida y puesta del sol lleva a cambios en la generación solar que varían en gran cantidad, por ejemplo, en el caso de la salida del sol, la generación solar puede pasar de 0% de generación a un 40-60% de la capacidad instalada del arreglo PV en una hora, en los casos más extremos. Esto se puede evidenciar en la Figura 2-7, donde se observa el histograma asociado a los cambios de generación en porcentaje de una hora a otra, con respecto a su capacidad total instalada, para la central el Romero de 196[MW] nominales para el año 2017.

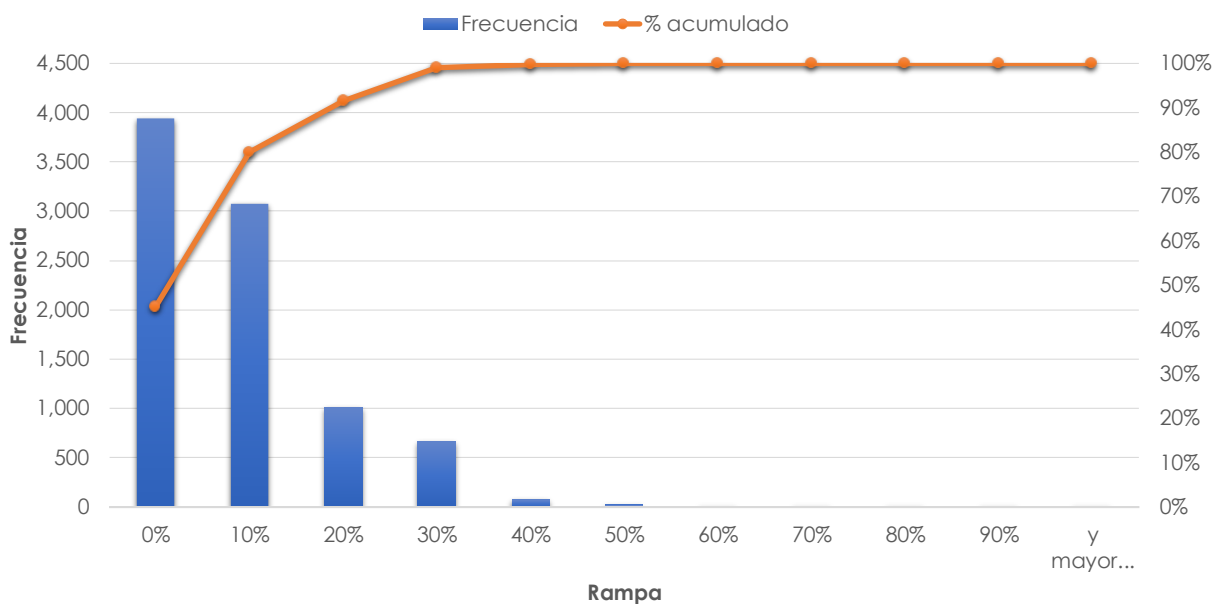


Figura 2-7: Histograma asociado a los cambios en generación, en porcentaje, de una hora a otra para central El Romero 196[MW] nominales [7].

La existencia de nubosidad también implica grandes cambios en la generación a corto plazo (segundos a minutos), donde los cambios en la generación solar debido al paso de una nube pueden exceder el 60% de la capacidad instalada en cosa de segundos [20]. La mitigación de la variabilidad de la energía solar puede abordarse de ciertas maneras, por ejemplo, la ubicación de paneles fotovoltaicos alejados unos de otros, de manera que al ocurrir el paso de una nube el impacto en cuanto al cambio en generación, en el corto plazo, sea mucho menor si es que los paneles fotovoltaicos se encontraran juntos. También se puede mitigar la variabilidad del recurso solar al instalar gran cantidad de centrales

fotovoltaicas ubicadas en diversas zonas geográficas, como se puede observar en la Figura 2-8 y en la Figura 2-9, en donde se observa que la variabilidad de la irradiancia solar baja, tanto en segundos como en horas, para una mayor cantidad de localizaciones de medición en Estados Unidos.

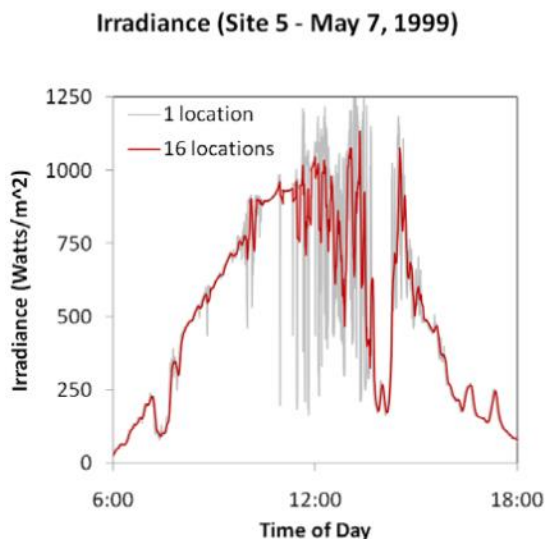


Figura 2-8: Irradiancia para diversas ubicaciones en un día [20].

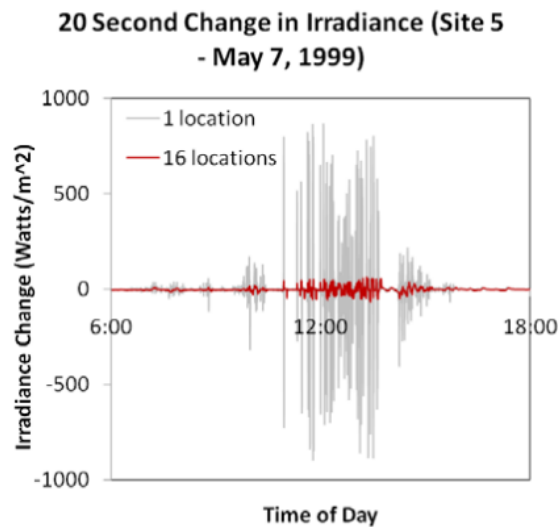


Figura 2-9: Irradiancia para diversas ubicaciones, horizonte 20 segundos [20].

La energía eólica introduce un componente dinámico al suministro de energía al igual que la solar. Este tipo de energía presenta una gran cantidad de desafíos para los operadores del sistema que buscan mantener un suministro constante y seguro. La predicción de energía eólica presenta menos capacidad de predicción que la solar ya que es difícil encontrar un patrón diario para la velocidad del viento, aun así, estudios revelan que agregar proyectos ubicados en diversos puntos geográficos reducen en gran medida la variabilidad de la energía eólica [21], teniendo al mismo tiempo a favor, en el caso de Chile, la gran extensión y diversidad de climas presentes en un mismo día a lo largo del territorio nacional. Lo anterior se puede evidenciar en la Figura 2-10, donde se puede observar el histograma acerca de los cambios en velocidad de viento en porcentaje^{xix}, de una hora a otra, para mediciones realizadas solamente en la zona centro de Chile (específicamente para Santiago) y una medición conjunta para tres zonas de Chile, que representan el norte (Antofagasta), centro (medición igual a la realizada de manera individual) y sur (Concepción) del territorio nacional.

^{xix} Estos cambios de viento se encuentran disponibles en el Explorador Eólico, herramienta computacional realizada por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

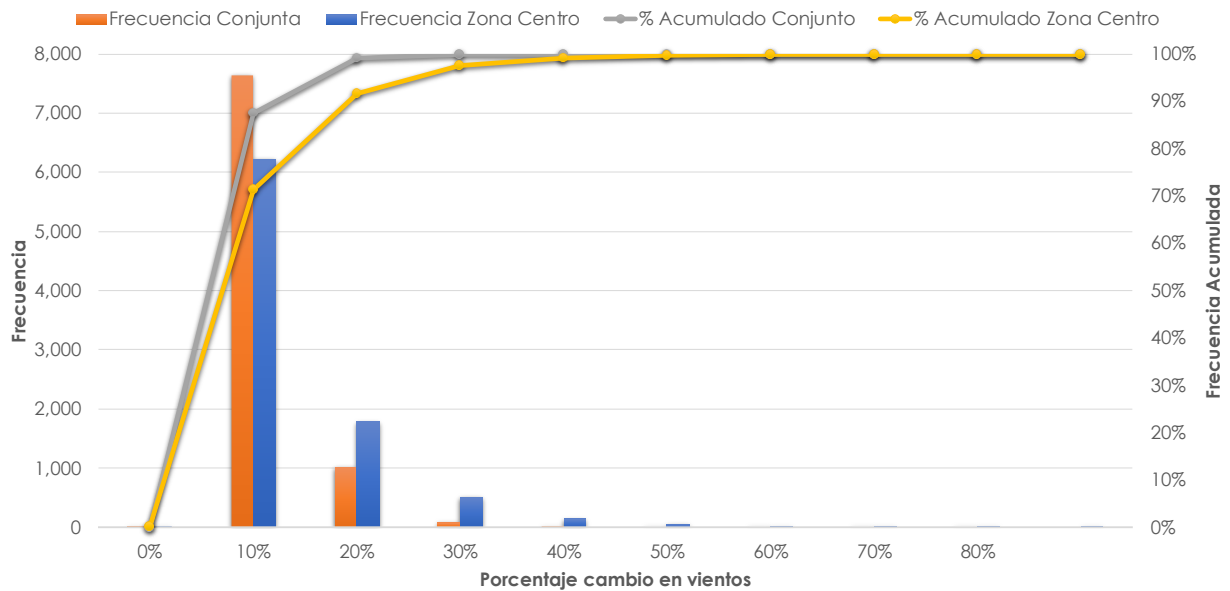


Figura 2-10: Histograma asociado a los cambios en la velocidad de vientos en porcentaje, tanto para una conjunto de zonas como para una zona en particular, de una hora a otra [22].

De la Figura 2-10 se puede observar que las mediciones relacionadas al viento agregado, es decir, de las mediciones de viento realizadas para las tres zonas de Chile, presenta una menor variabilidad en cuanto a los cambios de viento en comparación a las mediciones realizadas solamente para la zona centro del país. De las mediciones conjuntas, se observa que el 95% de los casos en variación de rampa (suma acumulada en frecuencia) se concentra entre el 10%-20%. En cambio, para aquellas mediciones realizadas solamente para la zona centro del país, se observa que el 95% de los casos en rampa (suma acumulada en frecuencia) se concentran entre el 30%-40%, observando una diferencia notoria en comparación a mediciones conjuntas.

2.3.2. Impactos en sistemas eléctricos ante una alta integración de generación variable.

La consideración de la flexibilidad del sistema ha existido desde la integración de fuentes de energía renovable en la mezcla de generación de energía a gran escala. La flexibilidad se puede definir como la capacidad de un sistema de desplegar sus recursos para responder a los cambios en la carga neta, donde la carga neta se define como la carga restante del sistema no servida por la generación variable. Los recursos energéticos no despachables, debido a sus ciclos naturales, pueden fluctuar en escalas de tiempo corto durante el día (por ejemplo, cada hora), esto requiere diferentes estrategias de gestión. Algunas estrategias de gestión propuestas son [23]:

- Aumentar la capacidad de la red.
- Implementar conexiones fronterizas (interconexiones internacionales).
- Respuesta eficiente del lado de la demanda.
- Capacidad de generación más flexible.
- Mezcla de diversos recursos energéticos renovables.
- Mejorar el pronóstico y modelación de las fluctuaciones naturales.

En cuanto a los impactos dentro de los sistemas eléctricos a corto plazo, estos se centran en el aumento en los requisitos de reserva y bajas en los límites de producción de las unidades térmicas. El aumento en los cambios de demanda neta hora a hora y la dinámica relacionada a cada una, requiere obligar a las plantas térmicas, especialmente a las unidades de vapor, a enfrentar sus limitaciones de velocidad de rampa. En consecuencia, se necesitan unidades térmicas adicionales mucho más flexibles capaces de acomodar los nuevos requisitos de rampa, de manera de no recortar la inyección renovable (energía sin emisiones y de muy bajo costo operacional).

La operación confiable del sistema de energía requiere una asignación de reserva adecuada, debido a la incertidumbre en la demanda y en la disponibilidad de suministro. Las reservas son la capacidad adicional mantenida (capacidad de generación instantánea), dando cuenta de la posibilidad de que haya unidades disponibles que respondan de manera rápida en generación, cuando la demanda es mayor de lo esperado o a la indisponibilidad de ciertas unidades generadoras. El pronóstico imperfecto de las tecnologías renovables puede aumentar los requisitos de reserva para el sistema, ya que los errores (dificultad de pronóstico) en cuanto al manejo de la variabilidad e incertidumbre de ciertos recursos primarios aún es elevado [23].

Además de la tendencia de aumento de la reserva, debido a la creciente tasa de penetración de energía renovable, el límite mínimo de producción y los tiempos mínimos de encendido y apagado de centrales térmicas crea otro problema operativo a corto plazo. La producción de energía no despachable en redes altamente penetradas por energía variable, puede satisfacer toda la demanda durante algunos periodos de tiempo en el día, implicando una reducción en los costos de operación debido al costo variable nulo de estas tecnologías. Lo anterior, causa que la carga base del sistema eléctrico, tales como carbón, centrales nucleares (en aquellos países en donde poseen este tipo de tecnologías), entre otras, disminuyan fuertemente sus mínimos técnicos establecidos, de manera de permanecer como respaldo (generando poca cantidad de energía) ante situaciones de baja inserción de energía variable. A esta situación se suma el prendido de otras unidades de generación para abastecer la rampa requerida en aquellos bloques horarios de ausencia de energía renovable (que puede ocurrir de un momento a otro). Todo esto, recae en sobre costos asociados a mantenimientos en las unidades de generación, existiendo un balance entre costos variables nulos en ciertos periodos de tiempo y una mayor cantidad de costos en mantenimientos de unidades generadoras [24].

Todo lo anterior mencionado se puede observar en el despacho diario, específicamente en la demanda neta, que se refiere a toda la demanda que no es posible

abastecer con energías renovables^{xx}. Según los escenarios de la PELP 2019, para un caso con una hidrología seca (que son las hidrologías a las que actualmente se ve afecta la matriz energética de Chile) se proyecta una participación de al menos un 73% de tecnologías renovables (capacidad renovable en comparación a la capacidad total) en la generación de electricidad para el año 2030 (para los cinco escenarios energéticos proyectados). Este cambio afectará al sistema eléctrico en los factores anteriormente mencionados, aumentando los requerimientos de rampa durante el día y precisando menores mínimos técnicos.

2.3.3. Requerimientos de reserva para complementar penetración VRE.

Los requerimientos de reserva cada vez son más importantes para una operación segura y confiable del sistema eléctrico. El aumento de la integración de tecnologías renovables ha aumentado la incertidumbre y la variabilidad en la operación, llevando consigo un aumento en los requerimientos de reserva.

Las reservas dentro del sistema eléctrico son necesarias para sobrellevar las desviaciones en frecuencia producidas inesperadamente en la operación. Estas situaciones pueden ir desde la salida intempestiva de grandes generadores o mayores requerimientos de rampa ante grandes inserciones VRE. La reserva asociada al control primario de frecuencia busca mantener la frecuencia de operación en torno a la frecuencia de referencia, lo anterior, ante situaciones normales y de contingencia. En cuanto a la reserva asociada al control secundario, busca llevar la frecuencia de operación a su valor nominal, actuando en una ventana de tiempo de diez minutos, luego de la actuación del control primario.

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio^{xxi} establece que la dirección de operación, relacionada al coordinador eléctrico, debe realizar un estudio denominado *Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*, cuya periodicidad será al menos anual y tiene por objetivo efectuar la verificación del cumplimiento de los estándares SyCS^{xxii}. Entre los objetivos de este estudio se encuentran:

- Definición de los requerimientos de reservas para CPF y CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente norma técnica.
- Asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes en el CPF y CSF.
- Evaluación del desempeño del control de frecuencia y la cantidad de recursos para el control de frecuencia.

^{xx} Comportamiento de la demanda neta. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema>

^{xxi} https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf

^{xxii} Por sus siglas en español, Seguridad y Calidad de Servicio

- Correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares SyCS.

En cuanto a las centrales que participan en el control de frecuencia en la zona norte, solamente hay centrales térmicas que pueden permitir una holgura en despacho (ya que centrales renovables no pueden aportar en reserva^{xxiii}), por lo que la reserva en esta zona es abastecida únicamente por unidades térmicas. A diferencia de ello, en la zona centro-sur, dentro de las candidatas también se cuenta con centrales hidráulicas, las que en su mayoría corresponden a centrales de embalse. La participación en reserva de unidades térmicas e hidráulicas para la zona centro-sur para el año 2018 se puede observar en la Figura 2-11 y en la Figura 2-12, en donde se muestra la participación en la reserva primaria de las centrales, dividido por tecnología, correspondiendo la primera de ellas a una participación mensual y la segunda al resumen anual.

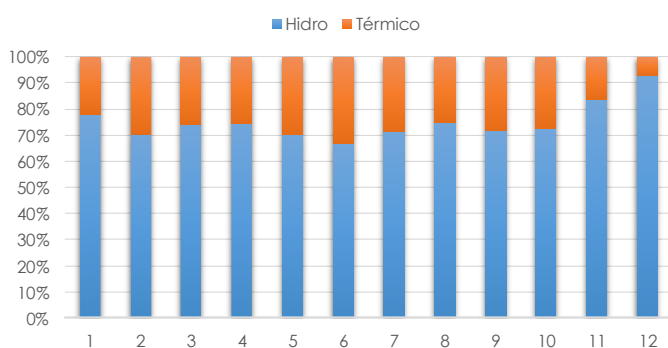


Figura 2-11: Participación Mensual de reservas en el SIC, para el 2018.

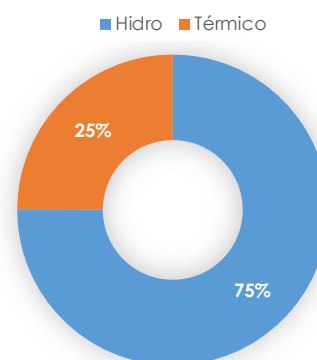


Figura 2-12: Participación Anual de reservas en el SIC, 2018.

De estas Figuras es posible identificar la gran participación que tienen las unidades hidráulicas en los requerimientos de reserva. El año 2018 tuvo una condición hidrológica con una probabilidad de excedencia^{xxiv} del 92%, siendo reconocida como *Hidrología Seca*. Ante hidrologías adversas, el uso de agua se vuelve más costoso, utilizándose menores unidades hidráulicas en el despacho. Esto genera que la disponibilidad en volumen de los embalses aumente, siendo estos los que principalmente aportan en la reserva del sistema. Cabe recalcar que actualmente se evalúan requerimientos sistémicos en reserva.

^{xxiii} Las centrales renovables, típicamente solares y eólicas, no permiten una participación en la reserva del sistema, debido a que su potencia depende exclusivamente de la disponibilidad del recurso primario. Si éste no está presente, las centrales no pueden generar energía (por ende, no pueden prometer reserva que realmente no sabrán si podrán dar o no).

^{xxiv} La probabilidad de excedencia (PE) corresponde al porcentaje de años de la muestra que son más húmedos que el actual (mencionado). PE superiores al 50% representan años relativamente secos e inferiores al 50% relativamente húmedos.

2.4. Sistemas de almacenamiento

Hoy en día la masiva integración que está teniendo la generación intermitente renovable caracterizada principalmente por bajos valores de capacidad y costos operacionales, acompañada de los incrementos potenciales en la demanda máxima debido a la electrificación del transporte y la calefacción, pueden conducir a una degradación significativa en cuanto a las redes de transmisión y distribución [25]. Actualmente en el sistema eléctrico, debido a las diversas políticas integradas y a la visión a futuro en cuanto al desarrollo de energía limpia, se han elevado los requisitos en cuanto a reserva operativa y la necesidad de flexibilidad ante una alta penetración de la generación renovable, necesitando un sistema eléctrico que pueda modificarse de manera rápida y eficaz ante diversas situaciones, una de ellas relacionada a los bloques horarios asociados al aumento y disminución de inyección ERNC.

El almacenamiento de energía eléctrica se define principalmente como el proceso de convertir la electricidad en una forma de almacenamiento más conveniente para volver a convertirla a electricidad cuando sea necesario. Actualmente, las tecnologías que más destacan en cuanto a almacenamiento son las centrales hidráulicas de bombeo y los sistemas de baterías. Los sistemas de almacenamiento ofrecen una variedad de aplicaciones en los sistemas eléctricos, algunos de estos son:

- Mitigación en incertidumbre de recursos renovables
- Aplicaciones en micro-red
- Mitigación en riesgos en el mercado eléctrico
- Control de frecuencia-voltaje
- Alivios de congestión en líneas
- Nivelación de carga y mejoramiento en estabilidad
- Servicios auxiliares

Según la capacidad del almacenamiento y sus niveles de descarga, dependerá qué tipo de servicios puede otorgar el sistema de almacenamiento, esto se puede observar en la Figura 2-13.

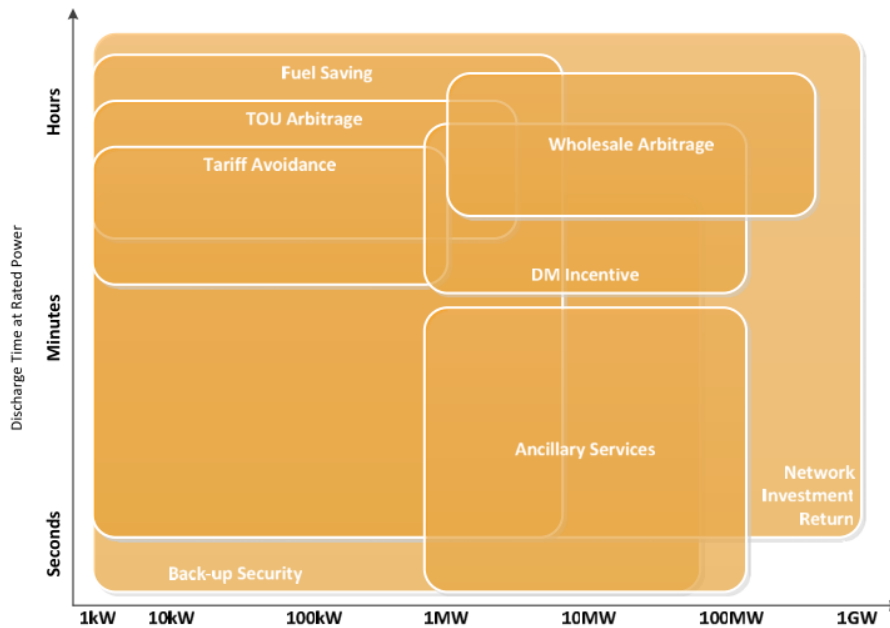


Figura 2-13: Capacidad y nivel de descarga requeridos según el servicio a otorgar [26].

Las tecnologías asociadas al almacenamiento tienen el gran potencial de soportar y sobrellevar la adopción de tecnologías asociadas a energías renovables no convencionales, debido a la capacidad de otorgar el almacenamiento de la energía excedentaria producida en los bloques horarios de mayor penetración renovable, bajando el nivel de incertidumbre que este tipo de tecnologías implementan en el sistema eléctrico.

Para entender de buena forma los beneficios que otorga el almacenamiento, es necesario considerar ciertos aspectos claves:

- **Diferentes horizontes temporales:** El almacenamiento puede otorgar beneficios tanto para disminuir los costos de inversión asociados a generación, debido a que la planificación a largo plazo buscaría satisfacer una demanda máxima menor (recorte de demandas en punta), como también disminuir los costos de operación aportando en la estabilidad del sistema ante desviaciones en frecuencia o voltaje, pudiendo participar en servicios complementarios.
- **Diferentes activos en el sistema:** Activos de generación, red de transmisión y red de distribución, son activos a los cuales la implementación de almacenamiento puede otorgar beneficios, ya que, por ejemplo, puede producir ahorros en cuanto a reforzamientos en redes de transmisión y distribución, conjunto también a los ahorros en activos de generación que busquen abastecer las demandas máximas en el sistema.

2.4.1. Tipos de Almacenamiento

Dependiendo de la energía que puede suministrar el sistema de almacenamiento, puede clasificarse en tres categorías [16]:

- **Transitorio:** Su carga y descarga ocurren en breves periodos, segundos principalmente, logrando participar en problemas de estabilidad de cortos periodos de tiempo, como lo son, por ejemplo, problemas de tensión. Algunos ejemplos son los superconductores, supercondensadores y almacenamiento de energía volante.
- **Corto Plazo:** Su carga y descarga ocurren en intervalos de minutos a horas, pudiendo participar en desviaciones en frecuencia, regulando generación con demanda y en diversos tipos de contingencias. En esta categoría se encuentran diversos tipos de baterías, por ejemplo, las de ion litio.
- **Mediano Plazo:** El almacenamiento puede durar horas e incluso días. Este tipo de almacenamiento se aprovecha en balances energéticos de gran duración. En este tipo de categoría se encuentran centrales hidráulicas a bombeo y los sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido.

Es importante tener en consideración las características que presentan los diversos sistemas de almacenamiento hoy existentes, de manera de aprovecharlos en aquellas situaciones que potencien sus diferentes ventajas. En la Figura 2-14 se puede observar de mejor manera lo anteriormente descrito, encontrando las situaciones que mejor se acomodan para cada tipo de almacenamiento.

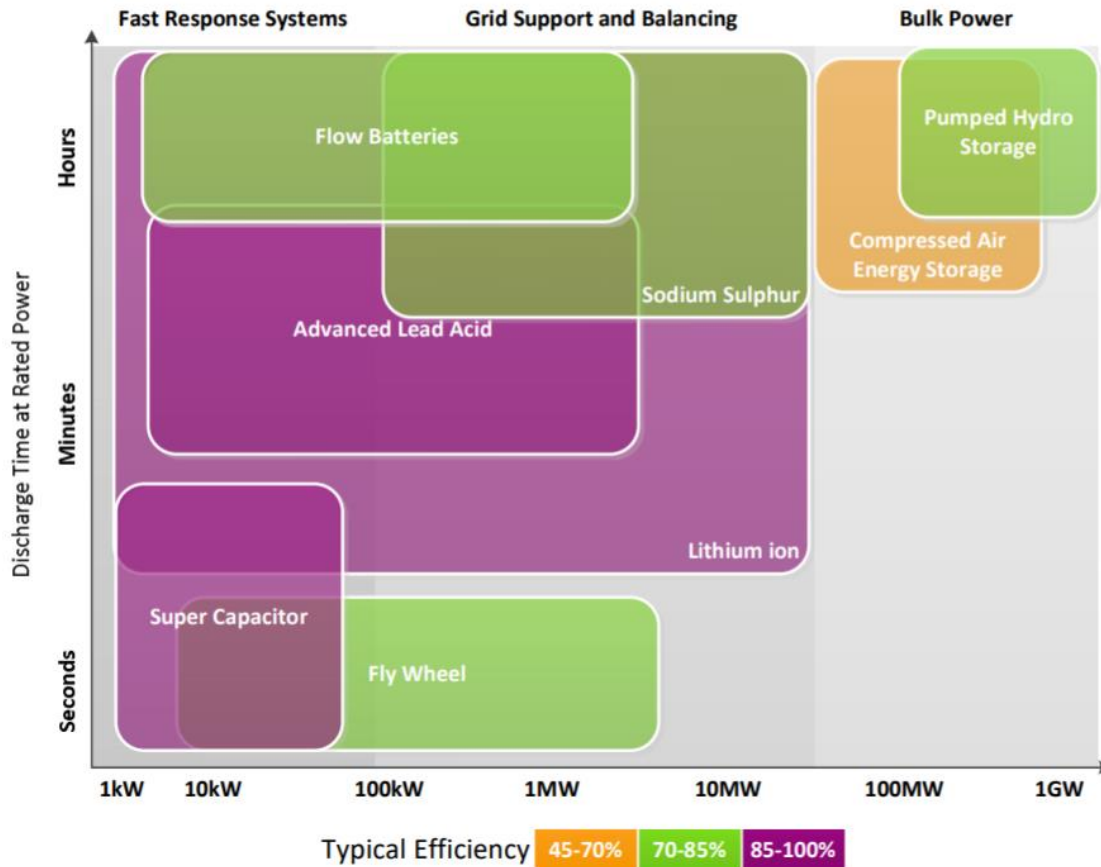


Figura 2-14: Tipos de almacenamiento según su situación de uso, conjunto a sus eficiencias [26].

En la Figura 2-14 hace falta hacer mención de las tecnologías CSP, las cuales, por sus características relacionadas a gran capacidad de almacenamiento y grandes tasas de descarga, serán posicionadas al igual que las PHS^{xxv} y CAES^{xxvi}. Las tecnologías CSP presentan una eficiencia energética que varía entre 70% a 80%, pudiendo llegar en algunos casos a órdenes del 85% [27].

El almacenamiento de energía se puede realizar de diferentes formas, desde mecánicas, hasta químicas o térmicas. Es importante tener en consideración cómo se almacena la energía en las diversas alternativas de almacenamiento, esto se puede observar en la Figura 2-15, donde se aprecian las diversas formas de almacenamiento de energía.

^{xxv} PHS: *Pumped Hydro Storage* por sus siglas en inglés.

^{xxvi} CAES: *Compressed Air Energy Storage* por sus siglas en inglés.

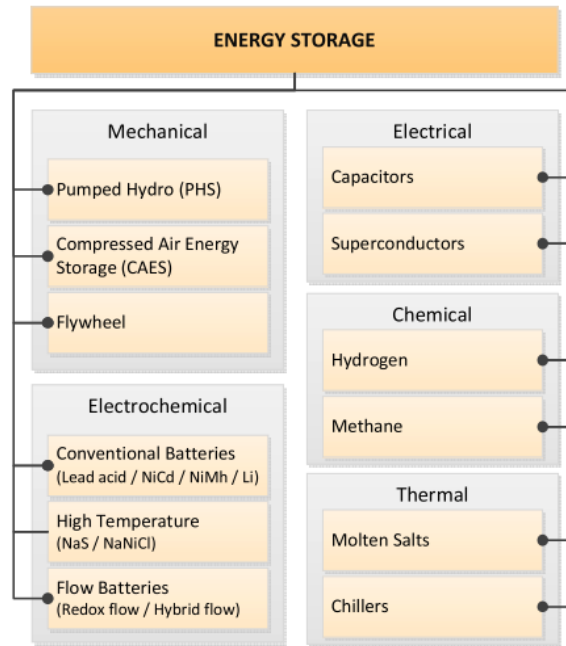


Figura 2-15: Tipos de almacenamiento de energía en sistemas de almacenamiento [26].

A continuación, se dará una explicación de algunos sistemas de almacenamiento descritos anteriormente, principalmente aquellos que pueden participar en los sistemas eléctricos de potencia a gran escala (por ejemplo, en el Sistema Eléctrico Nacional).

2.4.2. Sistemas hidráulicos de bombeo.

El almacenamiento de energía mediante sistemas hidráulicos de bombeo almacena energía en forma de energía potencial de agua que se bombea desde un depósito inferior a un depósito de nivel superior. En este tipo de sistema se utiliza energía eléctrica de bajo costo para hacer funcionar las bombas y elevar el agua desde el depósito inferior al superior [27]. Durante los periodos de alta demanda de energía, bloques de horario punta, se libera el agua almacenada para producir energía eléctrica. Una gran desventaja de esta tecnología es que depende fuertemente de las características del lugar geográfico, debido a que, si no se poseen las condiciones geográficas necesarias, no es posible un correcto funcionamiento de este tipo de tecnologías. Se puede observar en la Figura 2-16 un diagrama del funcionamiento de este tipo de tecnologías.

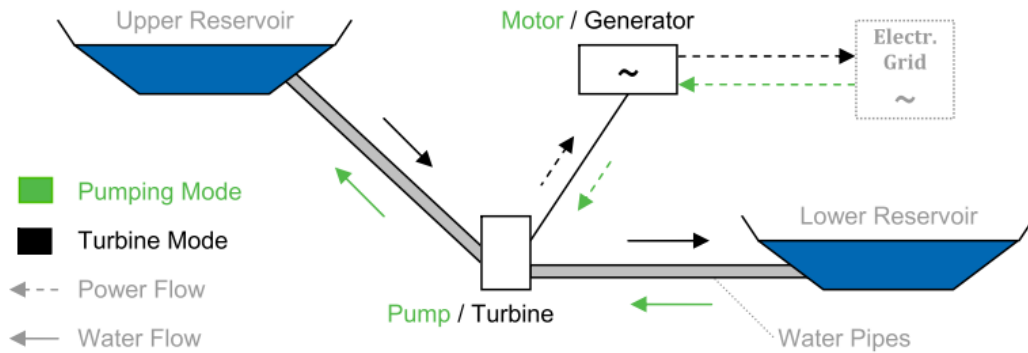


Figura 2-16: Diagrama de funcionamiento de una tecnologías PHS [16].

Actualmente es la tecnología más rentable para almacenar grandes cantidades de energía, pero los costos de capital y la presencia de una geografía adecuada son factores decisivos. El diseño de casi todas las plantas de energía PHS depende fuertemente de las características del sitio. Por ejemplo, al día de hoy en Chile se tiene el proyecto *Valhalla*. Este proyecto cuenta con 300[MW] de capacidad instalada, 8 horas de almacenamiento y una inversión de 385[MMUSD][28].

2.4.3. Almacenamiento de Aire Comprimido

El almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) ha ganado considerable atención mundial en los últimos años debido a su bajo costo y alta confiabilidad en los sistemas de almacenamiento a gran escala.

Un sistema CAES se refiere a un proceso de conversión de energía eléctrica en una forma de aire comprimido para el almacenamiento de energía, para posteriormente, transformar esa energía almacenada en electricidad en los bloques de horario punta. Un sistema de CAES convencional puede ser observado en la Figura 2-17.

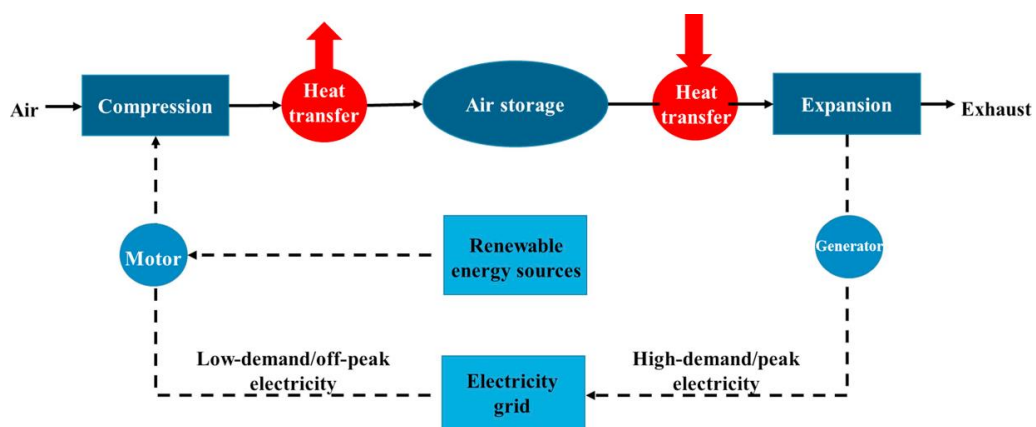


Figura 2-17: Diagrama de funcionamiento, CAES [29].

Durante el proceso de carga, el aire es presurizado por compresores que son impulsados por motores que utilizan energía renovable o consumos de energía realizados en bloques de baja demanda (retiros de energía desde el sistema). Antes del almacenamiento y la compresión, el aire comprimido fluye a través de intercambiadores de calor interconectados, disminuyendo su temperatura [29]. Durante los bloques de alto nivel de demanda, el aire comprimido se calienta a través de los intercambiadores de calor u otras fuentes de calor, produciendo trabajo en los expansores. El trabajo mecánico se convierte en energía eléctrica conectando generadores eléctricos al eje del expansor.

Hay cinco subprocesos principales que forman un sistema CAES:

- Compresión de aire
- Intercambios de calor durante carga/descarga
- Expansión de aire
- Almacenamiento de aire comprimido en recipientes a presión
- Transmisión mecánica entre motor, generador, compresor y expansor

2.4.4. Sistemas de concentración solar

Las plantas de energía solar concentradas (CSP) están ganando un interés creciente, tanto en la utilización de colectores cilindro parabólicos como en colectores de torres solares. Este tipo de centrales pueden generar y almacenar energía (ya que pueden generar directamente o guardar el calor disponible para utilizarlo en horas posteriores). A pesar de los beneficios de CSP, la variación diaria y mensual del flujo de irradiación solar es un inconveniente principal, en donde tecnologías del tipo CSP pueden obtener grandes fluctuaciones de energía a producir en días nublados [30].

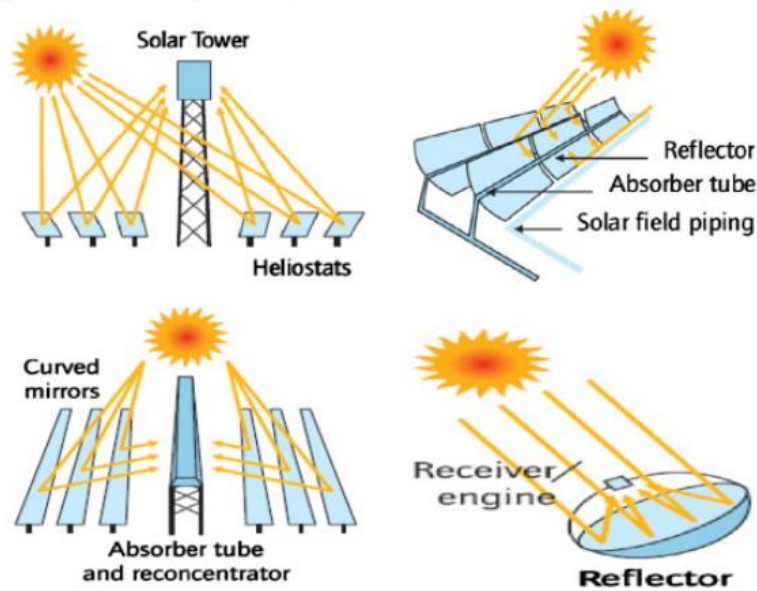


Figura 2-18: Tecnologías CSP actualmente disponibles [30].

Las tecnologías de concentración solar utilizan el calor proporcionado por la irradiación solar, concentrando ésta en un área pequeña. Usando espejos, la luz solar se refleja en un receptor donde el calor es recogido por un portador de energía térmica, en donde se puede decidir almacenar o usar directamente para alimentar una turbina y generar electricidad. Las tecnologías CSP son altamente prometedoras en regiones con alto DNI, en donde se evalúa que para regiones con más índices de radiación serían competitivas en satisfacción de demanda en punta para el 2020 y para satisfacer demanda base para el 2025-2030 [30].

Un diseño general de una planta de energía basada en CSP consiste en [31]:

- **Campo Solar:** El campo solar en una central eléctrica basada en CSP está directamente relacionada con la producción de energía térmica y la disposición de los colectores solares. El diseño del campo solar necesita la capacidad térmica de la planta de energía. El campo solar es el área donde se instalan los componentes de concentración solar de CSP y consta de cientos de conjuntos de colectores solares con sistemas de seguimiento capaces de recibir la radiación solar para proyectarlas a un punto específico. En términos de diseño, el parámetro más importante a considerar aquí es el denominado *Múltiplo Solar*, el cual representa el sobredimensionamiento de la instalación que capta la energía solar con respecto al tamaño del bloque de potencia (se absorbe más energía de la que se puede producir), lo anterior, con el fin de poder almacenar energía si se poseen las instalaciones adecuadas.

- **Almacenamiento térmico:** Las plantas CSP se pueden operar con o sin almacenamiento. Las centrales eléctricas con almacenamiento requieren un tanque separado para el almacenamiento térmico. En general, el almacenamiento térmico posee tres tecnologías: calor sensible, calor latente y almacenamiento termoquímico.
- **Bloque de potencia:** El bloque de potencia de las centrales eléctricas CSP tiene motores de combustión externa basados en el ciclo de Rankine^{xxvii}. Este bloque es el encargado de la generación de energía eléctrica por medio de energía térmica.

En el año 2014 en Chile se licitó el primer proyecto CSP de Latinoamérica ubicado en la región de Antofagasta. Este proyecto tiene por nombre Cerro Dominador y tiene una potencia instalada de 110[MW] con 17.5 horas de almacenamiento^{xxviii}.

Actualmente se encuentran tres proyectos^{xxix} con RCA^{xxx} aprobadas en Chile, demostrando que este tipo de proyectos actualmente son atractivos y se están formando las oportunidades para implementarlos.

2.4.5. Baterías

En términos generales, las baterías usan reacciones químicas con dos o más celdas electroquímicas que permiten el flujo de electrones. Su diseño consta principalmente por:

- Ánodo
- Cátodo
- Electrolito
- Separador

Debido a la gran variedad de baterías, existen amplias posibilidades de aplicaciones de estas, ya sea de corto o largo plazo. Dentro de las baterías que más destacan se encuentran:

- Baterías de Ion Litio
- Baterías de Plomo ácido
- Baterías de Sulfuro de Sodio
- Baterías de Flujo-Redox
- Baterías de Níquel-Cadmio

^{xxvii} El ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia.

^{xxviii} Proyecto Cerro Dominador. Disponible en: <https://cerrodominador.com/proyectos/>

^{xxix} Likana Solar, Tamarugal Solar y Copiapo Solar son los tres proyectos que actualmente se encuentran con RCA aprobada en Chile.

^{xxx} Resolución de Calificación Ambiental

Las ventajas y desventajas, conjunto a sus ciclos de vida y eficiencias de cada tipo de batería, se pueden observar en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3: Tipos de baterías conjunto a sus ventajas/desventajas ciclos y eficiencias [32].

Batería	Ventajas	Desventajas	Eficiencia	Ciclos
Plomo ácido	Bajo costo comercial Toleran uso intensivo Capacidad de reciclaje Alta capacidad de potencia	Sensible a la profundidad de descarga Baja eficiencia	70% a 90%	200 a 1000
Sulfuro de Sodio	Larga vida útil Alta flexibilidad Operación ante diferencias condiciones ambientales	Dificultad en manejo térmico Requiere equipos auxiliares	75% a 90%	2500 a 4500
Flujo-Redox	Simplicidad de mantenimiento Respuesta rápida Alta profundidad de descarga	Complejidad en diseño Baja densidad de energía Baja eficiencia global	60% a 65% (ZBR) 65% a 85% (VRB)	ZBR: Más de 2000 VRB: Más de 5000
Niquel-Cadmio	Bajo mantenimiento Pueden mantener estados de carga lentos	Alto costo de inversión Sufren de efecto memoria	60% A 70%	2500 A 3500
Ion Litio	Larga vida útil Alta flexibilidad Alta densidad energética Alta eficiencia	Vida útil depende de la profundidad de descarga Requiere equipos adicionales	85% a 100%	1000 a más de 10000

En la actualidad la empresa Tesla Energy comercializa baterías de ion litio a diferentes escalas, siendo esta empresa una de las pioneras en el rubro. Para aplicaciones de gran escala, Tesla posee su modelo *Tesla Powerpack*, siendo su principal característica la escalabilidad, sin un máximo de módulos que se pueden instalar. Para opciones de baja escala, Tesla cuenta con otros modelos, dejando la posibilidad que clientes residenciales puedan participar de este tipo de tecnologías.

Los precios de las baterías de ion litio han ido a la baja progresivamente, disminuyendo sus precios en un 73% desde el año 2010. Esto se puede observar en la Figura 2-19.

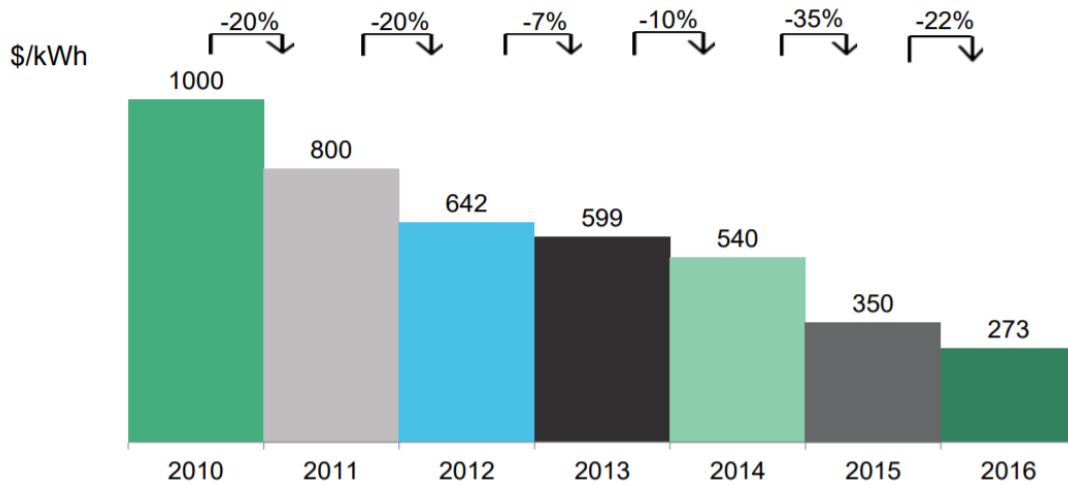


Figura 2-19: Disminución de precios de las baterías ion-litio desde 2010 ^{xxxi}.

Se proyecta que los precios de baterías se reducirán en los próximos años, alcanzando valores de 74 USD/kWh para el año 2030 (baterías ion litio). La proyección de precios se observa en la Figura 2-20, en donde se representa un escenario favorable en cuanto a los costos por kWh de almacenamiento según el sitio *Bloomberg*.

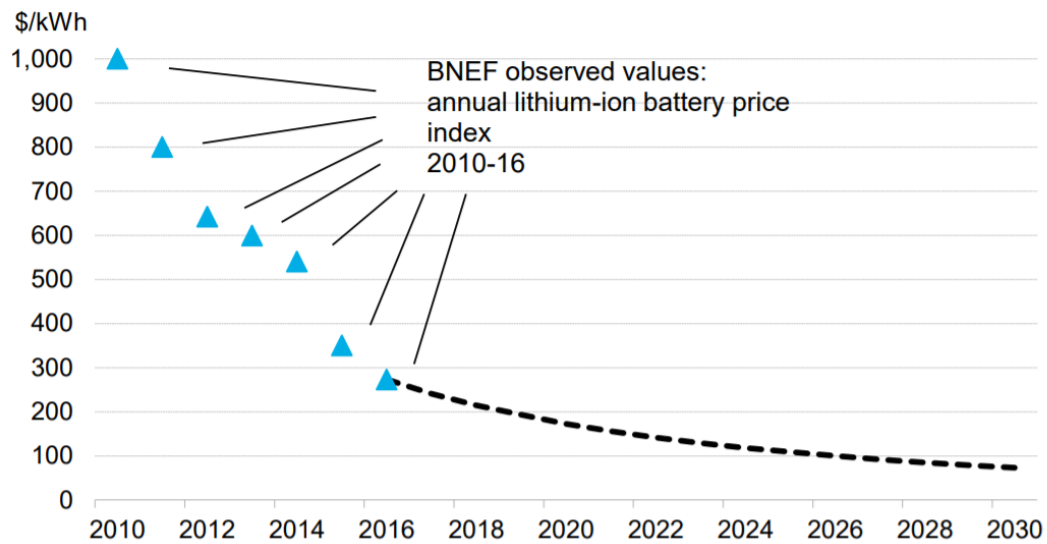


Figura 2-20: Proyección de costos según Bloomberg para las baterías ion-litio, horizonte 2030.

^{xxxi} Proyección de precios según *Bloomberg New Energy Finance*, disponible: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

2.5. Planificación en capacidad de generación incluyendo BESS.

El almacenamiento de energía representa una de las tecnologías clave para facilitar una integración eficiente del sistema de generación renovable intermitente. La integración de la generación intermitente caracterizada por una constante disminución en sus costos de inversión, acompañado de aumentos sustanciales en la demanda máxima, puede conducir a una degradación significativa en la utilización de la infraestructura de generación y los activos de la red eléctrica [25]. Las tecnologías de almacenamiento de energía tienen el potencial de apoyar la futura integración de energía renovable. Sin embargo, el potencial que el almacenamiento aporta al sistema y, por lo tanto, sus objetivos y costos, actualmente no se comprenden completamente.

La planificación en cuanto a la expansión en generación, incluyendo sistemas de almacenamiento, busca minimizar los costos de planificación asociados a la inversión en tecnologías de generación que abastecen las demandas en punta [33], minimizando al mismo tiempo, los costos operacionales del sistema eléctrico (esto depende fuertemente de los costos de inversión que adoptarían los sistemas de almacenamiento). El soporte de carga máxima a través de sistemas auxiliares, como los sistemas de almacenamiento de energía, puede reducir significativamente el costo de la planificación de generación debido a que los planificadores de red necesitarían construir sólo la capacidad de generación para satisfacer la demanda eléctrica promedio [33], ahorrando inversión en aquellas tecnologías que busquen abastecer las demandas de los bloques de demanda máxima (GNL y Diesel). Todo esto dependerá de los costos asociados a la implementación de sistemas de almacenamiento, ya que, si sus costos de inversión son elevados, esta aseveración no sería correcta.

En cuanto a los costos operacionales, su minimización se debe a que los sistemas de almacenamiento pueden cargarse en horas de bajos costos marginales, aportando esta energía en bloques horarios de gran necesidad de generación. Los planificadores de red deben desarrollar una capacidad de generación suficiente para satisfacer la demanda máxima. Esta demanda puede ser abastecida por sistemas de almacenamiento, descargándose en aquellos bloques donde es necesario abastecer la demanda de punta y no se tiene gran presencia renovable [34] (desplazando la generación GNL y Diesel en el caso de Chile). Los sistemas de almacenamiento tienen un costo de operación bajo (sólo mantenimiento) trasapando energía durante el día, es por esto que la energía consumida o absorbida en aquellos bloques de alta integración solar (bloques de bajos costos marginales en el caso de Chile), debe ser utilizada en aquellos bloques en que los costos marginales son más altos (disminuyendo los requerimientos de despacho en horas punta). Esto produce que tecnologías que presentan un alto costo variable (GNL o Diesel en el caso del despacho de Chile) dejen de ser utilizadas en aquellos bloques de demanda máxima, bajando el costo marginal del sistema. Es por lo anterior que la proyección de costos marginales incluyendo este tipo de tecnologías en la matriz energética de Chile, se prevén más bajos en comparación a aquellas planificaciones sin consideración de sistemas de almacenamiento, en donde hay una mayor presencia de unidades térmicas costosas en los bloques punta.

Los sistemas de almacenamiento permiten la movilidad de energía, a través del día, de aquellas tecnologías renovables que solamente tienen la posibilidad de inyectar energía en aquellos bloques en donde disponen de su recurso primario. Esta movilidad de energía

permite disminuir los vertimientos de energía renovable, debido a que todos los excedentes de energía producidos por estas tecnologías, pueden ser consumidos por los sistemas de almacenamiento, permitiendo la movilidad de estos a lo largo de otros bloques horarios [35].

En el futuro se esperan grandes índices de integración VRE, integrando mayor cantidad de factores a considerar dentro de la planificación de la matriz energética, siendo la flexibilidad uno de ellos. Los sistemas de almacenamiento podrán otorgar el nivel de flexibilidad necesario para sobrellevar una alta integración de energía renovable, otorgando reserva y niveles de rampa adecuados para una alta integración VRE [35].

Actualmente, el problema que poseen los sistemas de almacenamiento son sus altos costos. Estos se proyectan que se reduzcan con el tiempo, alcanzando niveles de precio atractivos que faciliten su integración en el sistema eléctrico.

Capítulo 3: Metodología

En esta sección se explicitará la metodología adoptada para este trabajo de título. Este trabajo parte con la integración de nuevas restricciones y mejoramiento del modelo de planificación en capacidad de generación de Systep^{xxxii}, integrando al mismo tiempo, sistemas de almacenamiento como tecnologías candidatas a expandir. El diagrama de bloques relacionado a la metodología aplicada se puede observar en la Figura 3-1.

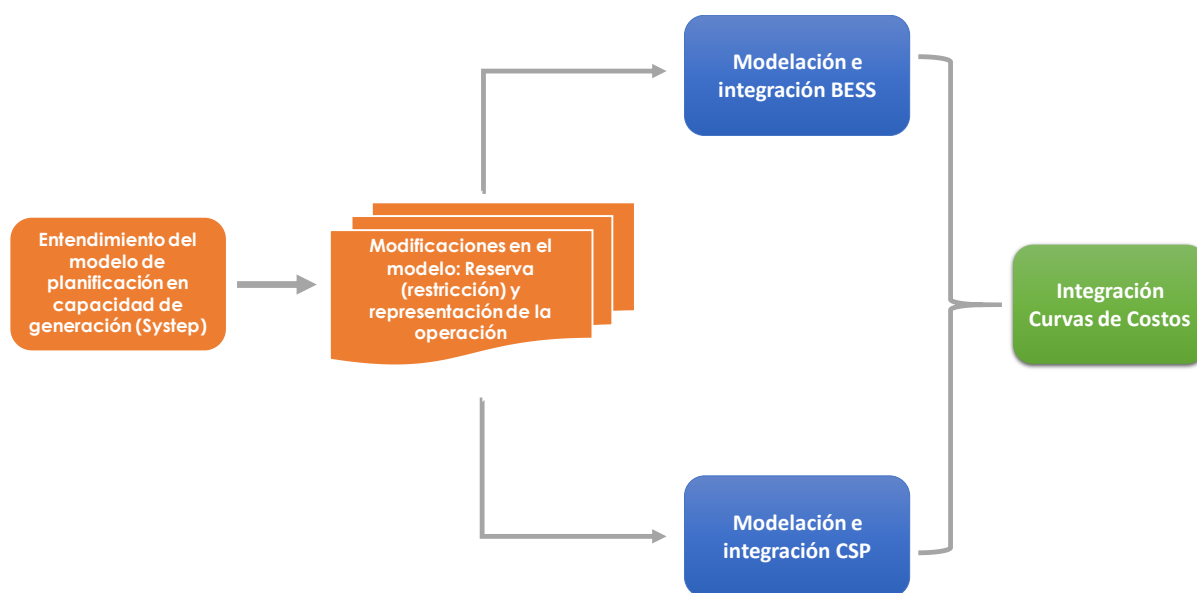


Figura 3-1: Metodología de trabajo.

En este trabajo, se comienza con el entendimiento del modelo implementado en la consultora Systep, el cual, planifica la capacidad en generación del sistema eléctrico chileno sin tener la posibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento en dicho ejercicio. A este modelo se incorporan restricciones relacionadas a la reserva que debe sobrellevar la planificación y la modificación de la representación de la operación del modelo, pasando de días representativos a semanas representativas. Luego de realizar la modificación de la representación en el modelo, se integra la modelación de las tecnologías BESS y CSP, adoptándolas como candidatas a expandir dentro de la planificación en capacidad de generación. Conjuntamente, estas tecnologías fueron integradas dentro de los candidatos a dar reserva, realizando formulaciones en disponibilidad de reserva para sus estados de carga. Por último, se integran curvas de costos para la inversión en tecnologías. Estas curvas varían el costo de inversión de las tecnologías candidatas año a año, adoptando las mejoras en eficiencia de la puesta en marcha de los proyectos (bajando, por ende, sus costos de inversión).

^{xxxii} www.systep.cl

A continuación, se explicará de manera detallada las herramientas utilizadas, las restricciones agregadas al modelo, el cambio de representación y la información entrante al modelo.

3.1. Herramientas computacionales

Para el desarrollo de este trabajo fue esencial la utilización de herramientas computacionales que permitieran, por un lado, realizar la optimización y la modelación de la planificación en generación y, por otro lado, el correcto manejo de los resultados obtenidos desde las simulaciones realizadas.

3.1.1. FICO Xpress-Mosel

Una herramienta fundamental de esta memoria es FICO Xpress, la cual está basada en el lenguaje Mosel para su programación. Este lenguaje es fundamental pues el modelo de expansión está programado con él y por tanto cualquier modificación que se realice debe ser implementada en el mismo. La característica principal de este lenguaje es su rapidez, pues está pensando en funcionar en conjunto con el solver Xpress, por ende, hace que el proceso de transición entre el lenguaje Mosel y el solver tenga un excelente desempeño. El problema que posee este software es que es pagado. En el caso de este trabajo, se utilizaron las licencias industriales que posee Systep para todas las simulaciones.

3.1.2. Python

Python es un lenguaje de programación totalmente gratuito y de código abierto. Su uso es diverso y se encuentra masificando a lo largo del mundo entero, esto hace que cuente con un gran nivel de soporte en comunidades que cuentan con millones de usuarios en la red. La ventaja que presenta este lenguaje frente a otro tipo como “Java” o “C++”, es su facilidad de programación, es conocido por ser un lenguaje amigable y fácil de entender. Su desventaja es que requiere mayores tiempos de computación al comparar sus procesos con los lenguajes anteriormente mencionados o con lenguajes orientados a la formulación de problemas de optimización como Julia. Python es utilizado en este trabajo de título para el manejo masivo de información vía su módulo Pandas.

3.2. Descripción Modelo de Planificación

Systep es un consultor de mercado con profundos conocimientos en el sector eléctrico chileno, cuenta con experiencia en la revisión y evaluación del mercado eléctrico chileno tanto técnica como económicamente, con alta competencia en la modelación del sistema eléctrico, tanto en el largo como en el corto plazo. El modelo de planificación utilizado en este trabajo fue el disponible en la empresa Systep

Este modelo realiza la planificación a largo plazo de la capacidad en generación del sistema eléctrico chileno (o cualquier otro sistema de potencia), incluyendo restricciones

enteras y lineales, conjunto a la entrada de diversa información asociada a perfiles solares y eólicos, proyección de demanda, precios de combustibles y diversos tipos de hidrologías a las cuales podría verse afectado en un futuro el sistema eléctrico. Un diagrama de bloques asociado al funcionamiento del modelo de planificación en generación se puede observar en la Figura 3-2.

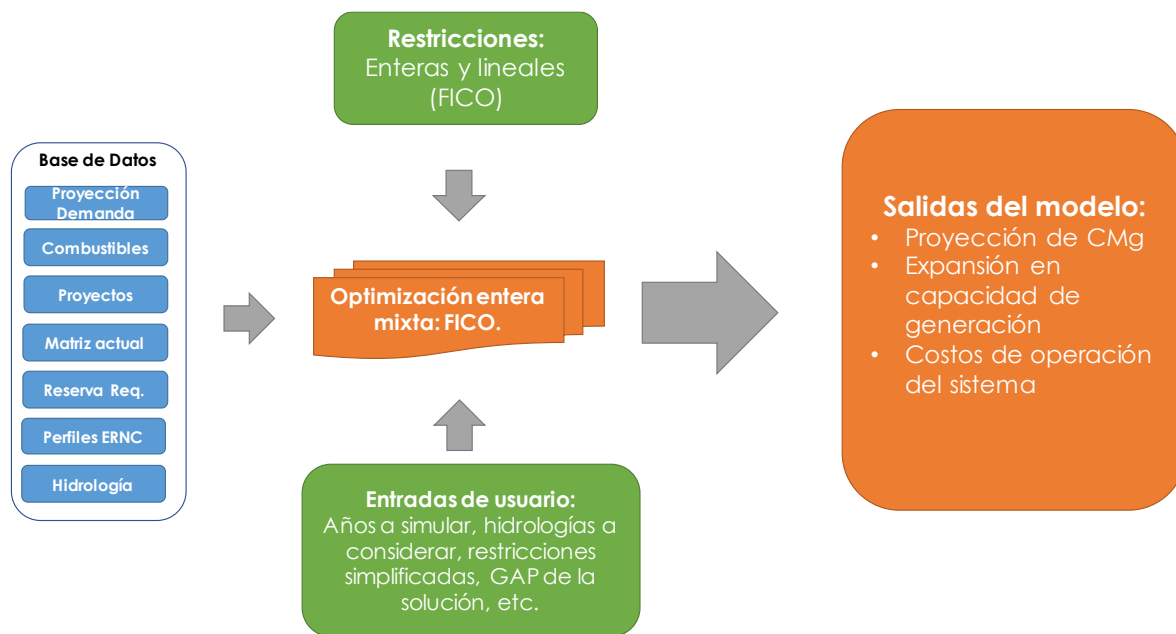


Figura 3-2: Diagrama de operación del modelo de planificación en expansión en generación disponible en Systep.

Este modelo está en constante actualización con las bases de datos propias de Systep. Las actualizaciones de estas bases de datos se centran en nuevos proyectos entrantes, salida de operación de centrales, proyección de precios de combustibles, proyección de demanda, entre otros. Las salidas de este modelo se centran en las capacidades en generación por tecnología y año, conjunto a los costos marginales, operacionales y de inversión de la proyección. Cabe recalcar que también se tiene disponible la generación por central para todo el horizonte de simulación.

La planificación modelada se representa con un comportamiento por bloques. Para cada año de planificación se integran cuatro estaciones representativas, cada una de estas representando a cada estación del año. Estas estaciones o meses representativos, al mismo tiempo, son representados por una semana representativa, elegida entre todas las semanas que integran a la estación del año correspondiente. Estas semanas son modeladas en ocho bloques por día, dando un total de cincuenta seis bloques que representarían a la semana completa de forma cronológica.

La representación cronológica de la semana se realiza con el fin de poder representar de mejor manera el comportamiento de los sistemas de almacenamiento, aportando en los bloques punta tanto en días de semana y fin de semana.

3.3. Función objetivo y restricciones

El modelo integrado tiene como función objetivo la minimización en costos de inversión y pérdidas, buscando la mejor expansión (i.e., cronograma de nuevas inversiones de generación) al menor costo posible. Cabe recalcar que el modelo es integrado mediante una optimización exacta, lo que quiere decir que el problema busca el óptimo global del problema. La función objetivo se observa en la ecuación (3-1).

$$\min[C_a^{INV} + C_a^{Gen}] \quad (3-1)$$

Tabla 3-1: Descripción de variables.

Variables	Descripción
C_a^{INV}	Costos de inversión incurridos en el año a
C_a^{Gen}	Costos de generación incurridos en el año a

La ecuación (3-1) está planteada para un escenario determinístico. Esta ecuación minimiza los costos de inversión y generación a lo largo de la planificación. Cabe recalcar que este modelo adopta un plan óptimo de inversión, en donde se toma en cuenta una inversión año a año, tomando en consideración la temporalidad de las decisiones de inversión.

En cuanto a la resolución del GEP en este trabajo de título, se realizarán las simplificaciones correspondientes del sistema de transmisión, asumiendo de que es lo suficientemente holgado (i.e., capacidad suficiente) como para realizar las transferencias de potencia necesarias. Este supuesto es válido ya que en el largo plazo no se esperan restricciones en el sistema de transmisión, ya que el regulador debe licitar obras nuevas y de ampliación necesarias para que el mercado de generación se comporte sin restricciones y de manera competitiva.

Dentro del modelo se encuentran integradas diversas restricciones lineales con el fin de representar una modelación lo más cercana posible al funcionamiento real del SEN. De manera referencial, las restricciones disponibles se describirán a continuación asumiendo bloques horarios.

3.3.1. Restricciones lineales

Balances de demanda: Dentro del modelo se encuentran disponibles los balances entre generación y demanda en cada instante de tiempo (en el caso particular de este trabajo, bloques horarios), de manera uninodal. La restricción modelada para un contexto uninodal se puede observar en la Ecuación (3-2).

$$\sum_j g_{j,a,m,t} + g_{a,m,t}^{falla} + \sum_k g_{k,a,m,t}^{exp} = D_{a,m,t} \quad (3-2)$$

Tabla 3-2: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$g_{j,a,m,t}$	Potencia de despacho de la central j , al año a , mes representativo m , bloque t
$g_{a,m,t}^{falla}$	Potencia de falla al año a , mes representativo m , bloque t
$g_{k,a,m,t}^{exp}$	Potencia de la matriz de expansión, tecnología k , año a , mes m , bloque t
$D_{a,m,t}$	Demanda al año a , mes representativo m , bloque horario t

Generación de centrales de pasada según hidrología: En el modelo es necesario verificar que las centrales de pasada están cumpliendo con los balances de volumen, de manera de que no generen libremente a costo cero dentro del modelo. Para esto, se integra la Ecuación (3-3), la que equilibra el volumen generado y vertido de la central de pasada j , con los afluentes, volúmenes generados y vertidos de centrales de embalse y pasada aguas arriba.

$$\frac{g_{j,a,m,t}}{RendH_j} + sp_{j,a,m,t} = caudal_{j,a,m} + \sum_k \frac{g_{k,a,m,t}}{RendH_k} + \sum_i sp_{i,a,m,t} \quad (3-3)$$

Tabla 3-3: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$g_{j,a,m,t}$	Potencia despachada por la central de pasada j , año a , mes m , bloque horario t
$sp_{j,a,m,t}$	Volumen vertido de la central de pasada j , en el año a , mes m , bloque horario t
$caudal_{j,a,m}$	Caudal afluente a la central de pasada j , año a , mes m
$g_{k,a,m,t}$	Potencia despachada por la central k aguas arriba, año a , mes m , bloque horario t
$sp_{i,a,m,t}$	Volumen vertido de la central i aguas arriba, año a , mes representativo m , bloque horario t

Variables	Descripción
$RendH_j$	Rendimiento hidráulico de la central de pasada j
$RendH_k$	Rendimiento hidráulico de la central de hidráulica aguas arriba k

Generación de centrales de embalse: La generación de centrales de embalse dentro del modelo debe abordarse de manera óptima, debido a que este tipo de centrales tiene la posibilidad de generar volúmenes afluentes instantáneamente, o guardar volúmenes de agua para utilizarlos posteriormente, haciendo uso del recurso hídrico en ocasiones que amerite su uso (por ejemplo, en bloques horarios con gran necesidad de generación). Dentro de la modelación de embalses se hace necesario modelar el almacenamiento del recurso hídrico, permitiendo el traspaso de volúmenes de agua entre bloques, estaciones u años. Para esto, se integra en primera instancia la Ecuación (3-4).

$$\begin{aligned}
 vl_{j,a,m,t} = & vl_{j,a,m,t-1} + caudal_{j,a,m} - \frac{g_{j,a,m,t}}{RendH_j} - sp_{j,a,m,t} + \sum_k \frac{g_{k,a,m,t}}{RenH_k} \\
 & + \sum_i spc_{i,a,m,t}
 \end{aligned} \quad (3-4)$$

Tabla 3-4: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$vl_{j,a,m,t}$	Volumen del embalse j , en el año a , mes m , bloque horario t
$sp_{j,a,m,t}$	Volumen vertido del embalse j , en el año a , mes m , bloque horario t
$caudal_{j,a,m}$	Caudal afluente del embalse j , año a , mes representativo m
$g_{j,a,m,t}$	Potencia despachada por el embalse j , año a , mes m , bloque horario t
$g_{k,a,m,t}$	Potencia despachada por la central k agua arriba, año a , mes m , bloque horario t
$spc_{i,a,m,t}$	Volumen vertido de la central hidráulica i aguas arriba, año a , mes representativo m , bloque horario t
$RendH_j$	Rendimiento hidráulico del embalse j
$RenH_k$	Rendimiento hidráulico de la central j

La ecuación (3-4) integra la regulación entre bloques de volumen, en cada uno de los embalses pertenecientes a la modelación (asumiendo bloques por simplicidad de expresión, horarios). El volumen de la hora t debe ser igual al volumen de la hora anterior (cosa diferente a la ecuación (3-3) en donde no hay una variable de volumen anterior, ya que es una central de pasada), agregándole a este término, el caudal afluente de la central

y la generación/vertimiento de centrales aguas arriba conectadas al central embalse evaluada. A todo lo anterior, se debe restar el volumen turbinado de la central y los vertimientos propios de la central evaluada. La generación de embalses debe ser regulada por sus cotas máximas y mínimas, de manera que no puedan generar más de sus límites técnicos. Lo anterior se puede observar en la Ecuaciones (3-5)-(3-6).

$$vl_{j,a,m,t} \leq CotaMax_j \quad (3-5)$$

$$vl_{j,a,m,t} \geq CotaMin_j \quad (3-6)$$

Tabla 3-5: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$vl_{j,a,m,t}$	Volumen del embalse j , en el año a , mes m , bloque horario t
$CotaMax_j$	Cota máxima del embalse j
$CotaMin_j$	Cota mínima del embalse j

Generación de centrales solares y eólicas: Las centrales asociadas a los recursos solares y eólicos deben cumplir con sus perfiles asociados. La creación del perfil asociado a estas dos tecnologías se basa en los datos entregados por todas las centrales solares y eólicas disponibles actualmente en la matriz energética nacional (esta metodología será explicada más adelante en detalle). La ecuación (3-7) da a conocer la máxima generación que pueden dar las centrales solares por hora y mes.

$$g_{j,a,m,t} \leq CAP_{SOLAR_a} \cdot FactorSolar_{m,t} \quad (3-7)$$

La ecuación (3-7) limita la generación de unidades solares a las del perfil solar utilizado en este trabajo de título. Este factor solar es una medida en por unidad que se calcula en base a la disponibilidad del recurso solar a lo largo de los días simulados. En cuanto a la limitación de la generación eólica, se integra la ecuación (3-8).

$$g_{j,a,m,t} \leq CAP_{EOLICA_a} \cdot FactorEolica_{m,t} \quad (3-8)$$

Tabla 3-6: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$FactorSolar_{m,t}$	Perfil solar en el mes m , bloque horario t
$FactorEólica_{m,t}$	Perfil eólico en el mes m , bloque horario t
$CAP_{EÓLICA_a}$	Capacidad total instalada eólica en el año a
CAP_{SOLAR_a}	Capacidad total instalada solar en el año a

En la ecuación (3-8) el factor eólico es una medida en por unidad que se calcula en base a la disponibilidad del recurso eólico a lo largo de los días. Estos factores dependen tanto del día y la semana estacional.

Reserva en giro del sistema: Para una operación óptima del sistema eléctrico es necesario tener en consideración los requerimientos en reserva de este. Estos requerimientos en reserva, dentro del modelo integrado, son capaces de abastecer necesidades en rampa (de subida) producidas por la presencia de tecnologías de generación variable. Con este fin, se integra la ecuación (3-9).

$$CAP_{j,a} - g_{j,a,m,t} + Reserva_{a,m,t}^{Bess} + Reseva_{a,m,t}^{CSP} \leq Reserva_{m,t}^{Solar} \cdot CAP_{SOLAR_a} + Reserva_{m,t}^{Eol.} \cdot CAP_{EÓLICA_a} \quad (3-9)$$

Tabla 3-7: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$CAP_{j,a}$	Capacidad total instalada de la central participante en reserva j , en el año a
$g_{j,a,m,t}$	Potencia despachada por la central j , en el año m , bloque horario t
$Reserva_{a,m,t}^{Bess}$	Reserva posible por BESS en el año a , mes m , bloque horario t
$Reseva_{a,m,t}^{CSP}$	Reserva posible por CSP en el año a , mes m , bloque horario t
$Reserva_{m,t}^{Solar}$	Perfil de reserva solar, mes m , bloque horario t
$Reserva_{m,t}^{Eol.}$	Perfil de reserva eólica, mes m , bloque horario t
CAP_{SOLAR_a}	Capacidad total instalada solar al año a
$CAP_{EÓLICA_a}$	Capacidad total instalada eólica al año a

La ecuación (3-9) permite satisfacer los requerimientos en reserva del sistema a expandir. Los términos del lado derecho de la ecuación (que principalmente se centran en los perfiles de reserva solar y eólica) serán explicados en más detalle en las siguientes

secciones, pero consisten principalmente en necesidades de reserva según el mes a simular y el bloque horario. Esta ecuación busca suplir los requerimientos en rampa para tecnologías solares (transiciones entre bloques solar y no solar) y tecnologías eólicas (que poseen una disponibilidad del recurso eólico más homogéneo), considerando niveles de reserva que dependen específicamente de las capacidades instaladas solares y eólicas.

Las tecnologías BESS y CSP que fueron integradas en este trabajo título, tendrán la posibilidad de participar en los aportes en reserva (siempre y cuando esto sea conveniente para el sistema). Esto es posible producto de la rapidez que poseen este tipo de tecnologías en la inyección de energía al sistema y su capacidad de almacenar energía a través del tiempo, siendo su aporte en reserva dependiente del estado de carga de su respectivo almacenamiento al momento de prometer reserva (su expresión en reserva y los requerimientos necesarios para que cumplan su función en reserva serán explicitados más adelante). Por último, en cuanto al primer término de la ecuación que señala capacidad instalada y generación, es referido a aquellas centrales (térmicas e hidráulicas) que tengan las facultades de otorgar reserva al sistema[36]. La disponibilidad en reserva de estas unidades dependerá de la generación que estén otorgando al balance nodal en el tiempo evaluado y su capacidad máxima instalada hasta ese momento.

3.3.2. Restricciones enteras

Dentro del modelo se tiene la necesidad de modelar restricciones enteras, las cuales, incluyen el prendido o apagado de ciertas centrales, mínimos técnicos, rampas, etc. Estas restricciones pueden ser activadas o desactivadas de manera remota en la ventana de usuario del modelo Sysstep.

Debido a que un problema de planificación incluyendo sistemas de almacenamiento requiere gran necesidad de computación, es que la mayoría de las restricciones enteras (relacionadas a la operación a corto plazo del sistema eléctrico) no consideradas, de manera de poder abordar el problema desde una optimización entera mixta (programación matemática). Una programación numérica evalúa toda la posibilidad de soluciones dentro del espectro disponible, buscando un óptimo global. Es por esto que, al integrar restricciones binarias (prendido y apagado de máquinas, tiempos mínimos de operación, tiempos de encendido o apagado, entre otros), el problema se complejizaría aún más de lo que ya es. Las restricciones enteras (relevantes para el problema de expansión) utilizadas en las simulaciones de este trabajo de título se describirán a continuación.

Instalación y salida de centrales: Las restricciones enteras incluidas dentro de las simulaciones son las relacionadas a la instalación y salida de centrales (mantenciones, salidas forzadas, instalación de nuevos proyectos). Estas dan a conocer si está o no disponible la unidad en un cierto periodo de tiempo, permitiendo su uso o no según corresponda. Las restricciones enteras están afectas a un parámetro binario que varía según las entradas que el usuario da al modelo. Por ejemplo, el usuario del modelo (integrado en este trabajo de título) elige en qué momentos las unidades presentan mantenciones u salidas forzadas (por ejemplo, la salida de centrales por

descarbonización), no permitiendo su uso dentro de los balances nodales u otras restricciones. Estas restricciones enteras no son fuertes debido a que es el mismo usuario el que determina la incorporación o no de centrales (inputs del modelo), diferente es la integración de restricciones enteras que poseen variables de decisión binarias.

3.3.3. Modelación BESS

Para esta planificación se hace necesario integrar sistemas de almacenamiento, de manera de que puedan participar en la expansión de capacidad de generación. En cuanto a la modelación de baterías, se hace necesario recordar su funcionamiento, para esto se presenta la Figura 3-3.

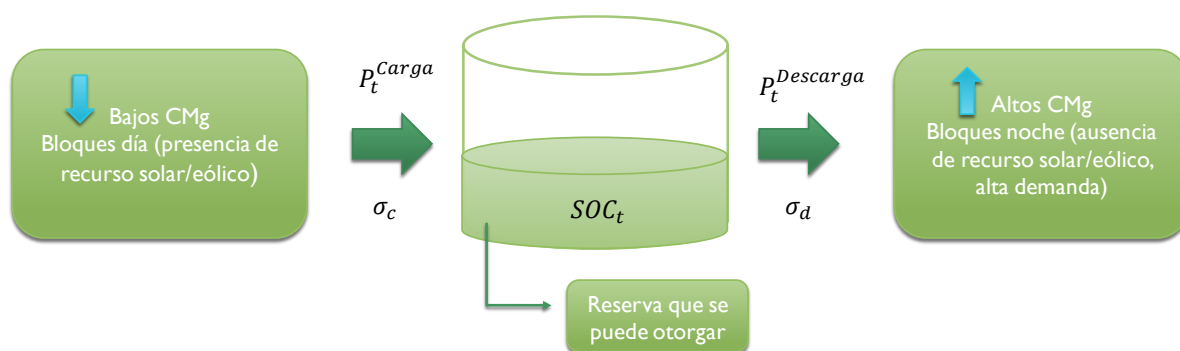


Figura 3-3: Funcionamiento BESS.

De la Figura 3-3 es posible observar tanto las potencias de carga y descarga que afectan al balance de energía y demanda, y el estado de carga de la batería (SOC), el cual, va cargándose o descargándose según sea el caso (obteniendo esta energía del sistema). Las baterías principalmente se cargan ante bajos costos marginales (alta presencia de centrales renovables, las cuales bajan el costo marginal) y aportan en aquellos bloques en donde los costos marginales son más altos (alta demanda y baja presencia de centrales renovables). Conjuntamente, las baterías pueden otorgar reserva al sistema, lo que dependerá exclusivamente de su holgura en potencia y la disponibilidad que tengan de energía según su estado de carga. En cuanto a las principales restricciones agregadas al modelo de planificación, se pueden observar a continuación.

Carga y descarga de baterías:

Dentro del modelo de planificación, las baterías deben ser capaces de aportar energía al despacho cuando se encuentran en un modo de descarga (bloques horarios de altos costos marginales) o de comportarse como un consumo más cuando se encuentran cargando (bloques horarios de bajos costos marginales). Este comportamiento afecta directamente al balance de generación y demanda del modelo, es por esto que se debe

modificar la restricción relacionada al balance nodal. Esta nueva restricción de balance nodal se puede observar en la ecuación (3-10) para un sistema uninodal.

$$\sum_{g=1}^G g_{j,a,m,t} + g_{f,a,m,t} - P_{carga,a,m,t}^{alm} + P_{descarga,a,m,t}^{alm} = D_{a,m,t} \quad \forall t \quad (3-10)$$

Tabla 3-8: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$g_{j,a,m,t}$	Potencia despachada por la central j , en el año m , bloque horario t
$g_{f,a,m,t}$	Potencia de falla en el año a , mes m , bloque horario t
$P_{carga,a,m,t}^{alm}$	Potencia de carga del BESS en el año a , mes m , bloque horario t
$P_{descarga,a,m,t}^{alm}$	Potencia de descarga del BESS en el año a , mes m , bloque horario t
$D_{a,m,t}$	Demanda del año a , mes m , bloque horario t

Cabe recalcar que se asumen bloques horarios de 1 hora por simplicidad en las expresiones expuestas (estos aplican a todas las expresiones que posean potencias entre sus componentes, siendo multiplicadas por la hora correspondiente tal sea el caso de cumplir con las unidades de la expresión).

Estado de carga baterías

Es necesario realizar el balance de la energía disponible en las baterías al pasar de un bloque a otro, de una estación a otra y de un año a otro. Esto, con el fin de que las baterías sean capaces de guardar energía de un periodo de tiempo a otro. Para modelar esto, se integra la ecuación (3-11).

$$SOC_{a,m,t} = SOC_{a,m,t-1} + P_{carga,a,m,t}^{alm} \cdot \eta_{CBESS} - \frac{P_{descarga,a,m,t}^{alm}}{\eta_{DBESS}} \quad (3-11)$$

Tabla 3-9: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$SOC_{a,m,t}$	Estado de carga BESS al año a , mes m , bloque horario t
$P_{carga,a,m,t}^{alm}$	Potencia de carga del BESS en el año a , mes m , bloque horario t
$P_{descarga,a,m,t}^{alm}$	Potencia de descarga del BESS en el año a , mes m , bloque horario t

Variables	Descripción
η_{CBESS}	Rendimiento de carga BESS
η_{DBESS}	Rendimiento de descarga BESS

La ecuación (3-11) busca regular el estado de carga de la batería, equilibrando el estado de carga de la hora t , con las potencias de carga y descarga, y el estado de carga del bloque anterior. Los sistemas de almacenamiento BESS eligen aquellos bloques horarios en donde pueden cargarse sin afectar tanto el despacho (poca necesidad de generación). La restricción (3-11) debe realizarse para aquellos casos de borde en donde se cambia de mes o año. En cuanto a los límites máximos, se verifica que, en cada bloque de tiempo dentro de la semana estacional representativa (sección 3.4), no se sobrepasen las capacidades máximas de energía y potencia (que depende de la capacidad instalada hasta ese momento). Para esto, se agregan las ecuaciones (3-12)-(3-14) al modelo.

$$SOC_{a,m,t} \leq CAP_a^{Alm-SOC} \quad (3-12)$$

$$P_{carga,a,m,t}^{alm} \leq CAP_a^{Alm-P} \quad (3-13)$$

$$P_{descarga,a,m,t}^{alm} \leq CAP_a^{Alm-P} \quad (3-14)$$

Tabla 3-10: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$CAP_a^{Alm-SOC}$	Capacidad total instalada en energía para BESS, año a
CAP_a^{Alm-P}	Capacidad total instalada en potencia para BESS, año a

Reserva BESS

Estas unidades al tener la capacidad de almacenar energía a lo largo del tiempo e inyectar energía de manera rápida al sistema, poseen la versatilidad de participar en los requerimientos de reserva del sistema. Para poder integrar este tipo de equipos en la reserva tienen que, por un lado, poseer la holgura en su variable de descarga, y por otro, tener en su almacenamiento la energía necesaria para responder a los requerimientos en reserva. Es por lo anterior que se integran las ecuaciones (3-15)-(3-16).

$$Reserva_{a,m,t}^{BESS} \leq CAP_a^{Alm-P} - P_{descarga,a,m,t}^{alm} \quad (3-15)$$

$$Reserva_{a,m,t}^{BESS} \cdot \frac{1}{\eta_{DBESS}} \leq SOC_{a,m,t} \quad (3-16)$$

Tabla 3-11: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$Reserva_{a,m,t}^{BESS}$	Reserva otorgada por el BESS al año a , mes m , bloque horario t
$P_{descarga,a,m,t}^{alm}$	Potencia de descarga del BESS en el año a , mes m , bloque horario t
$SOC_{a,m,t}$	Estado de carga BESS año a , mes m , bloque horario t
CAP_a^{Alm-P}	Capacidad total instalada en potencia para BESS al año a
η_{DBESS}	Eficiencia de descarga del almacenamiento BESS

La ecuación (3-15) integra la holgura en reserva que puede otorgar el equipo BESS a los requerimientos en reserva del sistema. Esta holgura está dada por la capacidad total en potencia del sistema de almacenamiento BESS y su variable de potencia de descarga. La ecuación (3-16) integra que la reserva capaz de ser dada por los sistemas de almacenamiento BESS puedan ser otorgados, lo anterior, basado en que el sistema de almacenamiento BESS posea la energía almacenada suficiente para proveer la reserva prometida.

3.3.4. Modelación CSP

Las centrales solares térmicas son centrales que poseen la capacidad de poder almacenar energía, al igual que las baterías. Estas centrales tienen la posibilidad de producir su propia energía, decidiendo si ocuparla directamente o almacenarla. Las centrales CSP basan su funcionamiento en energía térmica, que es producida gracias a la radiación incidente que obtienen mediante la reflexión en sus espejos. Un ejemplo de su funcionamiento se puede observar en la Figura 3-4.

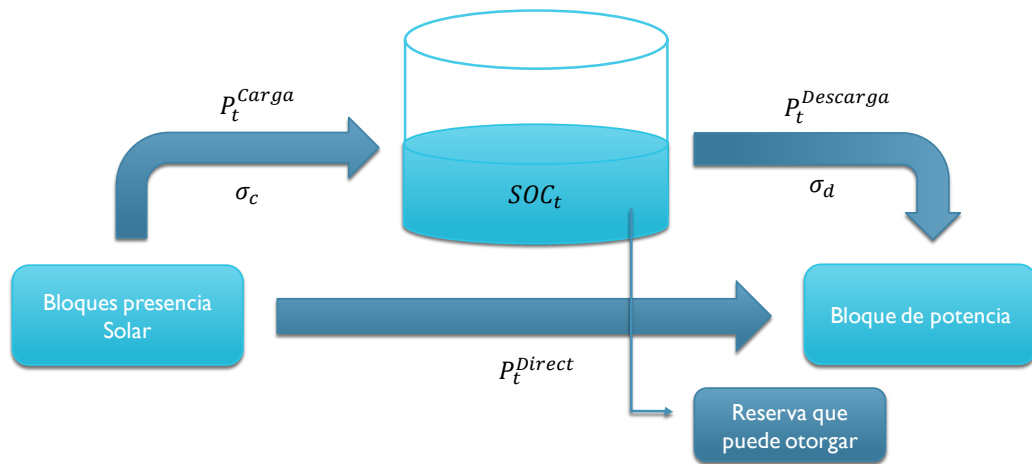


Figura 3-4: Funcionamiento CSP.

De la Figura 3-4 es posible observar que el recurso solar puede ser ocupado tanto directamente (llevando la generación solar al bloque de potencia), como almacenado, decidiendo este uso según las condiciones de generación del sistema. Los sistemas de almacenamiento de las centrales térmicas almacenan calor, de manera de poder ocupar éste en bloques horarios posteriores para poder hacer girar una turbina a vapor. Estos sistemas de almacenamiento solo pueden cargarse mediante la radiación que reciben (no teniendo la posibilidad de extraer energía del sistema). Cabe recalcar que el proceso CSP tiene eficiencias, tanto en su bloque de potencia (la generación directa y la potencia de descarga están afectos a un ciclo Rankine^{xxxiii}, llevando la energía térmica a trabajo) como en su almacenamiento (la energía térmica almacenada puede ir perdiendo calor, y la carga y descarga del almacenamiento están afectas a una eficiencia en su ciclo de igual manera).

En cuanto a las principales restricciones agregadas al modelo de planificación, se pueden observar a continuación.

Aportes y consumos CSP

Las tecnologías CSP, a diferencia de las baterías, tienen la posibilidad de generar y guardar energía al mismo tiempo. Lo anterior, debido a la versatilidad que presentan estas tecnologías, absorbiendo más energía de la que pueden llegar a generar en un cierto periodo de tiempo, con su respectivo bloque de potencia^{xxxiv}. Por ejemplo, una central CSP puede producir 100[MW] con su respectivo bloque de potencia, pero en un instante t está

^{xxxiii} El ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia.

^{xxxiv} Bloque de potencia: Corresponde a toda la potencia que puede llegar a entregar al balance nodal la unidad CSP, este bloque integra tanto la descarga del almacenamiento CSP y la generación directa.

produciendo 200[MW] en su bloque de campo solar.^{xxxv} Lo que hace esta central es producir 100[MW] con su respectivo bloque de potencia y almacenar los otros 100[MW] en su respectivo estanque de almacenamiento (esto para un caso hipotético, ya que se pueden producir múltiples combinaciones posibles entre generación del bloque de potencia y el almacenamiento propio del CSP).

Es necesario modelar variables que integren tanto la carga y descarga del sistema de almacenamiento del CSP, conjunto a la variable de generación directa que tiene la unidad. La generación directa y la descarga del sistema de almacenamiento CSP afectan de forma directa al balance nodal del modelo, siendo integradas dentro de una variable que representa el bloque de potencia de la unidad CSP. En tanto, la carga del sistema de almacenamiento y la generación directa, están limitados por la radiación solar y el múltiplo solar (sección 2.4.4 para más detalles de este factor) de la unidad CSP. Todo esto se puede observar en las Ecuaciones (3-17)-(3-19).

$$P_{a,m,t}^{Campo\ solar} = P_{a,m,t}^{Carga\ CSP} + P_{a,m,t}^{Gen.Directa} \quad (3-17)$$

$$P_{a,m,t}^{Bloque\ Potencia} = [P_{a,m,t}^{Gen.Directa} + P_{a,m,t}^{Descarga\ CSP}] \cdot \eta_{BP} \quad (3-18)$$

$$\sum_{g=1}^G g_{j,a,m,t} + g_{f,a,m,t} - P_{carga,a,m,t}^{alm} + P_{descarga,a,m,t}^{alm} + P_{a,m,t}^{Bloque\ Potencia} = D_{a,m,t} \quad (3-19)$$

Tabla 3-12: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$P_{a,m,t}^{Campo\ solar}$	Potencia del campo solar, año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Carga\ CSP}$	Potencia de carga al sistema de almacenamiento CSP, año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Descarga\ CSP}$	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento CSP, año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Gen.Directa}$	Potencia de componente directa, va directamente al bloque de potencia CSP, año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Bloque\ Potencia}$	Potencia que entrega al balance nodal la unidad CSP, año a , mes m , bloque horario t
η_{BP}	Eficiencia de trabajo térmico a energía CSP

^{xxxv} Campo Solar: Corresponde a toda la potencia que puede llegar a absorber la unidad CSP en un cierto instante de tiempo. Esta variable depende directamente del múltiplo solar de la unidad (sobredimensionamiento de campo solar con respecto a bloque de potencia).

La ecuación (3-17) representa la cantidad de energía (asumiendo que las potencias correspondientes irían multiplicadas por 1 hora) que puede llegar a absorber la unidad CSP en un cierto periodo de tiempo. Como fue mencionado en secciones anteriores, las unidades CSP son sobredimensionadas en cuanto a la cantidad de energía que pueden llegar a producir, de manera de que la energía que se absorbe en bloques solares permita generar y almacenar al mismo tiempo. Lo anterior, con el fin de utilizar la energía almacenada en aquellos bloques de ausencia de recurso solar. En cuanto a la ecuación (3-18), esta busca representar la potencia total que otorga al balance nodal la unidad CSP en un cierto instante de tiempo. Este aporte estará dado por la descarga del sistema de almacenamiento CSP y la generación directa, sujetos a la eficiencia de energía térmica a trabajo. Por último, la ecuación (3-19) representa el balance nodal del modelo incluyendo sistemas de almacenamiento BESS y el aporte CSP.

En cuanto a los límites a los cuales se tiene que ver afecto el campo solar del CSP, se integra la ecuación (3-20).

$$P_{a,m,t}^{Campo\ solar} \leq CAP_a^{CSP-P} \cdot FactorSolar_{m,t} \cdot MS \quad (3-20)$$

Tabla 3-13: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$P_{a,m,t}^{Campo\ solar}$	Potencia de campo solar en año a , mes m , bloque horario t
CAP_a^{CSP-P}	Capacidad total instalada para el bloque de potencia CSP, año a
$FactorSolar_{m,t}$	Radiación incidente en el mes m , bloque horario t
MS	Múltiplo solar de la unidad CSP

La ecuación (3-20) muestra la cantidad total que puede llegar a producir el campo solar de la unidad CSP. Esta producción depende tanto del límite máximo en potencia que posee el bloque de potencia de la unidad CSP, el factor solar al que se ve afecto durante los periodos de simulación y el múltiplo solar que posee la unidad. Se utiliza un múltiplo solar considerando los requerimientos del estudio y datos obtenidos de NREL [37].

Almacenamiento CSP

La energía disponible dentro del sistema de almacenamiento de la unidad CSP está directamente afectada por la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento. El proceso es el mismo realizado para las baterías y embalses, en donde se regulan aquellos casos límites (pasar de un bloque a otro, de una estación a otra o de un año a otro) y se verifica que los estados de carga en el sistema de almacenamiento CSP no sobrepasen la capacidad máxima instalada hasta el periodo que se está evaluando. La ecuación integrada

para regular el estado de carga del almacenamiento CSP se puede observar en la ecuación (3-21).

$$SOC_{a,m,t}^{CSP} = SOC_{a,m,t-1}^{CSP} \cdot \eta_{SOC-CSP} + P_{a,m,t}^{Carga\ CSP} \cdot \eta_{CCSP} - \frac{P_{a,m,t}^{Descarga\ CSP}}{\eta_{DCSP}} \quad (3-21)$$

Tabla 3-14: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$SOC_{a,m,t}^{CSP}$	Estado de carga del almacenamiento CSP al año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Carga\ CSP}$	Potencia de carga al sistema de almacenamiento CSP al año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Descarga\ CSP}$	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento CSP al año a , mes m , bloque horario t
$\eta_{SOC-CSP}$	Eficiencia del almacenamiento CSP (pérdidas de calor)
η_{CCSP}	Eficiencia de carga del almacenamiento CSP
η_{DCSP}	Eficiencia de descarga del almacenamiento CSP

La gran diferencia que existe entre un almacenamiento CSP y uno BESS es que la carga en unidades CSP es obtenida directamente desde el campo solar, caso contrario son los sistemas de almacenamiento BESS, que obtienen su carga directamente desde el balance nodal (retiro), comportándose como un consumo más durante esos periodos de tiempo.

Reserva CSP

Las unidades CSP tienen la posibilidad de otorgar reserva al sistema ya que, por un lado, pueden guardar energía a través del tiempo, y por otro, pueden inyectarla de manera rápida al sistema. Es por lo anterior que este tipo de centrales son consideradas como candidatas para brindar reserva en las simulaciones de este trabajo de título, de manera de poder sobrellevar la cuota en reserva que aumenta gradualmente a medida que aumentan las tecnologías solares y eólicas en la planificación (aumento en las rampas de toma y bajada de carga al haber una mayor presencia de tecnologías de generación variable). Para poder integrar este tipo de centrales en la reserva tienen que, por un lado, poseer la holgura en su bloque de potencia para brindar la reserva, y por otro, su almacenamiento debe tener la energía necesaria para responder a los requerimientos en reserva que prometen a lo largo del horizonte simulado. Es por lo anterior que se integran las ecuaciones (3-22)-(3-23).

$$Reserva_{a,m,t}^{CSP} \leq CAP_a^{CSP-P} - P_{a,m,t}^{Bloque\ Potencia} \quad (3-22)$$

$$Reserva_{a,m,t}^{CSP} \cdot \frac{1}{\eta_{DCSP}} \leq SOC_{a,m,t}^{CSP} \quad (3-23)$$

Tabla 3-15: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$Reserva_{a,m,t}^{CSP}$	Reserva otorgada por la unidad CSP al año a , mes m , bloque horario t
$P_{a,m,t}^{Bloque\ Potencia}$	Potencia despachada por la unidad CSP al año a , mes m , bloque horario t
$SOC_{a,m,t}^{CSP}$	Estado de carga del almacenamiento CSP al año a , mes m , bloque horario t
CAP_a^{CSP-P}	Capacidad total instalada para bloque de potencia CSP, año a
η_{DCSP}	Eficiencia de descarga del almacenamiento CSP

La ecuación (3-22) integra cuanta potencia puede entregar la reserva CSP al sistema, que sería la holgura que hay entre la variable de despacho (lo que se está despachando en el bloque de potencia de la unidad) y la capacidad total del bloque de potencia de la unidad CSP hasta ese momento. Esa holgura prometida por la reserva tiene que ser capaz de ser dada por el almacenamiento de la unidad CSP, de manera de que no se esté prometiendo potencia en reserva que realmente no puede ser dada por el almacenamiento de la unidad (la flexibilidad en reserva de la unidad CSP depende exclusivamente de lo que almacena la unidad, ya que la variable de generación directa es una componente a costo variable cero que entra directamente al despacho). Es por lo anterior que se integra la ecuación (3-23), que permite verificar que haya energía disponible en el almacenamiento de la unidad CSP para abastecer lo prometido por la reserva. Cabe recalcar que estas dos ecuaciones son asumiendo bloques horarios de 1 hora (por simplicidad en la expresión).

3.3.5. Modelación de curvas de costos

Se hace necesario establecer que los costos de ciertas tecnologías candidatas a expandir ajusten sus costos de inversión a lo largo del periodo de planificación, de manera de que, al encontrarse mayor eficiencia en los procesos de elaboración en cada proyecto, sus costos de inversión demuestren esta mayor eficiencia bajando sus costos de inversión. Estas curvas serán aplicadas principalmente a los proyectos solares, eólicos, BESS y CSP, que son las tecnologías que en un mediano-largo plazo, proyectan una baja sustancial en sus costos de inversión^{xxxvi}. Las ecuaciones integradas para modelar estas variaciones en precios son las observadas a continuación.

^{xxxvi} Las bajas en costos están expuestas en diferentes fuentes, algunas de ellas: Irena, *Renewable Power Generation Costs 2018*; Ministerio de Energía, *Planificación Energética a Largo Plazo 2019*.

$$Anualidad_{a,k}^{Base} = \frac{CAP_{a,k} \cdot FP_{a,k} \cdot C_{INV} \cdot Flujo_a}{(1 + T_a)} \quad (3-24)$$

$$Anualidad_{a,k} = \frac{Anualidad_{a-1}}{(1 + T_a)} + \frac{CAP_a \cdot FP_a \cdot C_{INV} \cdot Flujo_a}{(1 + T_a)} \quad (3-25)$$

Tabla 3-16: Descripción de variables.

Variables	Descripción
$Anualidad_{a,k}^{Base}$	Anualidad del año base, en caso de que se invierta al año inicial, para la tecnología k
$Anualidad_{a,k}$	Anualidad al año a de la tecnología evaluada k
CAP_a	Capacidad instalada al año a , para la tecnología k
$FP_{a,k}$	Factor de precios al año a , para la tecnología k
C_{INV}	Costos de inversión de la tecnología evaluada
$Flujo_a$	Flujo en años para la inversión
T_a	Tasa de descuento

La ecuación (3-24) integra la anualidad a la que se vería afecta la inversión de cierta tecnología para el año base de la simulación. Esta ecuación integra los costos de inversión de la tecnología evaluada, su flujo anual, su factor de precios (que varía año a año para las tecnología solar, eólica, BESS y CSP), todo esto llevado a valor presente con su respectiva tasa de descuento. En cuanto a la ecuación (3-25), en esta se encuentra la iteración para los demás años, en donde se observa la anualidad anterior (costo de inversión diferente debido al factor de precios del año anterior) y la nueva anualidad, referente a lo instalado en ese año, en donde se tiene un nuevo factor de precios que afectará a los costos de inversión. Todo esto se centra en que cada capacidad instalada, en cada año, se vea exclusivamente ponderada por su factor de precio correspondiente, para luego, este término sumarlo a las demás anualidades año a año. Esto provoca que el factor de precios del año a afecte exclusivamente a la inversión del año a , con su correspondiente capacidad instalada en ese año.

3.3.6. Modelación estocasticidad hidrológica

Dentro de este trabajo de título se pretende integrar la incertidumbre hidrológica a la que Chile actualmente se ve afecto. Lo anterior, debido a que el despacho de un sistema hidrotérmico (matriz energética de Chile) se ve muy afectado a las condiciones hidrológicas del año (por ejemplo, si el año en sí es muy húmedo, habrá una menor participación de centrales térmicas muy costosas a lo largo del despacho, debido a que centrales hidráulicas aportarán de mayor manera en los bloques punta). Esto instaura la

necesidad de simular varios escenarios hidrológicos que permitan dar con la mejor combinación de tecnologías a expandir, permitiendo sobrellevar la mayor cantidad de escenarios hidrológicos al menor costo posible.

En la resolución de problemas operacionales a largo plazo de sistemas hidrotérmicos (como lo es en el caso de Chile), la programación estocástica dinámica dual (SDDP^{xxxvii}) cobra relevancia. Este tipo de programación permite evaluar de buena manera varios escenarios hidrológicos, siendo 57 los evaluados en las programaciones a 5 años del Coordinador Eléctrico Nacional - CEN. Esta resolución de problemas operacionales a largo plazo busca analizar cuál será el comportamiento del agua, determinando su uso óptimo evaluando diversos escenarios futuros. Implementar este tipo de programaciones en un problema a largo plazo pero que al mismo tiempo decide la adopción de capacidad de generación y tipos de tecnologías, lo hace un problema de gran tamaño, debido a que se agregan nuevas variables de decisión al problema, cambiando al mismo tiempo la función objetivo. Es por lo anterior que en este trabajo de título se busca optimizar el uso del agua, pero para ciertos escenarios hidrológicos representativos (programación estocástica) sin realizar una modelación al estilo SDDP.

Para realizar esto, se modifica la función objetivo del problema, reemplazándola por la ecuación (3-26).

$$\min [C_a^{Inv} + C_a^{G1} \cdot P_1 + C_a^{G2} \cdot P_2 + \dots + C_a^{Gn} \cdot P_n] \quad (3-26)$$

La ecuación (3-26) integra los costos de generación de cada escenario simulado conjunto a su probabilidad. Lo que realiza la estocasticidad en este modelo es simular todos los casos proyectados, los cuales, se verán afectos a una misma expansión en tecnologías, teniendo en consideración que la expansión decidida es la mejor observando todos los escenarios hidrológicos, en donde la minimización de todos los escenarios se encuentra inmersa dentro del mismo problema de optimización. Cada escenario poseerá sus propios costos marginales, costos de generación, generación por tecnologías, entre otros. Es por lo anterior que, dentro del modelo, también se realizan iteraciones para cada hidrología, por ende, cada una de las restricciones anteriormente vistas tienen que ser tabuladas por su componente hidrológica, de manera de simular cada escenario hidrológico por separado, pero viéndose afecto a la misma matriz energética.

3.4. Representación de operación modelo de planificación

El modelo de planificación en capacidad de generación de Systep, en un comienzo, poseía una representación por días representativos. Esta representación elegía dos días a simular por mes, simulando un día de semana y otro de fin de semana para cada mes dentro de la planificación. La desventaja de este tipo de representación es el peso que

^{xxxvii} Por sus siglas en Inglés: *Stochastic Dynamic Dual Programming*

tomaban los días de semana dentro de las simulaciones, siendo ponderados por todas las horas que representaban dentro del mes (siendo mayores que en el caso de aquellos días de fin de semana). Esta mayor ponderación, en comparación a los días de fin de semana, provocaba distorsiones en la operación de los sistemas de almacenamiento, decidiendo, por ejemplo, solamente la operación de estos elementos en modo descarga en días de semana (debido al mayor peso que tenían en la función objetivo estos días).

Debido a lo anterior, en este trabajo de título el modelo de planificación pasa a una modelación por semanas representativas, las cuales, representan cada estación que compone un año (otoño, invierno, primavera y verano). Estas cuatro semanas representativas se componen de siete días (cada día representado en ocho bloques cronológicos, lo cual, será mostrado gráficamente más adelante), de manera de que no haya más peso dentro de la planificación de aquellos días de semana. Para la elección de la semana que representará cada estación y la posterior proyección en demanda de cada una de estas por año, se realiza una agrupación de todas las semanas que conforman las estaciones para un año base, en este caso, para el año 2015 (del que se tiene disponible la demanda horaria anual por barra). Las fechas consideradas para cada estación se pueden observar en la Tabla 3-17.

Tabla 3-17: Fechas y semanas que conforman cada estación a representar.

Estación	Fecha Inicio	Fecha Fin	Semanas
Verano	26-dic	20-mar	12
Otoño	20-mar	26-jun	14
Invierno	26-jun	25-sept	13
Primavera	25-sept	26-dic	13

Teniendo en cuenta cada una de las semanas del año base, se realiza la suma semanal de cada una de estas. Con esta suma semanal, se realiza la elección de la semana que representará cada una de las estaciones que compondrán la planificación. Cada una de las semanas elegidas corresponde a la mediana (hablando de la suma en demanda semanal) de todas las semanas que integran la estación, por ejemplo, para primavera se tienen las demandas semanales en la Tabla 3-18.

Tabla 3-18: Semanas que componen la estación de primavera conjunto a su demanda semanal para el año 2015.

Semana	Demanda[MWh]	Estación
44	1,166,180	Primavera
41	1,186,420	Primavera
42	1,191,912	Primavera
45	1,195,990	Primavera
40	1,202,708	Primavera
46	1,208,565	Primavera
43	1,212,617	Primavera
48	1,215,092	Primavera
47	1,222,843	Primavera
49	1,223,525	Primavera
51	1,236,385	Primavera
50	1,238,514	Primavera
52	1,384,506	Primavera

De Tabla 3-18 se observa que la semana que representará a la estación de primavera corresponde a la semana 43, ya que corresponde a la mediana en cuanto a las sumas semanales de energía de aquellas semanas que integran la estación. Aplicando esta metodología para las demás estaciones se tienen las semanas que representarán a cada una, esto se puede observar en la Tabla 3-19.

Tabla 3-19: Semanas elegidas para representar cada estación, demandas semanales año 2015.

Estación	Semana Representativa	Demanda Total Semana [MWh]
Verano	Semana 5	1,221,801
Otoño	Semana 14	1,158,539
Invierno	Semana 32	1,227,427
Primavera	Semana 43	1,212,617

Luego de definir las semanas que compondrán la planificación para el año base, se procede a representarlas por bloques. Cada semana se compondrá de siete días, en donde cada día se representará mediante ocho bloques (de tamaño variable). La demanda que tendrá cada bloque, conjunto a su duración, son definidas mediante la minimización del error cuadrático entre la curva de demanda real y un ajuste por bloques. Esto se puede observar de mejor manera en la Figura 3-5.

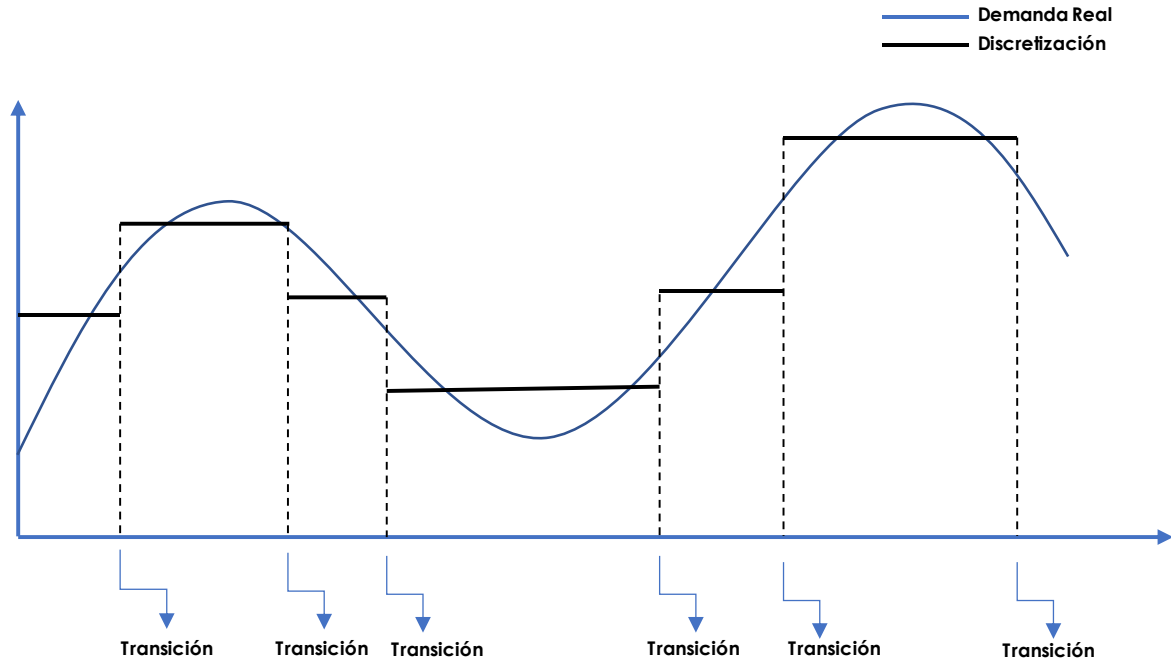


Figura 3-5: Discretización de la curva de demanda real.

De la Figura 3-5 se observa la discretización de la curva de demanda real, formando los bloques en demanda que buscarán representar el comportamiento de ésta. La optimización empleada tiene la capacidad de formar bloques de manera tal que se minimice el error entre la demanda real y la demanda discretizada. Para lograr esto, se enumeran las transiciones que puede tener el ajuste en demanda según las Ecuaciones (3-28)-(3-29), ajustando de tal manera que la cantidad de valores que pueda tomar la demanda discretizada sea igual a los bloques buscados. Para restringir la cantidad de transiciones, y así, formar la cantidad de bloques buscados, se implementa la Ecuación (3-30).

F.O

$$\min: \sum_{s,d,t} [D_{s,d,t} - z_t]^2 \quad (3-27)$$

S.A

$$z_t - z_{t-1} \leq \bar{D}_d \cdot trans_t \quad (3-28)$$

$$z_t - z_{t-1} \geq -\bar{D}_d \cdot trans_t \quad (3-29)$$

$$\sum_t trans_t = bloques - 1 \quad (3-30)$$

Tabla 3-20: Descripción de parámetros

Parámetro	Descripción
$D_{s,d,t}$	Demanda real, en la semana estaciona s, día d y hora t
z_t	Demanda discretizada en la hora t
\bar{D}_d	Demanda máxima del día a discretizar d
$trans_s$	Variable binaria que indica que existe una transición, 1 si hay una transición y 0 si el ajuste se mantiene igual al anterior.
$bloques$	Cantidad de bloques por día

Luego de discretizar los días de las semanas que representarán la planificación, se procede a realizar la proyección de estas demandas para cada año, para esto, se hace uso de las bases de Systep. Estas bases contienen las proyecciones de demanda para un horizonte 2040, representando cada mes, dentro de los años proyectados, en diez bloques de demanda. Estas proyecciones consideran modelaciones diferentes tanto para el SEN-SIC como para el SEN-SING. El SEN-SING posee una fuerte componente minera e industrial, mientras que el SEN-SIC está mayormente relacionada a consumos regulados, los cuales a su vez tienen una importante relación con el crecimiento de la economía.

Para realizar la proyección del año base (ya representado por semanas estacionales y discretizado en bloques variables) a todos los años que conformaran la planificación, se realiza la suma en demanda, de forma anual, para cada uno de los años proyectados en las bases de Systep. Luego de esto, cada una de las demandas anuales se dividen por la demanda anual base del año 2015, obteniendo los coeficientes de expansión en demanda para cada año a simular. Estos coeficientes son multiplicados con el año base, el cual, ya se encuentra representado mediante las semanas estacionales, obteniendo así todas las semanas estacionales para los años proyectados que serán simulados en la planificación.

3.5. Elección hidrologías

Dentro de la planificación a realizar es necesario definir ante qué serie o series hidrológicas se realizarán las simulaciones. Para llevar a cabo la elección, se consideran las treinta series hidrológicas más secas a las que se ha visto afecto Chile, agrupando estas treinta series en tres grupos representativos. La agrupación de hidrologías secas tiene por objetivo representar la tendencia a la que el último tiempo se han visto afectas las condiciones hidrológicas en Chile, siendo predominantemente secas. Lo anterior, presentando, por ejemplo, para el año 2019, una probabilidad de excedencia de un 93%^{xxxviii}.

Para realizar la agrupación de las treinta hidrologías, como primera parte, se utiliza como base la energía total anual generada por cada hidrología para los cuatro próximos años (utilizando las bases disponibles). La energía por serie es ordenada de mayor a menor

^{xxxviii} Información de Energía Afluente y Probabilidad de Excedencia del SEN. Disponible: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/informacion-condicion-hidrologica/>

para evaluar su magnitud, lo que se puede observar en las columnas naranjas en la Figura 3-6, en donde se observa el índice respectivo de la serie hidrológica.

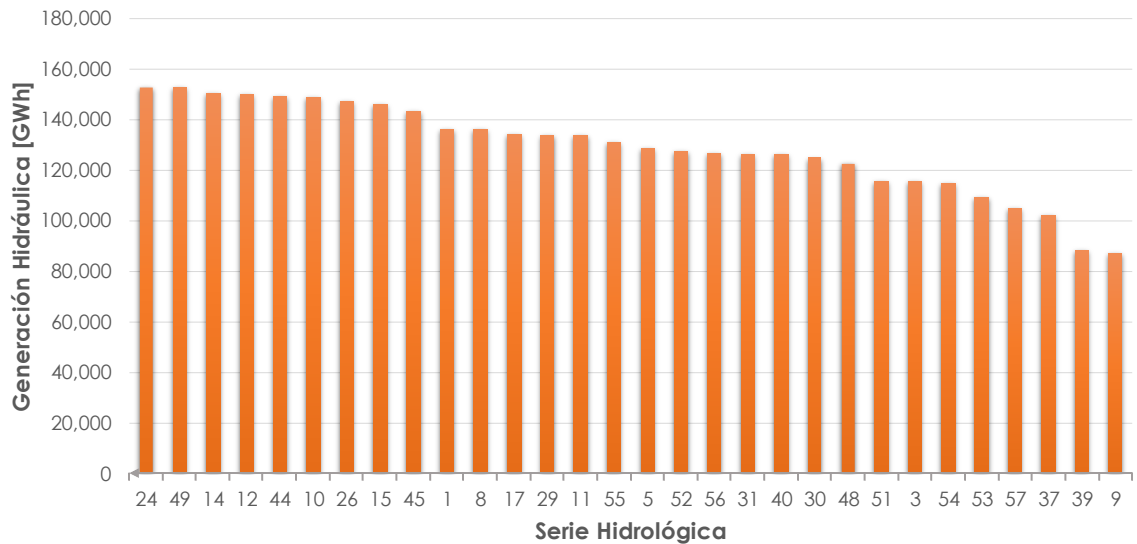


Figura 3-6: Generación hidráulica total proyectada para las treinta series hidráulicas más secas de Chile, proyección años 2020-2023.

Luego, se realiza una optimización que minimiza el error cuadrático entre el ajuste seleccionado y las hidrologías reales, representado en la función objetivo de la Ecuación (3-31). Esta optimización tiene la capacidad de formar los grupos de manera tal que se minimice el error entre la solución seleccionada y el ajuste escogido. Para lograr esto, se enumeran las transiciones totales de la variable de ajuste, comportándose según las Ecuaciones (3-32)-(3-33). Si el número de transiciones se limita a un cierto valor, se logran formar la cantidad de grupos que uno desee (escenarios a considerar en el problema de optimización), en este caso en particular son tres los grupos necesarios.

F.O

$$\min: \sum_s^{Series} [Gen_s - Ajuste_s]^2 \quad (3-31)$$

S.A

$$Ajuste_s - Ajuste_{s-1} \leq Max(Gen) \cdot trans_s \quad (3-32)$$

$$Ajuste_s - Ajuste_{s-1} \geq -Max(Gen) \cdot trans_s \quad (3-33)$$

$$\sum_s^{Series} trans_s = 2 \quad (3-34)$$

Tabla 3-21: Descripción de variables.

Parámetro	Descripción
Gen_s	Energía afluente anual de la serie s.
$Ajuste_s$	Variable resultante de ajuste para la serie s.
$trans_s$	Variable binaria que indica que existe una transición, 1 si hay una transición y 0 si el ajuste se mantiene igual al anterior.
$Series$	Series ordenadas de mayor a menor.
$Max(Gen)$	Serie con mayor caudal afluente anual.

Una vez determinados los grupos, se eligen aquellas series hidrológicas que se encuentren más cercanas al ajuste de su grupo, destacadas mediante un cuadro verde en la Figura 3-7, en donde las series obtenidas corresponden a la 37, 44 y 52.

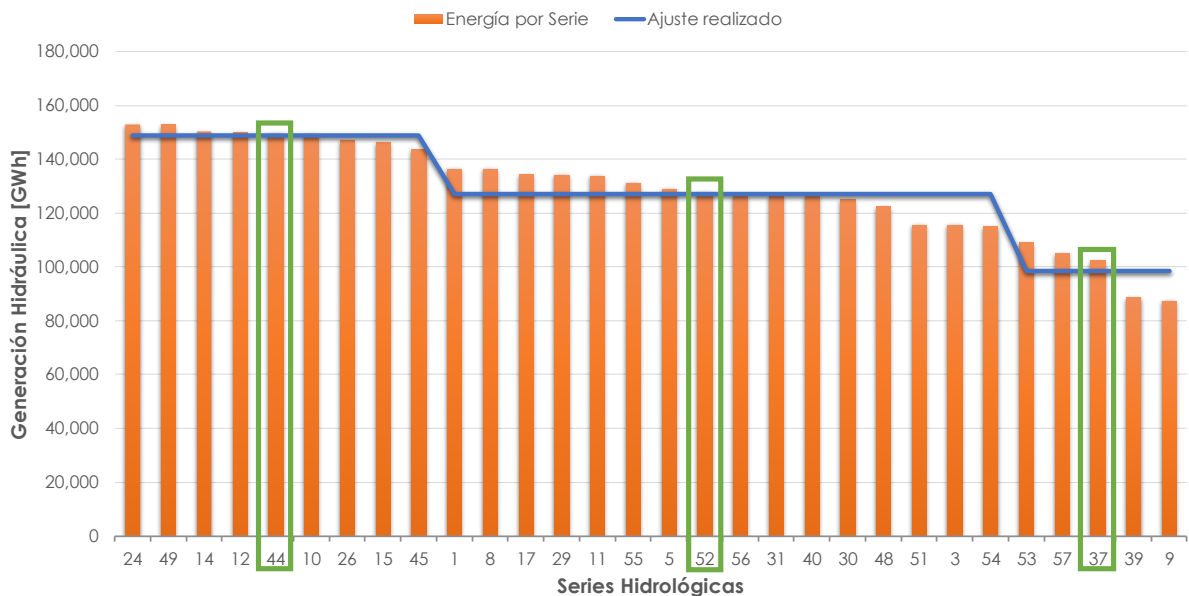


Figura 3-7: Hidrologías seleccionadas.

Estas tres hidrologías corresponden a una hidrología seca (PE 63%), hidrología seca (PE 75%) e hidrología muy seca (PE 96%). Las series hidrológicas mencionadas serán utilizadas para simular casos con estocasticidad y ver cuanto varía la planificación en capacidad de generación agregando incertidumbre hidrológica.

3.6. Creación de perfiles eólico y solar.

Es necesario confeccionar un perfil eólico y otro solar para cada estación a representar, de manera de que las centrales renovables que utilicen estos recursos primarios ajusten su generación a lo que realmente acontece con la disponibilidad de sol o viento según la estación que se evalúa.

Para esto se hace necesario confeccionar perfiles que se ajusten a las semanas representativas elegidas con anterioridad, de manera de tener una disponibilidad de recursos primarios que se acomoden a lo que realmente sucede en aquellas semanas elegidas. Para llevar a cabo este proceso, como primera parte, se realiza una evaluación de un conjunto de centrales eólicas y solares (solo con aquellas centrales disponibles en las bases Systep que posean su perfil horario real) actualmente disponibles en la matriz energética chilena, realizando una agrupación mediante el promedio anual para el año 2018, en cuanto a factor de planta, para cada central eólica y solar. Este promedio anual por central se puede observar en la Tabla 3-22 para las centrales solares y en la Tabla 3-23 para las centrales eólicas.

Tabla 3-22: Centrales solares modeladas en base OSE, promedio anual 2018.

Central Solar	Factor de Planta
EMELDA Solar	0.179
Techos de Altamira	0.192
Pilar los Amarillos	0.220
Salvador PMG	0.220
La Huayca	0.242
El Águila	0.250
Chañares	0.253
Los Loros	0.255
Santiago Solar	0.258
Quilapilún	0.270
San Andrés Solar	0.285
Javiera	0.286
Solar Pozo Almonte 2	0.293
Lalackama	0.293
Tambo Real	0.299
Bolero	0.311
Huatacondo	0.312
María Elena	0.320
Solar Pozo Almonte 3	0.323
Uribe	0.340
Salvador Solar	0.341
El Pelicano	0.342
Luz del Norte	0.354
Conejo	0.359
Río Escondido	0.365
PV Cerro Dominador	0.384

Tabla 3-23: Centrales eólica modeladas en base OSE, promedio anual 2018.

Central Eólica	Factor de Planta
Punta Colorada Eólica	0.123
Canela 1	0.180
Totoral Eólica	0.221
Los Cururos	0.242
Punta Palmeras	0.252
Canela 2	0.256
Monte Redondo	0.261
El Arrayán	0.273
Cerro Tigre	0.275
Talinay Oriente	0.290
Valle de los Vientos	0.301
Aurora	0.303
Cuel	0.308
Sarco	0.322
San Pedro de Dalcahue	0.340
Tchamma	0.350
La Esperanza	0.351
Eólica Renaico	0.358
Talinay Poniente	0.367
Los Buenos Aires	0.373
Puelche Sur	0.385
San Juan	0.393
Alena	0.399
Coihue	0.462
Camán	0.540

Luego de obtener los promedios anuales para cada central, se procede a elegir aquella central que represente la mediana en cada muestra. Con esta elección ya es posible elegir el perfil solar y eólico para cada una de las semanas que se eligieron con anterioridad para representar la demanda. Para estos perfiles, se toman los perfiles horarios disponibles para cada central elegida y para cada semana seleccionada, realizando un promedio (en cuanto a disponibilidad del recurso) de aquellas horas que conforman cada uno de los bloques de la semana, obteniendo así los perfiles que entran al modelo de planificación, por bloque y semana a representar.

3.7. Costo Tecnologías Candidatas

Se hace necesario definir cuáles son los costos por tecnología para las expansiones que hará el modelo de optimización, de manera de que elija la alternativa más económica entre todas las posibles. Para llevar a cabo esto, en primera instancia, se explicarán los costos por potencia instalada y costo variables para cada tecnología, para luego, explicar la curva de costos a la que se verá afectada cada tecnología a lo largo del periodo de planificación, de manera de que sus costos de inversión concuerden con los precios reales de cada proyecto (o se ajusten lo más posible). Esta sección se dividirá en tres grupos, uno centrado en proyectos solares fotovoltaicos, eólicos y térmicos, un segundo grupo centrado en proyectos solares térmicos y otro último en proyectos BESS.

3.7.1. Proyectos solares fotovoltaicos, eólicos y térmicos.

Para definir el costo de cada tecnología candidata se debe definir un precio de expansión, tanto por inversión en capacidad (potencia), como por costos variables (si es el caso de alguna tecnología térmica). Para definir estos costos, para aquellos por potencia, se utilizaron los definidos por la Comisión Nacional de energía (CNE), entidad que define precios por tecnología para cada año, basando estos costos en los precios reales de proyectos puestos en marcha en el territorio nacional. Los precios por tecnología se pueden observar en la Tabla 3-24.

Tabla 3-24: Costo de inversión por tecnología, CNE 2019^{xxxix}.

Tecnología	Costo Inversión [USD/KW]
Térmica diésel	687
Térmica a gas natural (CA)	800
Solar fotovoltaica	970
Térmica a gas natural (CC)	1,048
Eólica	1,361
Hidráulica de embalse	2,180
Térmica a carbón	3,000
Térmica a biomasa	3,100
Térmica a biogás	3,500
Mini-hidráulica	3,565
Hidráulica de pasada	4,050
Geotérmica	5,870

Estos costos de inversión ingresan al modelo de planificación incluyendo economías de escala, de manera de que, al haber ciertos umbrales de instalación en potencia, el precio de inversión baje en un cierto porcentaje. También, dado el plan de descarbonización, no se está considerando expansión en unidades a carbón.

En cuanto a la curva de costos temporal que se verá afecta cada tecnología, se ajustan según la proyección PELP que el Ministerio de Energía realiza periódicamente. Esta proyección de costos se realiza sobre tecnologías solares y eólicas, ya que proyectos térmicos no poseen componentes que, en un horizonte de mediano-largo plazo, esperen disminuciones en sus costos de inversión.

En la Figura 3-8 se puede observar la proyección de costos para las tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas, hasta el año 2046 según la PELP 2019, en donde se observan las curvas alto (costos con mayores precios proyectados), media (precio intermedio que oscila entre la envolvente superior e inferior), bajo (precios más bajos proyectados) y los proyectados por la PELP 2017.

^{xxxix} Costo Tecnologías 2019, CNE, disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/03/Res.-Ext.-Nº-207-Informe-costos-de-generación-2019.pdf>

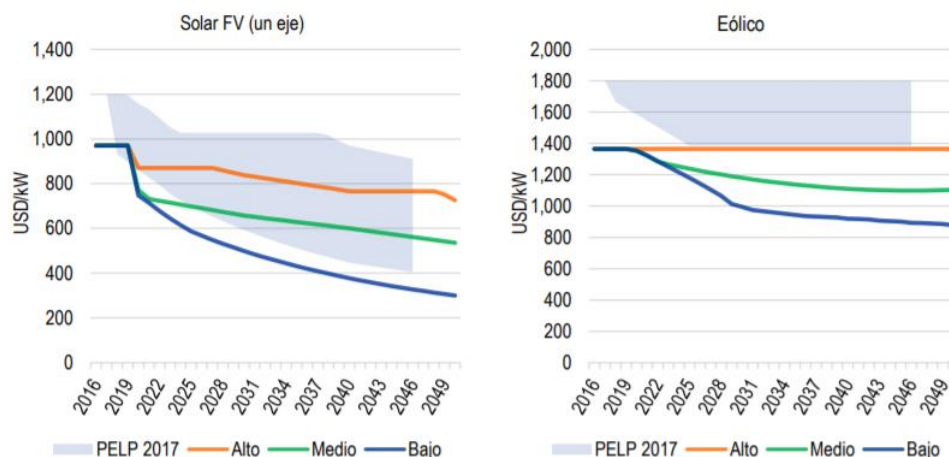


Figura 3-8: Proyecciones de costo de inversión proyectos solares PV y eólicos [USD/KW]^{xl}.

De la Figura 3-8 es posible observar que para proyectos solares existe una disminución en costos para el año 2049 de un 31% aproximadamente para la curva media. En cuanto a los casos alto y bajo, para el primero se observa una disminución al año 2049 de un 21%, mientras que para el segundo caso (caso bajo), observa una disminución en costos al año 2049 de un 70%.

En el caso de los costos para proyectos eólicos, se puede observar de la Figura 3-8 una proyección según la PELP para el año 2049, en donde se indican las curvas alto (costos con mayores precios proyectados), medio (precio intermedio que oscila entre la envolvente superior e inferior), bajo (precios más bajos proyectados) y los anteriormente proyectados en la PELP 2017. La curva media posee una disminución en costos al año 2049 de un 22% (con respecto al año 2020 de la misma curva), mientras que las curvas alto y bajo observan una disminución de 0% y 36% respectivamente.

Estas proyecciones de costos, tanto para proyectos solares fotovoltaicos y eólicos, ingresan al modelo (integrado en este trabajo de título) mediante una curva de costos. Como simplificación, esta curva asume un comportamiento lineal de decrecimiento para la inversión en cada proyecto, alcanzando una disminución igual a las proyectadas por la PELP al final del año de planificación de la simulación correspondiente. Por ejemplo, para el caso solar fotovoltaico según la proyección PELP 2019, los costos de inversión van desde 980[USD/KW] para el año 2020 y de 620[USD/KW] para el año 2035 (de manera aproximada para el caso medio). Con esto, es posible observar una disminución en costos de inversión desde el año 2020 al año 2035 de un 27% aproximadamente, comportamiento que se adoptaría para una simulación con horizonte de planificación 2035. En cuanto a los proyectos eólicos, se observan costos desde 1400 [USD/KW] a 1180 [USD/KW] entre los años 2020 y 2035, observando una disminución de un 26% (ingresando esta característica nuevamente si es que la simulación estuviera afecta a un horizonte 2035). Con lo anterior, se obtienen las curvas de costos de decrecimiento lineal

^{xl} Proyecciones Costo de Tecnologías solares y eólicas PELP, Disponible: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>

al que se verán afectas los proyectos solares y eólicos de una simulación con horizonte 2035, esto se puede observar de mejor manera en la Figura 3-9.

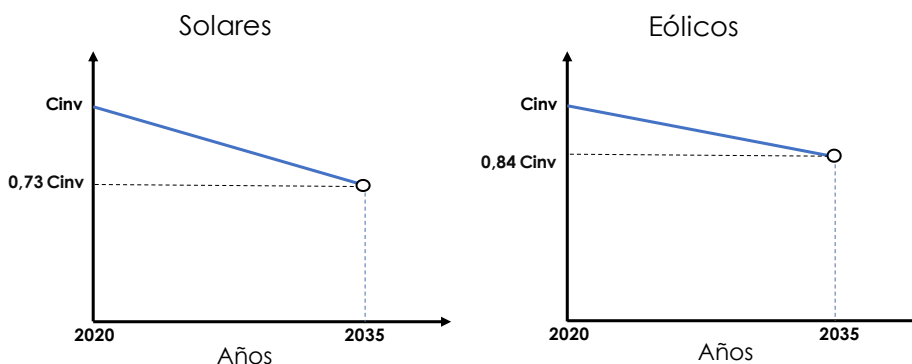


Figura 3-9: Curvas de costos, decrecimiento de los costos de inversión proyectos solares y eólicos, horizonte 2035 de planificación.

De la Figura 3-9 es posible observar cómo los costos de inversión iniciales (Cinv) en cada caso (proyecto eólico y solar) van decayendo linealmente a lo largo del periodo de planificación (en este caso ejemplo al 2035) alcanzando sus costos de inversión proyectados para ese año según la PELP 2019.

Por otro lado, en cuanto a los costos variables que utiliza el modelo, se deben definir aquellos que adoptarán las tecnologías genéricas que se expandirán en la planificación. Para llevar a cabo lo anterior, se realiza un promedio simple de los costos variables de cada unidad por tipo de tecnología térmica (GNL, Diésel) que actualmente se tiene disponible en la matriz chilena (costos a junio 2019). Con esto, se obtiene lo visto en la Tabla 3-25, costos para centrales Diesel y CA-GNL/CC-GNL.

Tabla 3-25: Costo variables para tecnologías candidatas, CC-GNL/CA-GNL/Diesel.

Tecnología	Costo Variable [USD/MWh]
CC-GNL	57.2
CA-GNL	71.1
Diesel	172.8

De la Tabla 3-25 es posible observar que la tecnología que presenta menores costos variables es la asociada a los ciclos combinados a gas, pero de las tres, es la que presenta los costos de inversión más elevados según la Tabla 3-24. Los costos variables adoptados para aquellas tecnologías a expandir no presentan variación a lo largo del periodo de planificación.

3.7.2. Proyectos solares térmicos

Para la tecnología solar térmica (CSP) es necesario realizar un desglose de costos por energía y potencia, de manera de que el modelo de planificación pueda decidir, según precios, cuanta potencia tendrá la tecnología a expandir y cuanta energía podrá almacenar (se decide óptimamente por ambas dimensiones del CSP a diferencia de una central convencional donde es necesario decidir óptimamente sólo respecto a la potencia a instalar). Para llevar a cabo lo anterior, se realizó una agrupación de ciertos proyectos solares térmicos que serán puestos en marcha a lo largo del mundo, para posteriormente, ver la posibilidad de despejar costos por energía y potencia. Los proyectos CSP que serán puestos en marcha a lo largo del mundo se pueden observar en la Tabla 3-26.

Tabla 3-26: Proyectos CSP conjunto a costos de inversión^{xli}.

Proyecto	Potencia[MW]	Horas Autonomía	Precio[MUSD]	Pais Proyecto	Energia[MWh]
Aurora	150	8	\$ 650,000	Australia	1,200
Copiapó	260	13	\$ 2,000,000	Chile	3,380
Crescent Dunes	110	10	\$ 1,000,000	EE.UU	1,100
Kalkaar	150	12	\$ -	Sudáfrica	1,800
Kotulo Tsatsi	150	12	\$ -	Sudáfrica	1,800
Likana	390	13	\$ 2,400,000	Chile	5,070
Redstone	100	12	\$ -	Sudáfrica	1,200
Rooipunt	150	12	\$ -	Sudáfrica	1,800
Sandstone	2000	10	\$ 5,000,000	EE.UU	20,000
Tamarugal	450	13	\$ 2,700,000	Chile	5,850

De la Tabla 3-26 es posible observar tres proyectos, de todos los posibles, ubicados en Chile, los cuales, poseen su respectiva RCA aprobada^{xlii}. Con estos tres proyectos es posible armar un sistema de ecuaciones que permite despejar un costo de inversión en capacidad y costo de inversión en almacenamiento, asumiendo un múltiplo solar igual para todos (supuesto no muy malo debido a que los tres proyectos poseen autonomías iguales, por ende, el sobredimensionamiento del campo solar por sobre el bloque de potencia es similar). Como se tienen diferentes combinaciones de proyectos (para así obtener un precio de energía y potencia), se elige aquella combinación que entregue el menor precio para estos dos elementos, dándose esta combinación entre los proyectos Tamarugal y Copiapó. Los respectivos precios obtenidos, luego de resolver el sistema de ecuaciones pertinente, se pueden observar en la Tabla 3-27.

Tabla 3-27: Precios obtenidos para energía y potencia (CSP) combinando proyectos Tamarugal y Copiapó.

Elemento	Costo de Inversión
Capacidad [MW/USD]	3,700,000
Almacenamiento [MWh/USD]	180,000

^{xli} Proyectos mencionados en Solar Reserve.

^{xlii} Resoluciones de calidad ambiental, Disponible: <https://www.sea.gob.cl/>

A estos precios, observados en la Tabla 3-27, se le agrega una curva de costos definida de la misma manera que para los proyectos solares y eólicos. En este caso, la PELP 2019 define una distribución de costos para proyectos solares térmicos según la Figura 3-10 (tanto para proyectos con 11 y 14 horas de almacenamiento), en donde se observan las curvas alto (costos con mayores precios proyectados), medio (precio intermedio que oscila entre la envolvente superior e inferior), bajo (precios más bajos proyectados) y los proyectados por la PELP 2017. Cabe recalcar que no se utilizaron estas curvas directamente debido a que los costos de inversión iniciales elegidos fueron diferentes.

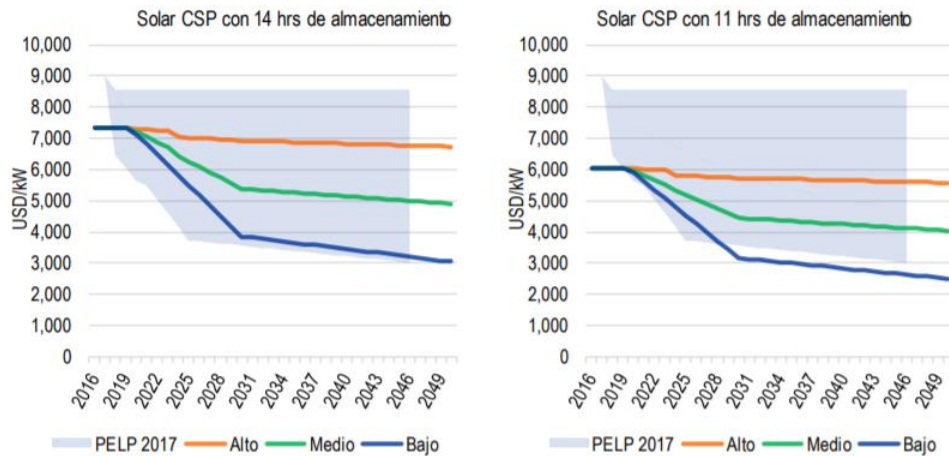


Figura 3-10: Proyecciones del costo de inversión proyectos solares térmicos [USD/KW].

De la Figura 3-10 es posible observar que para un horizonte 2035, la curva media disminuye sus costos (en comparación al año 2020) en un 30% (para el caso con 11 horas de almacenamiento). En cuanto al caso alto y bajo (también referido al caso con 11 horas de almacenamiento), el primero disminuye sus costos de inversión en un 10%, mientras que el segundo caso disminuye en un 50% aproximadamente sus costos de inversión. La disminución vista en la curva media es ingresada al modelo mediante una curva de costos, afectando los costos de inversión definidos en la Tabla 3-27. Como simplificación se asume que estos costos disminuyen de manera lineal hasta el final del periodo de planificación, de manera de que en cada año su costo de inversión se afine según las proyecciones anteriormente vistas (pero de manera lineal).

3.7.3. Proyectos BESS

Para la tecnología BESS es necesario realizar un desglose de costos de inversión en capacidad y almacenamiento, de manera de que el modelo de planificación pueda decidir, según dichos valores, cuanta potencia tendrá la batería a expandir y cuanta energía podrá almacenar (horas de almacenamiento). Para llevar a cabo lo anterior, se utilizaron los

costos de inversión mencionados en uno de los documentos revisados en el capítulo de antecedentes, este corresponde a [13]. Los costos implementados en este documento se pueden observar en la Tabla 3-28.

Tabla 3-28: Precio de energía y potencia para los BESS candidatos.

Elemento	Costo de Inversión
Capacidad [KW/USD]	140
Almacenamiento [KWh/USD]	260

Al igual que en los proyectos candidatos explicados anteriormente, los BESS están afectos a una curva de costos que disminuye sus costos de inversión a lo largo del periodo de planificación, de manera de replicar lo que realmente sucede con sus costos de inversión. Según Bloomberg, los costos de inversión de las baterías irán a la baja hasta alcanzar precios de 75[USD/KW] al año 2030 según lo visto en la Figura 2-20.

La PELP 2019 también realiza una proyección a la baja de costos de almacenamiento (al igual que las tecnologías anteriormente vistas) esta proyección de costos consta de curvas alto (costos con mayores precios proyectados), media (precio intermedio que oscila entre la envolvente superior e inferior), bajo (precios más bajos proyectados) y los proyectados por la PELP 2017. Las proyecciones según la PELP 2019 se pueden observar en la Figura 3-11.

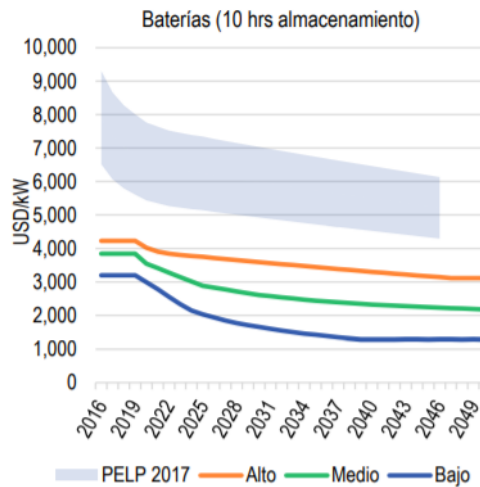


Figura 3-11: Proyección de costos baterías con 10 horas de almacenamiento, PELP 2019.

De la Figura 3-11 es posible observar que para un horizonte 2035, la curva media disminuye sus costos (en comparación al año 2020) en un 17%. En cuanto al caso alto y bajo, el primero disminuye sus costos de inversión en un 10% entre los años 2020 y 2035,

mientras que el segundo caso disminuye en un 63% sus costos de inversión entre los años 2020 y 2035.

En este trabajo de título se integraron valores que permitieran un precio por KWh para los proyectos BESS de 75[USD/KWh] para un horizonte 2035. Este horizonte es de 5 años más de lo que pronostica Bloomberg^{xliii}. Por último, este precio en comparación a los proyectados por la PELP 2019, se encuentran por debajo de la curva baja para un horizonte 2035. En otras palabras, en este trabajo de título los precios por almacenamiento BESS son más conservadores que Bloomberg y más optimistas que la PELP.

3.8. Elección de reserva necesaria

Dentro de la planificación en capacidad de generación se hace necesario establecer ciertas restricciones que puedan darle flexibilidad al sistema. Las reservas permiten enfrentar salidas intempestivas de generación, por ejemplo, durante bloques solares (horas sol) puede producirse la salida del sistema de aquella central solar más grande de la matriz energética, produciendo una deficiencia en generación considerable. Esta caída en generación debe ser suplida por centrales que puedan adoptar generación de manera rápida. Por otro lado, estas reservas también pueden ser definidas para enfrentar rampas asociadas a tecnologías renovables, las cuales, son integradas en este trabajo de título dentro del modelo disponible.

Las tecnologías de generación intermitente dependen exclusivamente de su recurso primario renovable, produciendo grandes inyecciones de energía al tener presente este recurso durante el día. En el caso del sol, esta tecnología puede pasar de generar 0% con respecto a su capacidad instalada a un 30%/40% o 60% entre bloques no solar y solar. Caso contrario, esta misma tecnología puede pasar de generar 20%/30% o 40% su capacidad instalada, para generar 0% entre bloques solar y no solar. Estos dos casos deben ser equilibrados por aquellas tecnologías flexibles (GNL, Diesel, Carbón, BESS o CSP), tomando el rol de generación entre bloques solar y no solar, o dejando de producir energía en aquellos bloques no solar y solar. Para definir de buena manera los niveles de reserva que necesita el modelo (para sobrellevar las rampas mencionadas) se realizan dos ejercicios.

El primer ejercicio consistió en simular la instalación de una central solar en el norte del país (específicamente en Calama) mediante la herramienta del Ministerio de Energía llamada Explorador Solar^{xliv}. Esta central solar posee una capacidad instalada de 1000[MW] contando con un seguimiento en 2 ejes. La elección de una configuración en 2 ejes se basó en la simulación de esta misma central, pero con diversas configuraciones, siendo éstas seguimientos de un eje, horizontal y vertical (HSAT y VSAT), y seguimiento en ambos ejes, eligiendo aquella configuración que presentara una mayor frecuencia en

^{xliii} Proyección de precios según *Bloomberg New Energy Finance*, disponible: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

^{xliv} El explorador solar es una herramienta en línea destinada al análisis de recursos renovables, permitiendo de manera gráfica, realizar una evaluación preliminar del potencial energético sobre cualquier sitio en Chile. Disponible: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

rampas de mayor magnitud (“worst case scenario”). Para observar estas frecuencias, el explorador solar entrega las generaciones que pudo haber producido la central solar instalada desde el año 2004 al año 2016, con una resolución horaria entre generaciones. A esta muestra de generaciones por hora, se le realiza el cálculo de rampa hora a hora según la Ecuación (3-35), obteniendo rampas de subida y de bajada de generación de la central evaluada.

$$Rampa_t = g_t - g_{t-1} \quad (3-35)$$

Con lo anterior, es posible normalizar lo calculado, de manera de observar cuánto cambió la generación de esta central hora a hora, con respecto a su capacidad total instalada. Esta variación hora a hora en por unidad se lleva a un histograma, observando así la cantidad de veces que se produjo esa variación en generación de la central, desde los años 2004 y 2016 (ventana de tiempo que corresponde a las simulaciones del Explorador Solar). Los histogramas determinados para cada caso se pueden observar en la Tabla 3-29.

Tabla 3-29: Histogramas para los tres casos analizados en configuración central solar, Calama.

Tracker 2 Ejes			HSAT			VSAT		
Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado	Clase	Frecuencia	% acumulado
0	52,593	46%	0	52,591	46%	0	53,175	47%
0.1	38,878	80%	0.1	35,919	78%	0.1	26,623	70%
0.2	7,046	87%	0.2	10,211	87%	0.2	25,484	92%
0.3	3,362	89%	0.3	4,952	91%	0.3	8,113	100%
0.4	3,551	93%	0.4	3,748	94%	0.4	411	100%
0.5	2,872	95%	0.5	4,469	98%	0.5	43	100%
0.6	2,620	97%	0.6	1,630	100%	0.6	9	100%
0.7	2,657	100%	0.7	332	100%	0.7	2	100%
0.8	269	100%	0.8	3	100%	0.8	0	100%
0.9	1	100%	0.9	2	100%	0.9	0	100%
1	11	100%	1	3	100%	1	0	100%

De la Tabla 3-29 es posible observar que la configuración que presenta una mayor cantidad en rampas (de mayor magnitud) es la asociada al seguimiento en 2 ejes, siendo elegida como configuración para la restricción en reserva. Luego de la elección de la configuración, se toman las rampas obtenidas de ésta para los 12 años de simulación con resolución horaria. Con esto, es posible armar 24 horas cronológicas de necesidad de rampa para diversas estaciones del año (verano, otoño, invierno y primavera), de manera de poder utilizarlas en el modelo implementado. Para llevar acabo lo anterior, se toman las rampas hora a hora, con un percentil del 95% (es decir, solo el 5% de los casos en rampa ocurridos a lo largo de los 12 años de simulación de la central no podrán ser abastecidos), formando 24 horas cronológicas para verano, otoño, invierno y primavera. Esta agrupación se puede observar en la Figura 3-12.

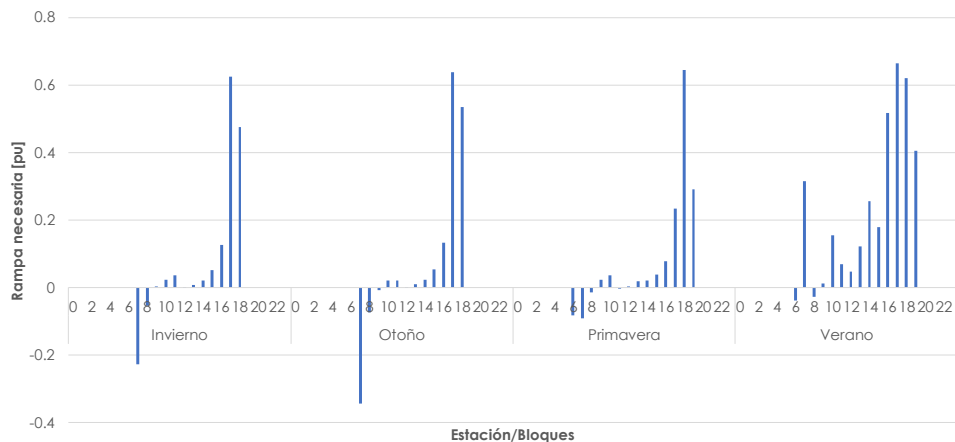


Figura 3-12: Necesidades en rampa para generación solar, diferentes estaciones, percentil 95%.

De la Figura 3-12 se puede observar que, para la estación de verano, hay una mayor cantidad de rampas sobre 0.2 en comparación a las otras estaciones. Estas rampas son moduladas en bloques (tomando como rampa para el bloque, a la máxima ocurrida a lo largo de ese bloque), de manera de poder incluirlas como un perfil en reserva para el modelo integrado en este trabajo de título (restricción (3-9)). Este perfil aumentará las necesidades en reserva para aquellos bloques en donde las rampas solares son más pronunciadas, específicamente para las horas 18-19, que son donde la generación solar empieza a bajar sustancialmente. Por ejemplo, la restricción en reserva del modelo para el bloque que represente el conjunto de horas que están cerca de la hora 18, en la estación de verano, necesitará por cada 1[MW] solar, 0.6[MW] flexibles, los cuales, serán abastecidos por tecnologías térmicas, hidráulicas o sistemas de almacenamiento que tengan la holgura en operación para brindar esa reserva.

En cuanto a las rampas necesarias para la variación de generación eólica, se realizó un proceso similar. En primera instancia, se tomaron todas las centrales eólicas disponibles en las bases de Systep, eligiendo solo aquellas centrales que respondieran a un perfil real^{xlv} dentro de las bases. Posterior a esto, se realizó una suma conjunta de la generación de todas las centrales, obteniendo así una generación anual conjunta de todo el parque eólico disponible (perfil eólico agregado). Con esta agrupación es posible determinar las rampas hora a hora, de la misma manera que se realizó para el caso solar, pudiendo obtener un perfil en rampas, de manera horaria, para todas las estaciones del año. Este perfil de rampa se puede observar en la Figura 3-13 para un percentil de un 95%.

^{xlv} Dentro de las bases de Systep hay modelación de centrales que responden a un perfil de referencia, por ende, el comportamiento en generación de esas centrales no corresponde al que están afectas realmente.

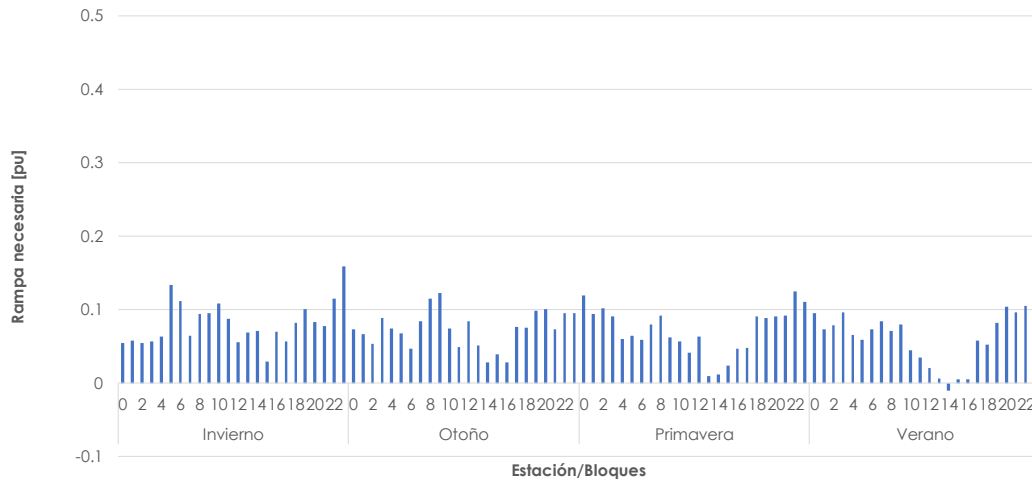


Figura 3-13: Necesidades en rampa para generación eólica, diferentes estaciones, percentil 95%.

De la Figura 3-13 es posible observar lo homogéneo que son las necesidades en rampa para sobrellevar los cambios en generación eólica, las cuales, no sobrepasan el 0.2 [pu]. En cuanto a la restricción del modelo, ésta requerirá para cada 1 [MW] eólico instalado, de 0.05 a 0.18 [MW] flexibles, de manera de sobrellevar las variaciones de generación eólica a lo largo de las estaciones modeladas.

3.9. Casos estudio

Los casos estudio que se analizarán en este trabajo de título serán 4 y se explicarán a continuación.

3.9.1. Caso Base

El caso base consistirá en una planificación en capacidad de generación considerando solamente tecnologías solares, eólicas, hidráulicas y térmicas^{xlvi} como candidatas a expansión (no se incluyen tecnologías de almacenamiento). Se evaluará la expansión en tecnologías, costos de generación e inversión, proyección de costos marginales y el costo equivalente de desarrollo del sistema. Este caso incluirá las siguientes consideraciones:

- Considera un horizonte de planificación de 15 años (se simularán 20 pero repitiendo 5 años más el año 15, de manera de que la planificación no se vea afecta a condiciones de borde del problema).
- Centrales candidatas: Solares, eólicas, hidráulicas y térmicas.

^{xlvi} No se toma en consideración la expansión en centrales a Carbón.

- Plan de descarbonización: Primera etapa^{xlvii}.
- 4 meses representativos por año (otoño, invierno, primavera y verano).
- 56 bloques por mes representativo
- 8 bloques por día (representación cronológica de 1 semana de operación por mes representativo)
- Determinístico: Hidrología Seca (78% de probabilidad de excedencia), hidrología que representa el caso medio de los 30 más secos de Chile.
- Consideración de reserva para sobrellevar rampas solares y eólicas, modulada por bloques y estaciones del año.
- De la matriz inicial, las centrales térmicas y embalses son candidatas a satisfacer la restricción de reserva.
- Tecnologías térmicas candidatas a expandir y que ingresan al sistema pueden participar de la reserva (Diesel y Gas)

3.9.2. Caso BESS

Este caso incluirá las mismas consideraciones que el caso base, pero también permitirá como tecnología candidata a expandir sistemas de almacenamiento BESS. Se evaluará la expansión de tecnologías, costos de generación e inversión, proyección de costos marginales, costo equivalente de desarrollo del sistema completo y del sistema almacenamiento BESS (de manera de observar cómo evoluciona el costo de los proyectos BESS a lo largo de la planificación, solamente en aquellos años en donde se haya invertido en sistemas de almacenamiento BESS).

3.9.3. Caso CSP

Este caso incluirá las mismas consideraciones que el caso base, pero permitirá también como tecnología candidata centrales térmicas CSP (sin BESS). Se evaluará la expansión de tecnologías, costos de generación e inversión, proyección de costos marginales, costo equivalente de desarrollo del sistema completo y del CSP (de manera de observar cómo evoluciona el costo de los proyectos CSP a lo largo de la planificación, solamente en aquellos años en donde se haya invertido en CSP).

3.9.4. Caso estocástico

Dentro de los casos de estudio se hace necesario analizar cómo se comporta la estocasticidad en el problema de planificación de manera de considerar adecuadamente la naturaleza hidrotérmica del sistema de potencia bajo análisis. Para esto, se evaluarán los casos estudio base y BESS, observando cómo se diferencian los escenarios determinísticos de aquellos casos estocásticos, en cuanto a costos totales (en secciones posteriores se explica por qué el caso CSP queda fuera del análisis estocástico). Para llevar

^{xlvii} Esta primera etapa de descarbonización se encuentra disponible en la sección 2.1.2 de este documento.

a cabo lo anterior, se realizarán simulaciones determinísticas y estocásticas, de manera de observar los costos totales para cada simulación por separado y así compararlos adecuadamente.

Para entender de mejor manera los casos estudio, se presentan los diagramas de flujo de la Figura 3-14 y la Figura 3-15.

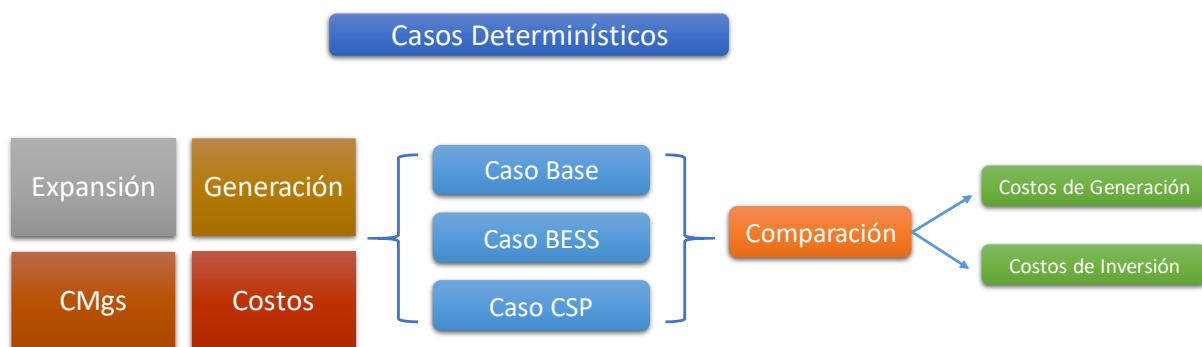


Figura 3-14: Diagrama de flujo, análisis de casos determinísticos.

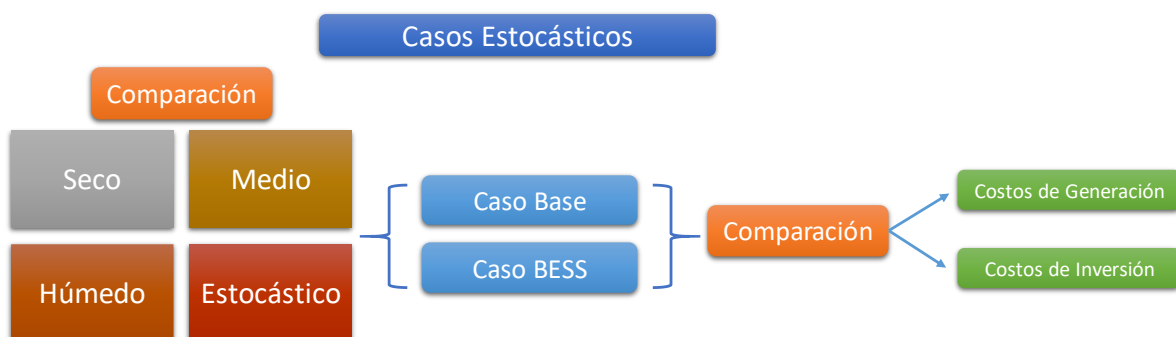


Figura 3-15: Diagrama de flujo, análisis de casos estocásticos.

Para los casos determinísticos, como lo presenta la Figura 3-14, se analizarán la expansión, generación, costos marginales y costos en general para cada uno de los casos (base, BESS y CSP). Luego de eso, se realizará la comparación entre costos totales de todos los casos analizados.

En cuanto a los casos estocásticos, como presenta la Figura 3-15, se realizará una comparación entre hidrologías y caso estocástico para cada uno de los casos (base y BESS), para posteriormente, realizar la comparación entre caso base y BESS, observando los costos de generación e inversión.

Capítulo 4: Resultados

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos para cada caso estudio. La distribución de resultados y análisis consistirá, en primera instancia, en una exposición y análisis de aquellos casos estudio determinísticos (un escenario) con y sin sistemas de almacenamiento, para luego, realizar una comparación entre ellos. Luego de esto, la exposición de resultados se centrará en aquellos casos estocásticos, realizando las comparaciones pertinentes al final de este capítulo entre series determinísticas y estocásticas.

4.1. Caso Base

A continuación, se darán a conocer los resultados para el caso de estudio que no considera sistemas de almacenamiento BESS y CSP como candidatos a expandir.

4.1.1. Expansión del sistema

El problema resuelto global resolvió 9,668,900 restricciones, 9,649,311 variables, el computador utilizado fue un Intel 7, 8 núcleos y 64 gb de memoria ram. La iteración completa del problema fue de 21 minutos.

Como primera parte, para entender los resultados, el parque instalado inicial de las simulaciones corresponde a lo visto en la Figura 4-1.

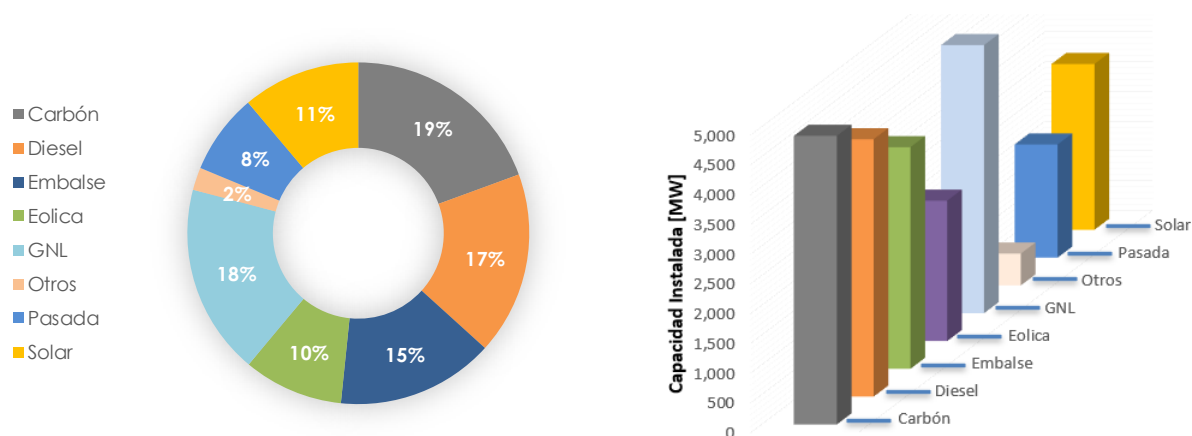


Figura 4-1: Parque inicial instalado.

De la Figura 4-1 se puede observar que la matriz está principalmente constituida por centrales térmicas e hidráulicas.

La expansión del sistema (MW por tipo de tecnología) para el caso base se puede observar en la Figura 4-2.

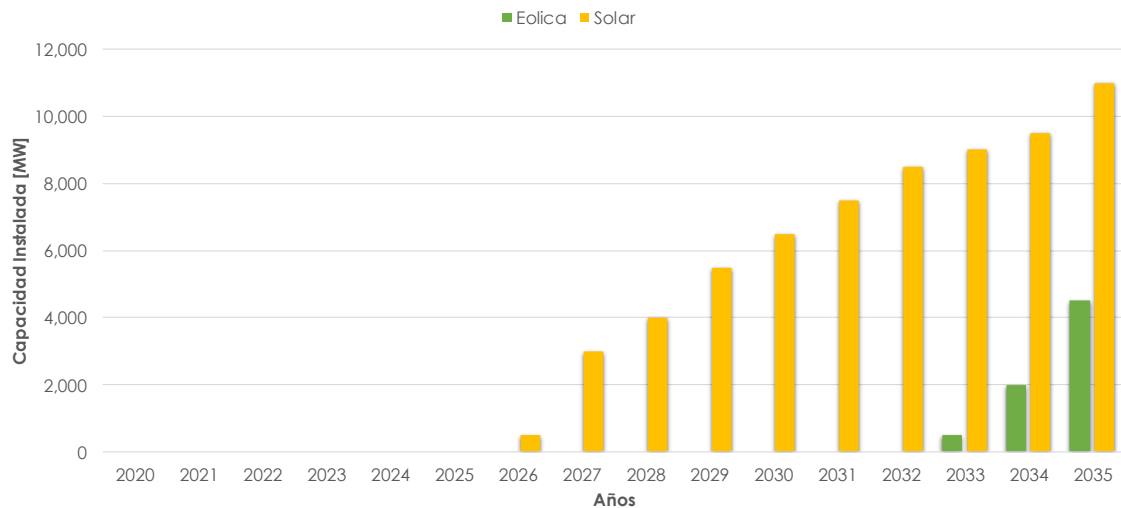


Figura 4-2: Expansión del sistema al año 2035, caso base.

De la Figura 4-2 se puede observar la expansión acumulada del sistema. La expansión del sistema para el año 2035, consta principalmente de tecnologías solares y eólicas, instalando una capacidad de 11.5 [GW] y 4.5 [GW] respectivamente. En este caso, el sistema adopta las tecnologías solares como principales candidatas a expandir debido a su bajo costo de inversión (en comparación a otro tipo de tecnologías) y su costo variable cero, bajando los costos de generación del sistema. La integración de este tipo de tecnologías tiene como fin abastecer demanda en bloques valle, desplazando otro tipo de tecnologías con costo variable diferente de cero (centrales térmicas). Las tecnologías eólicas son adoptadas, en primera instancia, por sus costos de inversión y su costo variable cero, siendo potenciadas al mismo tiempo por su presencia en diversos bloques horarios (bloques punta o bloques valle).

Se hace relevante observar cómo se va conformando la matriz inicial del parque, conjunto a la expansión del sistema, observando al mismo tiempo la demanda máxima anual a la que se ven afectas las simulaciones (crecimiento de 2.5% por año). Esto se puede observar en la Figura 4-3.

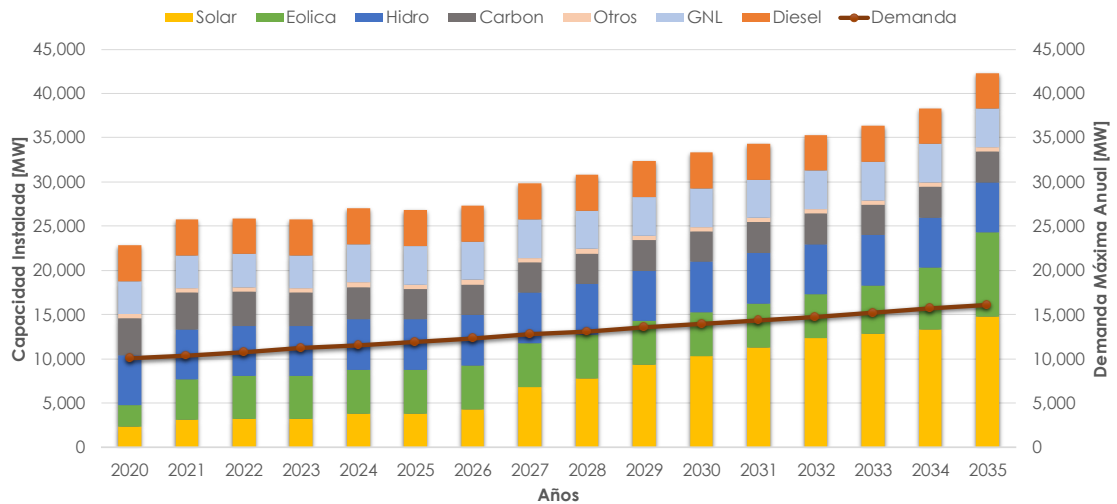


Figura 4-3: Expansión del sistema agregando la matriz inicial, caso base.

De la Figura 4-3 se puede observar la expansión de la matriz inicial. Cabe recalcar que al modelo entran proyectos que ya están en construcción y se encuentran con un horizonte de puesta en marcha, siendo proyectos eólicos, solares y GNL principalmente. Por ejemplo, para el año 2021 entrarán en funcionamiento 758 [MW] solares y 2150 [MW] eólicos (los proyectos entrantes por modelo recién comienzan en el año 2026). La demanda máxima inicial parte en los 10,071[MW] para el año 2020, llegando a una demanda máxima anual al año 2035 de 16,107[MW] (aumentando en un 60% aproximadamente desde el año inicial).

4.1.2. Generación del sistema

Se hace necesario observar cómo se está realizando la generación del parque a lo largo de los años de planificación, analizando la transformación que tiene el mix de generación del parque desde su año inicial a su año final. Estos cambios en el mix de generación permiten dar a conocer cuáles serán los problemas que sufrirá el sistema eléctrico al largo plazo (por ejemplo, mayores rampas, más ciclado de unidades, etc). Para esto se presenta la Figura 4-4, que representa la generación anual desde el año inicial al año final de la planificación, conjunto a las demandas anuales de cada año.

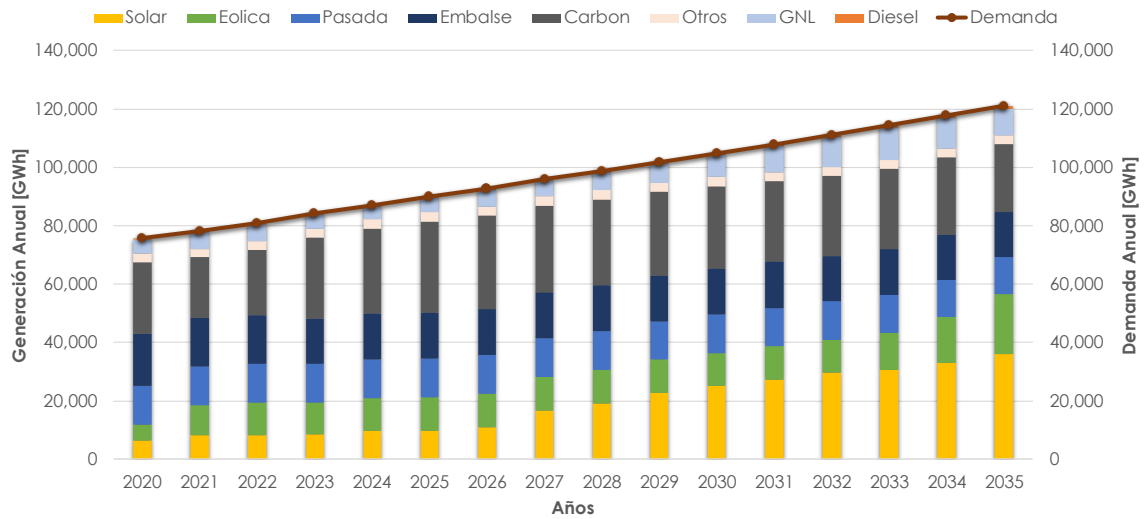


Figura 4-4: Generación anual del sistema, a lo largo de la planificación, caso base, horizonte 2035.

De la Figura 4-4 se puede observar como la generación solar a lo largo de los años de planificación aumenta progresivamente, llegando a abastecer casi un 31% de la generación anual del año 2035. Se observa en los años 2020-2022 una baja sustancial en la generación en base a carbón, lo anterior, debido a la salida de centrales de este tipo de la matriz energética y a la integración de alrededor 2[GW] de tecnologías eólicas. Luego de estos años, la generación a carbón aumenta nuevamente (desde las centrales existentes que no fueron retiradas), por un lado, debido al aumento en demanda, y por otro, a que no hay una mayor integración de tecnologías renovables ese año, siendo despachadas por despacho económico con mayor frecuencia.

En cuanto a la generación de un día en particular, se presenta la Figura 4-5, en donde se tiene la generación para un día de verano para el año inicial de la planificación.

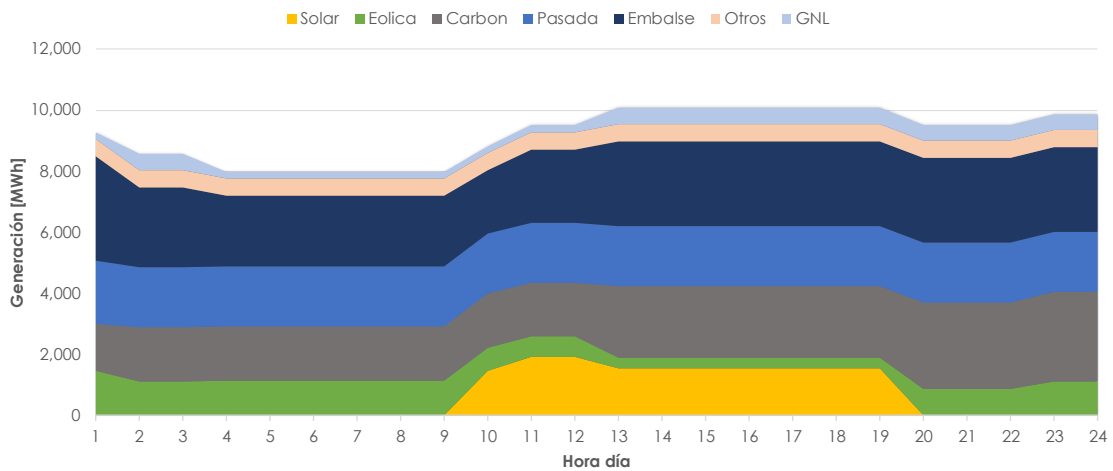


Figura 4-5: Generación verano, año 2020, caso base.

La generación para el año base (en verano) está constituida en su mayoría por una componente hídrica (debido a los afluentes producidos por los deshielos) y térmica a carbón (por el bajo costo variable de este tipo de tecnologías). En cuanto a la generación GNL que se observa a lo largo del día, se debe al bajo costo variable proyectado para las centrales U16 y CTM3 (debido a sus contratos de largo plazo), proyectando un precio de 5.3 [USD/MMBtu] según las bases utilizadas. Cabe recalcar que hay componentes renovables eólicas y solares en la generación del año base, observando que la generación solar se concentra en aquellas horas de radiación, y el recurso eólico está presente en la mayor parte del día (debido a lo homogéneo que es la disponibilidad de viento a lo largo del día para la estación de verano). Esta generación se asemeja en grandes aspectos a la que actualmente se ve afecta la matriz energética chilena, en donde se observa una gran participación hidráulica y térmica en la generación diaria. Para llevar a cabo una comparación, se presenta la Figura 4-6, la cual indica la composición en generación de cada hora para un día tipo, tanto para un día de verano del modelo desarrollado y un día de generación real del sistema para verano (siendo éste específicamente el 8 de enero del 2020^{xlviii}), todo lo anterior, visto de manera porcentual en composición para cada hora.

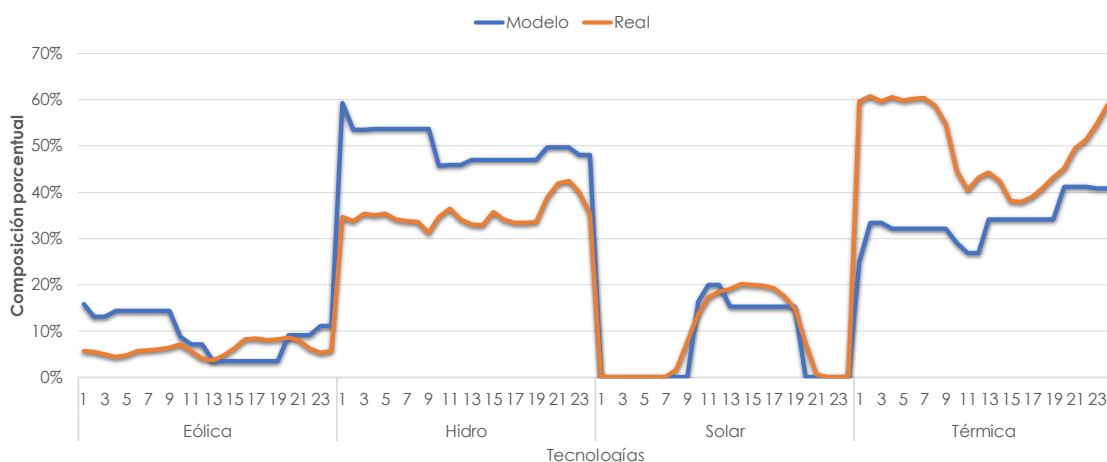


Figura 4-6: Composición porcentual hora a hora en generación para un día de verano, por tecnologías, modelo y generación real.

De la Figura 4-6 es posible observar una tendencia muy similar entre la generación del modelo y la real para un día de verano. En el caso del modelo, la hidrología simulada corresponde a una seca con un 78% de probabilidad de excedencia, teniendo más agua disponible que la hidrología del año 2019 (que fue una hidrología muy seca 93% PE). De lo anterior, se puede justificar las diferencias porcentuales en generación hidráulica y térmica, ya que el modelo al tener más agua disponible, desplaza generación térmica en el despacho. En cuanto a las generaciones solares y eólicas, se observa una tendencia bastante similar entre la composición porcentual del modelo y la generación real.

^{xlviii} Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real del sistema, horaria”. Disponible: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema>

La generación del mismo día visto para el año inicial, pero ahora para el último año de planificación. Para esto, se presenta la Figura 4-7, la cual da a conocer la generación del mismo día de verano, pero para el año 2035.

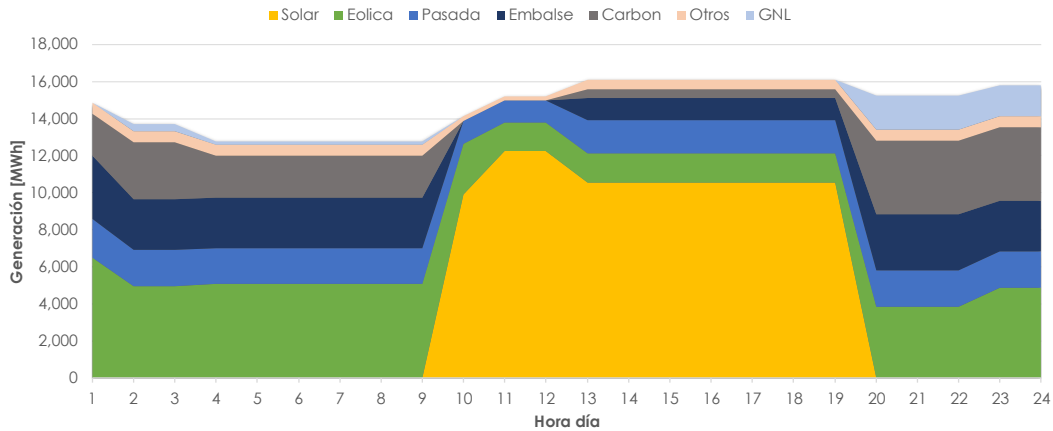


Figura 4-7: Generación verano, año 2035, caso base.

De la Figura 4-7 se puede observar la mayor presencia de generación solar en la generación, abasteciendo cerca del 80% de la demanda en aquellos bloques horarios en donde se encuentra presente su recurso primario. En este caso, se puede observar de mejor manera el uso del agua, siendo utilizada mayoritariamente en aquellos bloques de ausencia de recurso renovable solar y eólico. De esta figura es posible apreciar el cambio en generación solar que puede haber de un momento a otro, bajando la generación de 10[GWh] a 0[GWh] de un bloque a otro (generando la pregunta si es posible realmente abastecer este tipo de rampas con el sistema actual). En cuanto a la composición porcentual que tiene hora a hora la generación, tanto para el año inicial, como para el año final, se presenta la Figura 4-8, la cual, muestra la generación porcentual hora a hora para la estación de verano, tanto para el año inicial, como para el año final de la planificación.

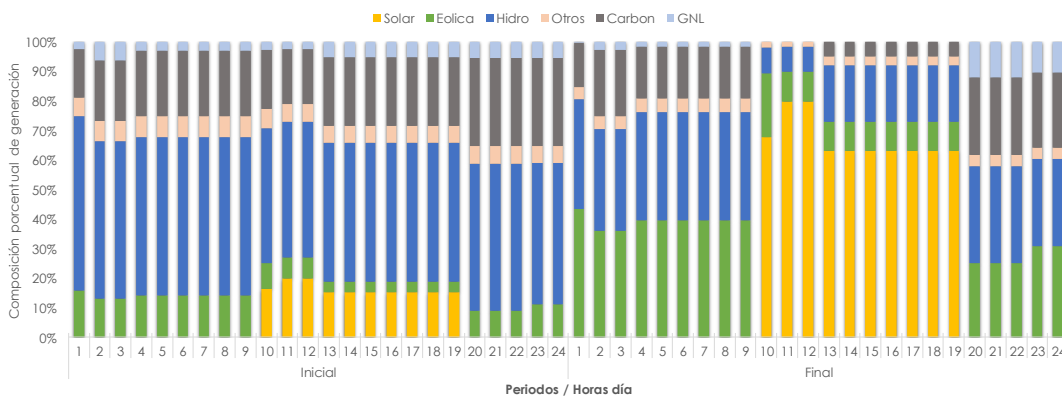


Figura 4-8: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso base, estación de verano.

De la Figura 4-8 se puede observar la transición que tiene la generación hora a hora para la estación de verano. Para el año inicial, se observa la presencia de GNL a lo largo de todo el día, lo anterior, debido a que las centrales U16 y CTM3 proyectan costos bajos debido a sus contratos a largo plazo. En cambio, para el caso final, las tecnologías GNL solamente se encuentran presentes en los bloques punta, por un lado, debido a que tecnologías solares y eólicas desplazan generación térmica a lo largo del día (cuando poseen su recurso primario disponible), y por otro, al progresivo aumento proyectado que tiene el costo GNL a lo largo de los años^{xlix}, viéndose por ende menos presente en el despacho (ya que centrales carboneras mantienen en un cierto margen sus costos variables). En cuanto a los porcentajes, se observa que, para el año inicial, la generación solar (en aquellos bloques solares) es capaz de abastecer entre el 10%-20% de la demanda, diferente a lo que se observa en el año final, en donde la generación solar es capaz de abastecer del 60%-80% la demanda en bloques con presencia solar. En cuanto a la generación eólica, para el año inicial esta es capaz de abastecer del 10%-15% la demanda en aquellos bloques con presencia de vientos, diferente al 30%-40% alcanzado en el último año. Por último, es posible observar la baja en cuanto a participación hídrica en el despacho, en donde, de aportar un 55% en promedio en generación a lo largo de todos los bloques, se termina con un aporte de 30% a lo largo de todos los bloques (lo anterior, debido a que claramente no hay un aumento en centrales hidráulicas de embalse a lo largo de la planificación, es decir, aumenta la demanda año a año y se mantiene constante la máxima generación que pueden llegar a dar las centrales hidráulicas).

En cuanto a la generación producida en invierno para el año base, se presenta un día típico de generación en la Figura 4-9.

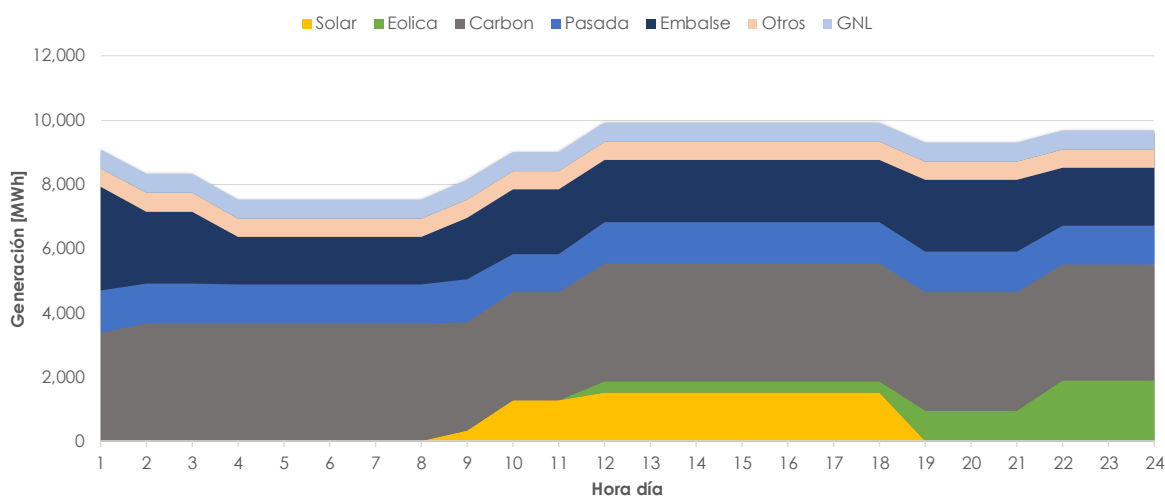


Figura 4-9: Generación invierno, año 2020, caso base.

De la Figura 4-9 se observa la gran presencia térmica e hidráulica que hay a lo largo del día, encontrándose GNL, carbón y agua durante todos los bloques horarios. En este

^{xlix} CNE, “Informe de Precio de Nudo enero 2019, Versión Definitiva”, Disponible: www.cne.cl

caso, al haber una baja en cuanto a presencia hidráulica en la generación (ya que la estación presentada corresponde a la de invierno), las tecnologías térmicas toman el protagonismo (aumentando por ende los costos de generación). En cuanto a la generación para el mismo día de invierno, pero para el último año de la planificación, se observa la Figura 4-10.

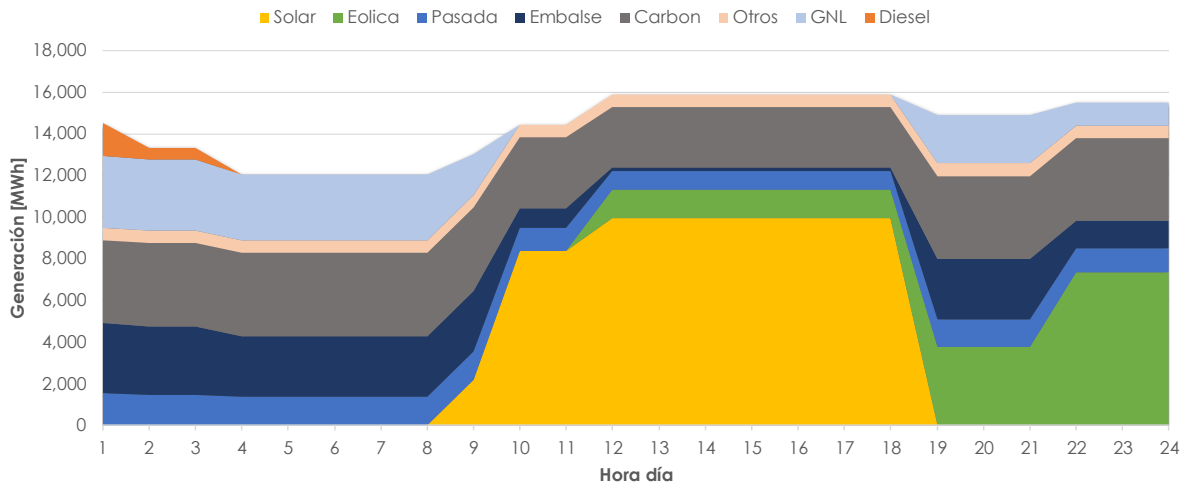


Figura 4-10: Generación invierno, año 2035, caso base.

De la Figura 4-10 es posible observar el aumento de la presencia GNL en aquellos bloques de ausencia de recurso solar y eólica. En este caso, al tener una menor disponibilidad de viento a lo largo del día y al aumento sustancial en demanda año a año, la generación se ve compuesta por tecnologías diésel entre las horas 1-4 am. Entre estas horas, las centrales térmicas GNL y Carbón se encuentra a tope, en conjunto a que las centrales hidráulicas de embalse y pasada también no pueden otorgar más al despacho, es por esto que se hace necesario prender centrales Diésel para satisfacer la demanda de aproximadamente 14,500 [MWh]. Cabe recalcar que entre las horas 1-4 am, la presencia eólica es nula, pero es explícitamente porque este día (que forma parte de los 7 que representan la semana simulada) no posee recurso eólico en la mañana, lo cual, no quiere decir que no haya presencia de recurso eólico durante las mañanas de toda la estación de invierno, esto se puede evidenciar en la Figura 4-11 y en la Figura 4-12, que representan 2 días más que conforman la estación de invierno para el año 2035.

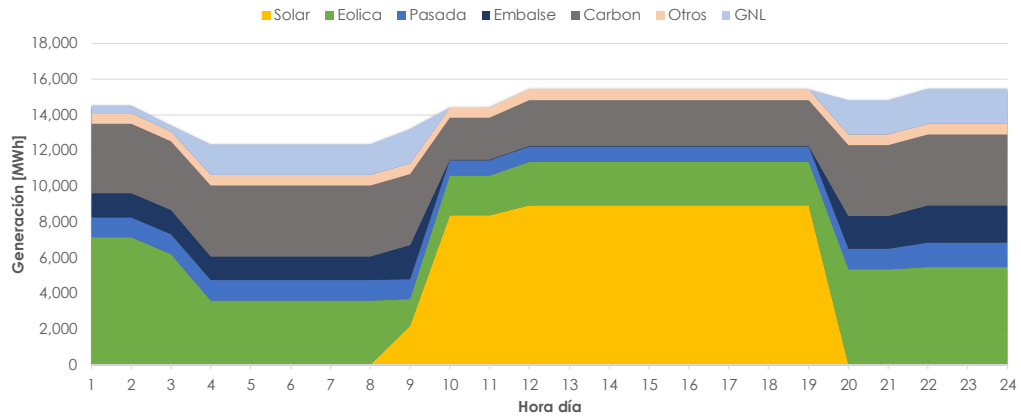


Figura 4-11: Generación invierno, año 2035, caso base, día 4 de la semana representativa.

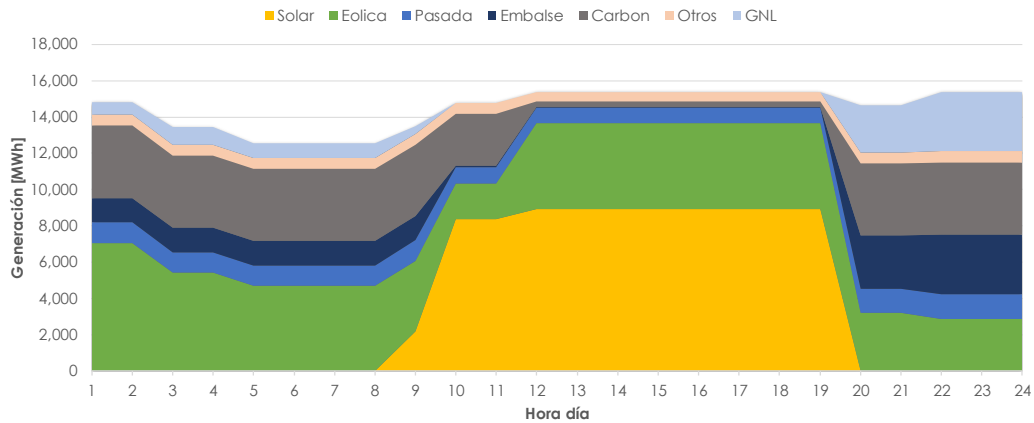


Figura 4-12: Generación invierno, año 2035, caso base, día 7 de la semana representativa.

De la Figura 4-11 y la Figura 4-12 es posible observar la nula presencia de Diésel en todas las horas del día. En estos casos, es posible observar presencia eólica tanto en las horas de mañana como para las horas de tarde, pudiendo aportar al despacho y desplazando la presencia de centrales Diésel durante el día (caso contrario a lo visto en la Figura 4-10, que al observar nula presencia eólica durante las 1-4 am, se hace necesaria la incorporación de generación Diésel en el despacho).

El modelo no aumenta la capacidad en tecnologías de bajo costo (térmicas GNL en este caso, ya que solares y eólicas no están presentes por su perfil) ya que es más eficiente generar pocas cantidades de Diésel en ciertas horas que incorporar nueva capacidad.

En cuanto a la composición porcentual que tiene hora a hora la generación, tanto para el año inicial, como para el año final, se presenta la Figura 4-13.

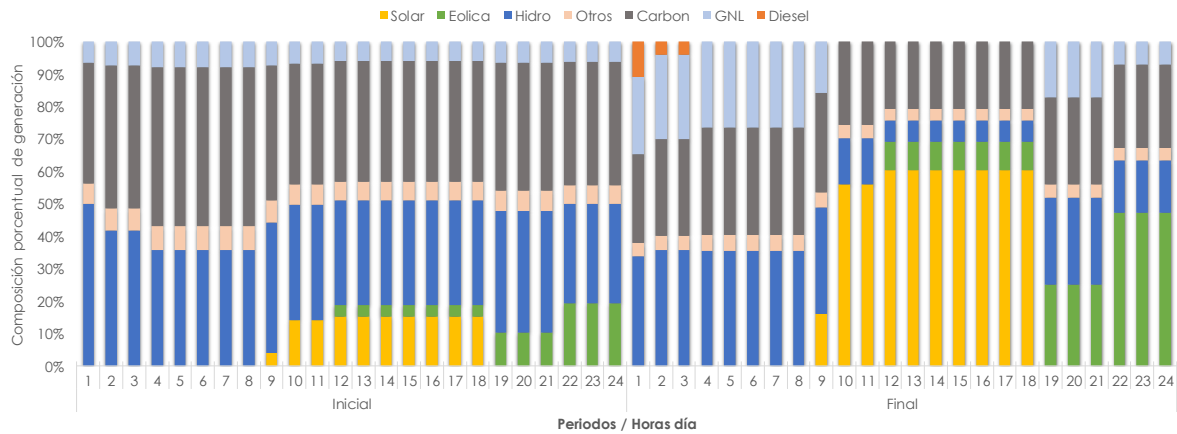


Figura 4-13: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso base, estación de invierno.

De la Figura 4-13 es posible observar que a lo largo del año final de planificación, se observa una mayor presencia GNL en bloques con ausencia de generación VRE, necesitando el parque despachar centrales térmicas más costosas con el fin de abastecer la demanda. En cuanto a los porcentajes, se observa que, para el año inicial, la generación solar (en aquellos bloques solares) es capaz de abastecer entre el 3%-15% de la demanda, diferente a lo que se observa en el año final, en donde la generación solar es capaz de abastecer del 15%-60% la demanda en bloques con presencia solar. En cuanto a la generación eólica, estas tecnologías son capaces de abastecer entre un 3%-18% la demanda en bloques con presencia de recurso primario, diferente al observado en el último año de planificación, en donde tecnologías eólicas son capaces de abastecer entre 10%-45% la demanda en bloques con presencia de recurso eólico.

4.1.3. Reserva del sistema

Como se mencionó en las restricciones que poseía el modelo, éste es capaz de adoptar niveles de reserva que pueden sobrellevar las rampas de subida solares y eólicas (siendo la solar la más abrupta) en cada uno de los bloques horarios, basando las rampas en una agrupación estadística de 12 años para la componente solar y de 1 año para la componente eólica. Para ver el comportamiento que tuvo la reserva del sistema a lo largo del periodo de planificación, se presenta la Figura 4-14, la cual, contiene la reserva total dada por el modelo, de manera anual, conjunto a los niveles de reserva necesarios a lo largo de los años de planificación.

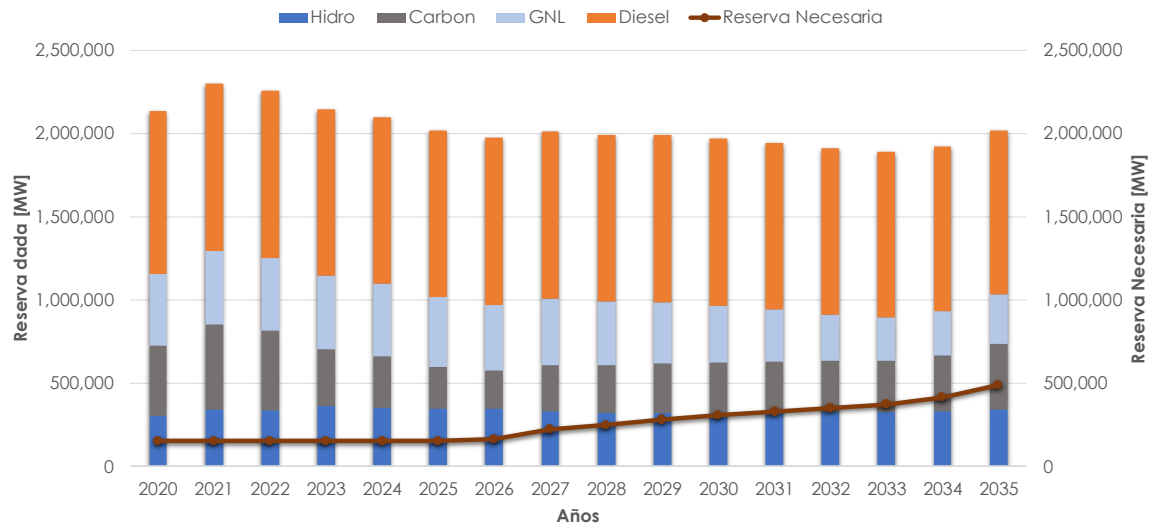


Figura 4-14: Reserva anual dada y necesaria por el modelo, caso base.

De la Figura 4-14 se observa que la tecnología que siempre posee la mayor holgura para brindar reserva es la tecnología diésel (lo cual tiene sentido, debido a que es la que posee costos variables más elevados, por ende, siempre es más difícil que entre al despacho por razones económicas).

El sistema hoy se encuentra sobre instalado¹, contando con un porcentaje relevante de centrales diésel, cuya generación anual es despreciable. Este tipo de centrales se financian principalmente a través de pagos por capacidad, por ende, pueden participar de gran manera en la reserva del sistema.

Los niveles de reserva necesarios por el modelo, viéndolos de manera anual, son bajos, debido a que lo que busca satisfacer esta restricción son solamente aquellas rampas producidas por tecnologías solares y eólicas. Para poder ver de mejor manera el comportamiento de la restricción de reserva, se presentan desde la Figura 4-15 a la Figura 4-18 el comportamiento de la reserva en todas las estaciones, a lo largo de todo el año inicial de la planificación.

¹ A Enero 2020, la demanda máxima del SEN es de aproximadamente 10,700[MW], presentando una capacidad instalada total de 25,000[MW]. Disponible en: <http://generadoras.cl/documentos/boletines/boletin-mercado-electrico-sector-generacion-enero-2020>

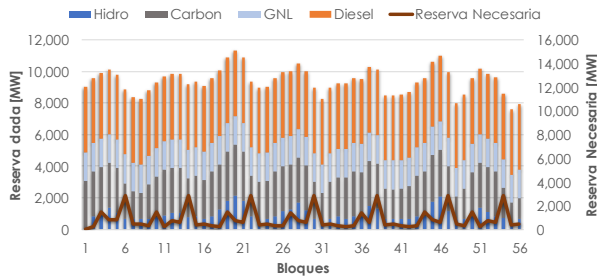


Figura 4-15: Reserva verano, caso base, año 2020

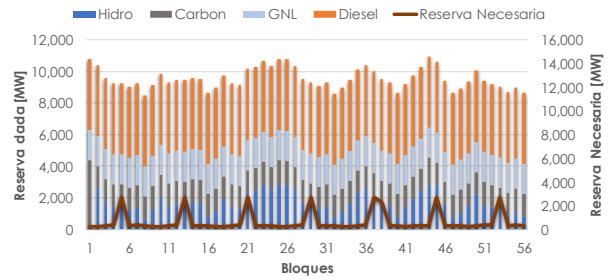


Figura 4-16: Reserva otoño, caso base, año 2020

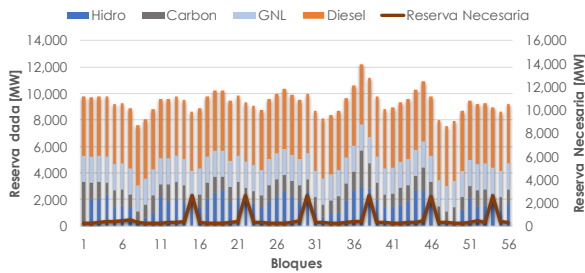


Figura 4-17: Reserva invierno, caso base, año 2020

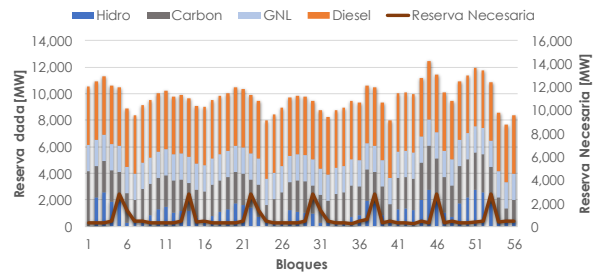


Figura 4-18: Reserva primavera, caso base, año 2020

De estas figuras es posible observar lo poco relevante que es la restricción para el año inicial, en donde el parque térmico (con sobre-instalación diésel) e hidráulico (embalses solamente son considerados para brindar reserva) permiten abastecer con creces los niveles de rampa que tiene la matriz inicial, debido a la capacidad instalada de tecnologías solares y eólicas (sumando en conjunto aproximadamente 4700[MW] instalados). En cuanto a los niveles de rampa necesarios para el último año de planificación, se presentan desde la Figura 4-19 a la Figura 4-22, la distribución de reserva para todas las estaciones del último año de planificación.

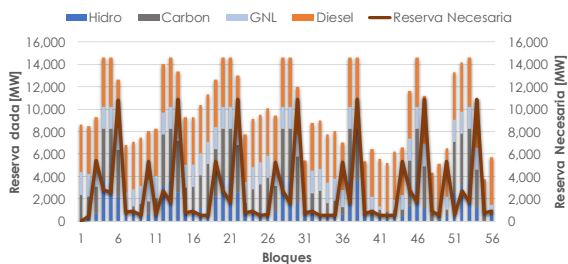


Figura 4-19: Reserva verano, caso base, año 2035

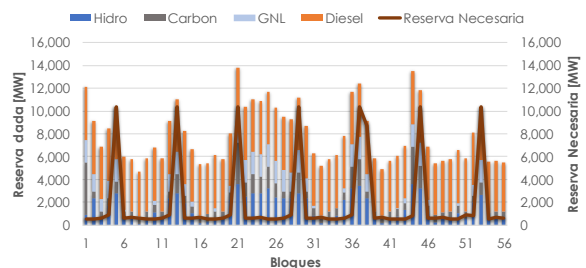


Figura 4-20: Reserva otoño, caso base, año 2035

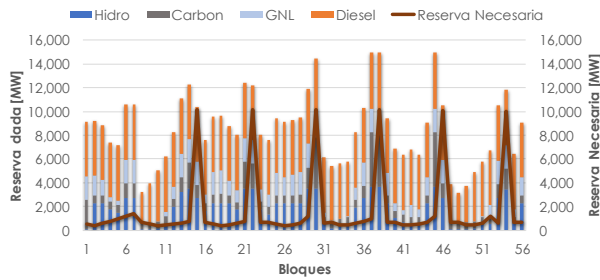


Figura 4-21: Reserva invierno, caso base, año 2035

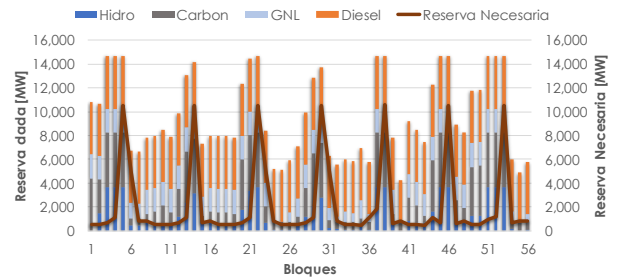


Figura 4-22: Reserva primavera, caso base, año 2035

De las Figuras es posible observar, en primera instancia, que la reserva que puede llegar a dar el parque térmico e hidráulico (el cual, aparte de la integración de centrales GNL al año 2024, no cambia) aumenta en los bloques valle, debido a la mayor presencia de energía solar en aquellos bloques horarios (produciendo mayor holgura entre capacidad instalada y generación para tecnologías térmicas e hidráulicas). En cuanto a la reserva necesaria, esta aumenta, debido a que existe una integración progresiva de tecnologías solares y eólicas a lo largo de los años de planificación. Por último, se puede concluir que el parque térmico y los embalses del modelo pueden abastecer el 95% de los casos en rampa (según la metodología explicada en la sección 3.8) para una capacidad instalada al año 2035 de 14,8 [GW], no necesitando la expansión en tecnologías térmicas adicionales que ofrezcan una mayor holgura en reserva para sobrellevar rampas solares y eólicas.

4.1.4. Proyección de costos marginales

Para completar el análisis, se hace relevante observar cómo los costos marginales van evolucionando a lo largo del periodo de planificación, conjunto a distinguir cómo (de manera porcentual) las tecnologías aportan a los marginales ponderados a lo largo del horizonte de planificación. Para llevar acabo esto, se procede a realizar un análisis de los archivos de generación de las salidas de modelo. En primera instancia, se realiza una agrupación de todas las generaciones, tanto de la matriz inicial del parque y la expansión a lo largo de los años. Con lo anterior, es posible agrupar por año, mes y bloque cuáles son las tecnologías que poseen el costo variable más alto, de manera de observar cuál es la tecnología marginal en cada uno de los bloques de planificación. Luego de esto, es posible saber cuánto tiempo marginó cada tipo de tecnología a lo largo de los bloques horarios (recordando de que la representación en el modelo es por bloques mayores o iguales a una hora) realizando la suma anual en horas para cada tecnología. Con lo anterior, es posible obtener la composición porcentual de cada una de las tecnologías al costo marginal proyectado anual. La ecuación que se utiliza para calcular la composición porcentual de cada tecnología al costo marginal ponderado anual es la vista en (4-1).

$$Aporte_j^{CMg-Anual} [\%] = \frac{Horas_j^{Op}}{8760} \quad (4-1)$$

La ecuación (4-1) divide la cantidad de horas que marginó la tecnología j por 8760 (que corresponden a la cantidad de horas anuales). Con esto, es posible formar la Figura 4-23, la cual, muestra la proyección de costos marginales ponderados, conjunto al aporte porcentual que tuvo cada tecnología a ese costo marginal año a año.

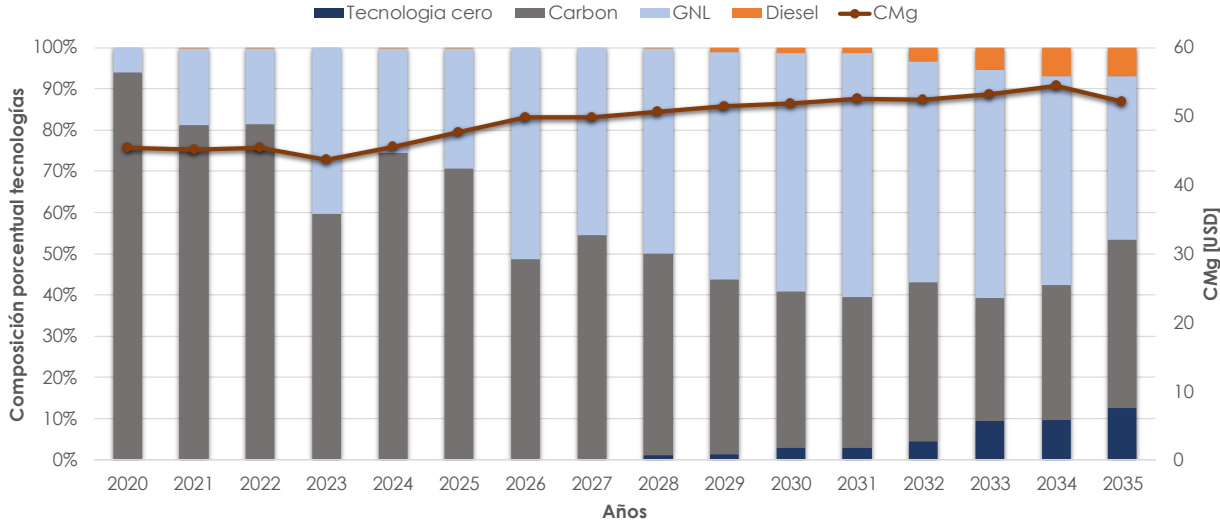


Figura 4-23: Composición porcentual de cada tecnología al costo marginal proyectado, caso base.

De la Figura 4-23 es posible observar cómo evoluciona el costo marginal a lo largo de los años. En primera instancia, es posible observar la baja que tiene el costo marginal en el año 2023, debido a que no hay presencia de generación diésel a lo largo del año. Luego de esto, el costo marginal sube nuevamente debido a la presencia de diésel generando en ciertos bloques horarios. Lo anterior también se ve pronunciado por el aumento en la presencia de unidades GNL en el costo marginal. Por otro lado, es posible observar la subida del costo marginal desde el año 2029 en adelante, en donde la presencia diésel aumenta progresivamente. Al último año es posible observar una baja del costo marginal, por un lado, debido al aumento de tecnologías con costo variable cero marginando, y por otro, a una pequeña baja de la presencia diésel en costos marginales. La proyección de costos marginales vista numéricamente, se observa en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Proyección de costos marginales, caso base.

Año	Costo Marginal [USD]
2020	45.43
2021	45.19
2022	45.44
2023	43.65
2024	45.50
2025	47.66
2026	49.80
2027	49.98
2028	50.68
2029	51.47
2030	51.87
2031	52.49
2032	52.47
2033	53.25
2034	53.96
2035	51.53

De la Tabla 4-1 es posible observar que los costos marginales parten en un valor de 45 [USD] llegando a 51 [USD] al año 2035, percibiendo un aumento de un 13%. El aumento se debe a diversos factores, entre ellos la descarbonización de la matriz (saliendo de operación alrededor de 1047 [MW]), el aumento de la demanda y el aumento progresivo de los precios del gas a lo largo de los años de planificación.

4.1.5. Costos Totales

A continuación, se presenta de qué manera se comportan los costos de inversión en anualidad, operación y totales del sistema a lo largo de los años de planificación, para esto, se presenta la Figura 4-24, la cual da a conocer los costos anteriormente descritos a lo largo de todos los años.

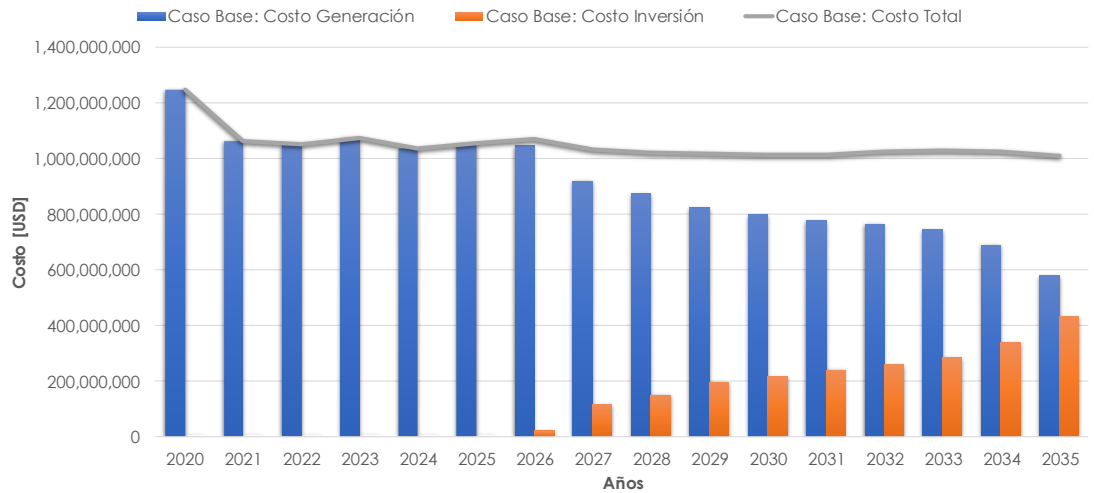


Figura 4-24: Costos totales, de inversión y operación para el caso base, horizonte 2035.

De la Figura 4-24 es posible observar la variación en costos de generación para los primeros años de planificación, en donde, debido a la entrada de diversos proyectos de generación renovable al 2024, varían estos costos (en aquellos años en los cuales se observa una baja, es debido a la entrada de proyectos de generación renovable eólica y solar, en aquellos en donde aumenta, la matriz energética se mantiene y aumenta la demanda, produciendo que generen centrales térmicas una mayor cantidad de energía). Desde el año 2027 se observa una continua baja en cuanto a costos de generación, lo que se debe a la continua integración de generación solar y eólica (siendo esta última tecnología recién expandida en el año 2033 por el modelo). A pesar de que se observa una continua baja en costos de operación desde el año 2027, los costos totales se mantienen en un margen constante debido a los pagos por inversión.

4.2. Caso BESS

A continuación, se presentan los resultados para el caso de estudio considerando sistemas de almacenamiento BESS como candidatos a expandir. Este caso incluye los mismos supuestos que el caso base más la incorporación BESS dentro de las tecnologías a expandir.

4.2.1. Expansión del caso BESS

En la Figura 4-25 se puede observar la expansión del sistema para el caso en donde se incluyen sistemas de almacenamiento BESS como candidatos a expandir.

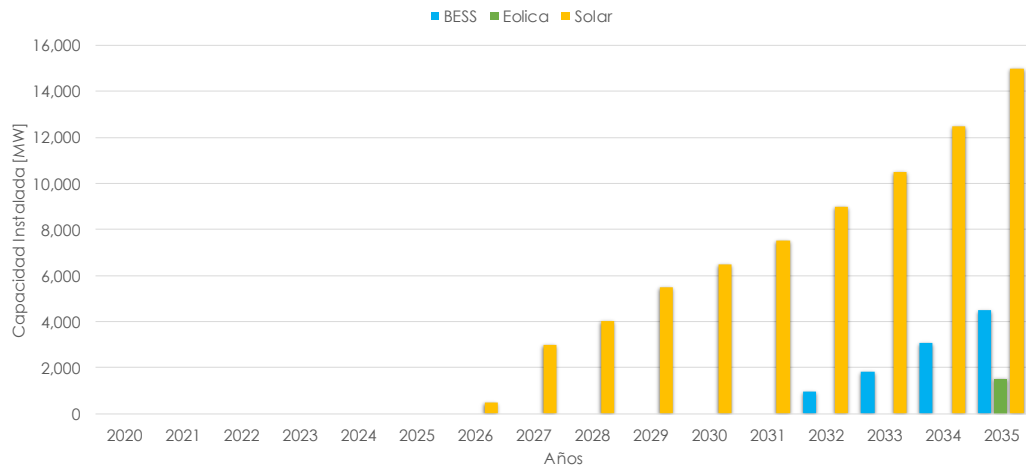


Figura 4-25: Expansión del sistema, caso BESS, horizonte 2035.

De la Figura 4-25 es posible observar que la integración BESS se realiza a comienzos del año 2032, ya habiendo alcanzado, según su curva de costos, el menor costo de inversión por energía y potencia. A diferencia del caso base, se observa una mayor integración solar (gracias a la presencia de almacenamiento) a lo largo del periodo de planificación, alcanzando una expansión de 15[GW] (3.5[GW] más que el caso base). La integración de tecnologías eólicas es desplazada por sistemas de almacenamiento BESS, instalando 2.5[GW] menos que el caso base (en este nuevo caso se instalan 1.5[GW] de tecnologías eólicas al año 2035). El desplazamiento de instalación eólica se produce debido a que es más económico para el sistema la puesta de sistemas de almacenamiento BESS, los cuales permiten desplazar energía solar a bloques punta o de mañana. En cambio, las tecnologías eólicas solamente pueden estar disponibles según su perfil, siendo variable el contar con este tipo de generación a lo largo del día.

Las tecnologías BESS permiten mover energía a lo largo del día, lo cual, otorga la capacidad de poder desplazar energía de bajo costo marginal, a aquellos bloques en donde la generación térmica costosa toma protagonismo en el despacho. Se hace relevante observar cómo se va conformando la matriz inicial del parque (de manera de tener una idea de cómo irá variando el mix de generación), conjunto a la expansión del sistema, observando al mismo tiempo la demanda máxima anual a la que se ven afectas las simulaciones para cada año, para esto, se presenta la Figura 4-26.

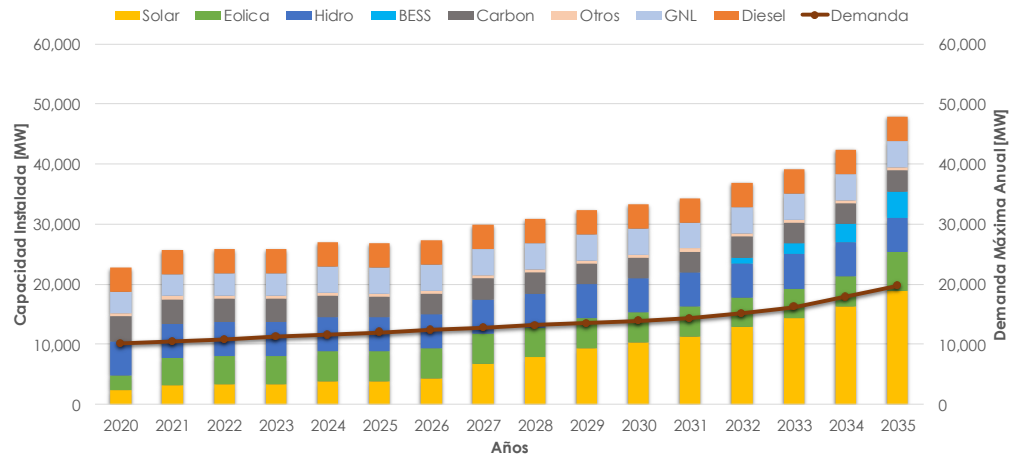


Figura 4-26: Expansión del sistema agregando la matriz inicial, caso BESS.

De la Figura 4-26 es posible observar que la demanda máxima aumenta al existir una integración BESS, alcanzado una demanda máxima de 20 [GW] al año 2035. En este caso, como se mencionó anteriormente, la integración solar se ve beneficiada, representando el 41% aproximadamente de la matriz total al año 2035 (en donde se incluyen tanto los proyectos que se encuentran con un horizonte de puesta en marcha, y aquellos propios de la expansión integrada por el modelo).

4.2.2. Generación del sistema

En esta sección se presenta la generación del parque a lo largo de los años de planificación, analizando la transformación que tiene el mix de generación del parque desde su año inicial a su año final. Para llevar a cabo esto, se presenta la Figura 4-27, que representa la generación anual desde el año inicial al año final de la planificación en conjunto a las demandas anuales de cada año.

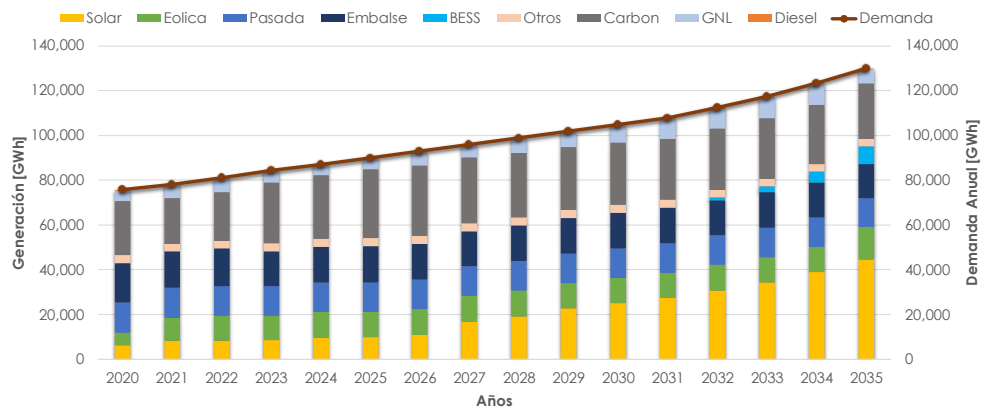


Figura 4-27: Generación anual del sistema, a lo largo de la planificación, caso BESS, horizonte 2035.

De la Figura 4-27 es posible observar el aumento progresivo de la generación solar, abasteciendo alrededor del 35% de la demanda anual del año 2035. En este caso, a diferencia del caso base, se observa una disminución de generación diésel y a gas desde aquellos años en donde se adoptan sistemas de almacenamiento BESS. Cabe recalcar que en este caso las demandas anuales suben en comparación al caso base, debido a que los sistemas de almacenamiento BESS se comportan como un consumo más en aquellos bloques en donde cargan energía.

Para observar la generación de un día en particular, se presenta la Figura 4-28, la cual muestra la generación de un día típico de verano para el año final de planificación (ya que el año inicial se comporta al igual que la Figura 4-5).

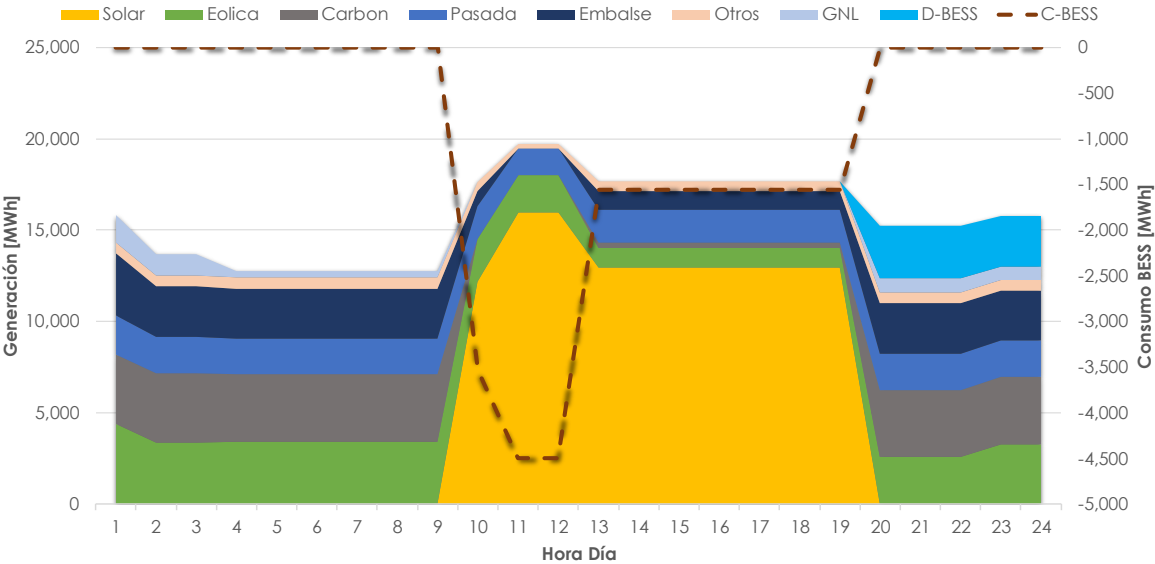


Figura 4-28: Generación verano, año 2035, caso BESS.

De la Figura 4-28 es posible observar que la demanda máxima del sistema se produce en aquellos bloques horarios de presencia solar, en donde los sistemas de almacenamiento BESS cargan energía con el fin de desplazarla a bloques de punta (por ejemplo, luego de que acaba la presencia solar en la generación en la hora 20, comienza el despacho BESS para abastecer la demanda). Esta presencia BESS es capaz de desplazar generación GNL, en comparación al caso base, en donde toda la generación que está abasteciendo el BESS en este caso, era abastecida por gas en el caso base. También es posible observar la mayor presencia de embalses en bloques de ausencia de recurso solar (principalmente en bloques punta y de mañana). En cuanto a la composición porcentual que tiene hora a hora la generación, tanto para el año inicial como para el año final, se presenta la Figura 4-29.

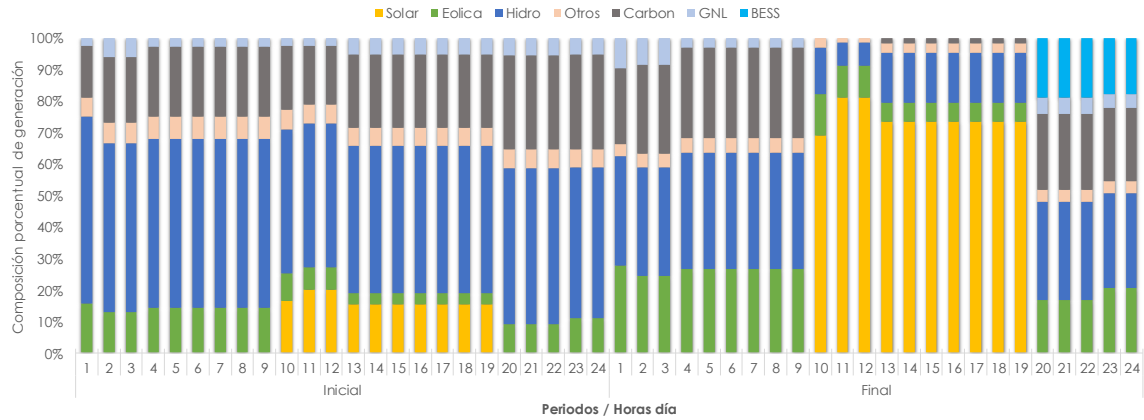


Figura 4-29: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso BESS, estación de verano.

De la Figura 4-29 es posible observar la poca presencia GNL que hay a lo largo del año final, en donde en aquellos bloques de ausencia de recurso solar, el abastecimiento se basa principalmente en generación eólica, hidráulica, térmica a carbón y BESS. Si no existiera presencia BESS, los bloques horarios de 20 a 24 horas debieran ser abastecidos por GNL (lo cual, se ve explícitamente en la Figura 4-8, que corresponde al caso base). En cuanto a la composición porcentual, se observa que en el año inicial la generación solar es capaz de abastecer de 10%-20% la demanda en aquellos bloques solares, diferente a lo observado en el año final, en donde la generación solar es capaz de abastecer de un 70%-80% en aquellos bloques solares. En cuanto a la generación eólica, se observa que, en el año inicial, esta generación es capaz de abastecer de 3%-15% la demanda en aquellos bloques con presencia eólica, diferente a lo observado en el año final, en donde la generación eólica es capaz de abastecer de un 5%-25% la demanda en los mismos bloques horarios. Esta baja en cuanto a generación eólica se debe a la menor instalación de este tipo de tecnologías (las cuales fueron desplazadas por inversiones en sistemas de almacenamiento BESS).

En cuanto a la generación para un día de invierno del año 2035, se presenta la Figura 4-30.

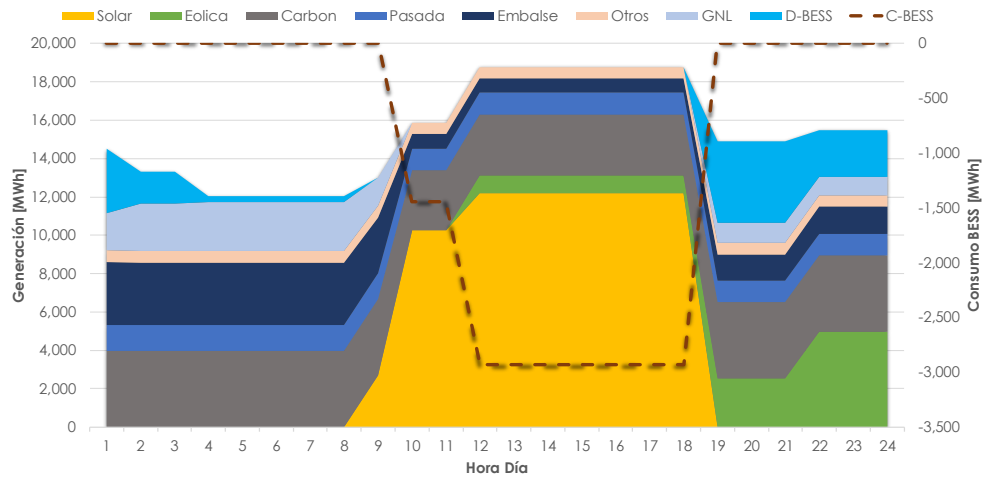


Figura 4-30: Generación invierno, año 2035, caso BESS.

De la Figura 4-30 es posible observar la mayor presencia BESS a lo largo de todo el día (exceptuando los bloques solares que es donde se carga energía). En este caso, al tener poca presencia eólica en las horas 1-8, se hace necesaria la integración BESS en el despacho. En comparación al caso base, el sistema de almacenamiento BESS desplaza la generación diésel en los horarios 1-4 (que, observando la Figura 4-10, corresponden alrededor de 2,000 [MWh] para la hora 1). La carga del sistema de almacenamiento BESS se realiza principalmente en bloques horarios solares, en donde alcanza un consumo de 3000[MWh]. En cuanto a la composición porcentual que tiene hora a hora la generación, tanto para el año inicial como para el año final, se presenta la Figura 4-31.

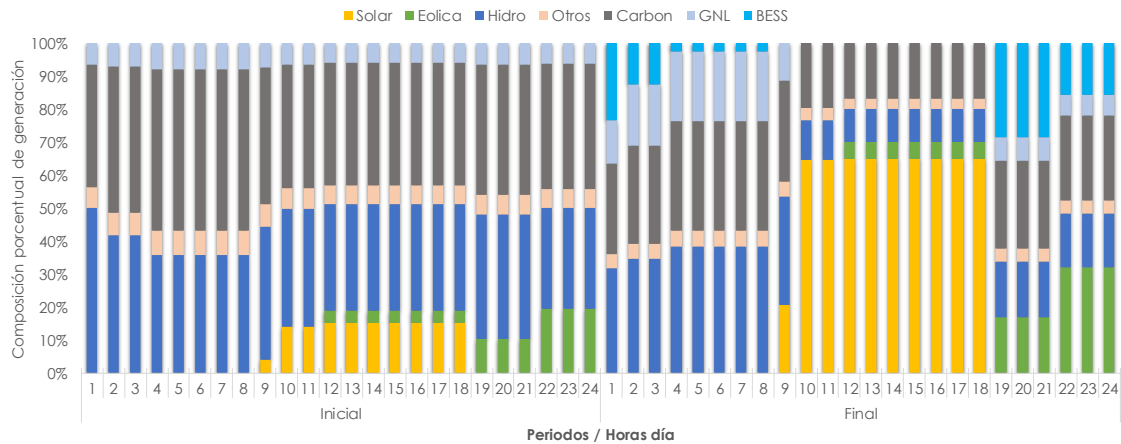


Figura 4-31: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso BESS, estación de invierno.

De la Figura 4-31 se observa que la presencia hidráulica se desplaza a bloques sin generación solar y eólica (para hacer mejor uso del recurso hidráulico, cuya participación

relativa el 2035 es menor que en el año 2020), y que la generación a gas ya no se presenta a lo largo de todo el día. El despacho de BESS es capaz de abastecer, en ciertos bloques horarios, el 30% de la demanda (de ese bloque), desplazando generación térmica. En cuanto a porcentajes, se observa que, para el año inicial, la generación solar es capaz de abastecer entre 3%-15% la demanda en bloques solares, diferente al observado en el último año de planificación, en donde la generación solar es capaz de abastecer un 20%-70% de la demanda en bloques solares. En cuanto a la generación eólica, se observa que para el año inicial es capaz de abastecer un 3%-18% de la demanda en aquellos bloques con presencia de vientos, diferente a lo observado en el último año de planificación, este tipo de generación es capaz de abastecer entre un 15%-30% de la demanda en aquellos bloques con presencia de recurso primario.

4.2.3. Reserva del sistema

Como se mencionó en resultados anteriores, al integrar sistemas de almacenamiento BESS, la integración solar se ve beneficiada. Es por lo anterior que se hace más relevante, en este caso, observar si el modelo es capaz de abastecer las rampas (ya que éstas serán más pronunciadas que las vistas en el caso base) solares y eólicas a lo largo de la planificación. Dado que el año inicial es el mismo que el caso base, en esta sección sólo se harán mención de las reservas para el año final 2035. Las reservas dadas por el modelo para el último año de planificación se presentan desde la Figura 4-32 a la Figura 4-35.

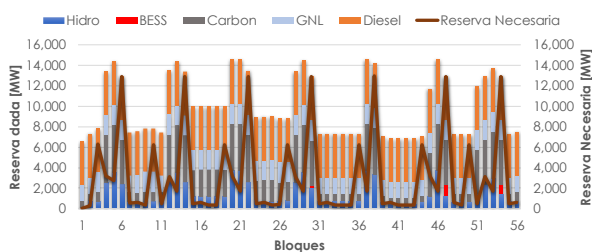


Figura 4-32: Reserva verano, caso BESS, año 2035

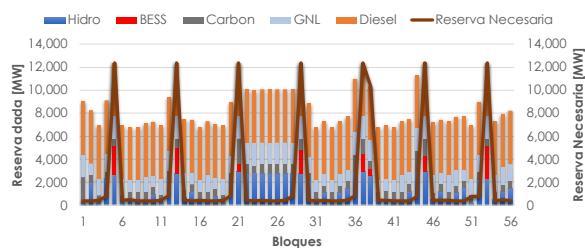


Figura 4-33: Reserva otoño, caso BESS, año 2035

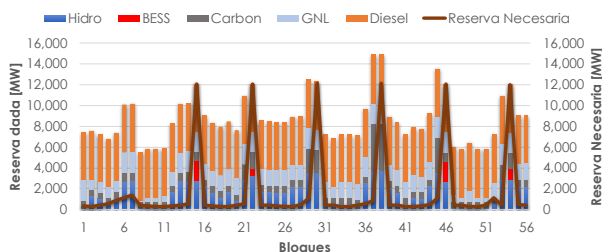


Figura 4-34: Reserva invierno, caso BESS, año 2035

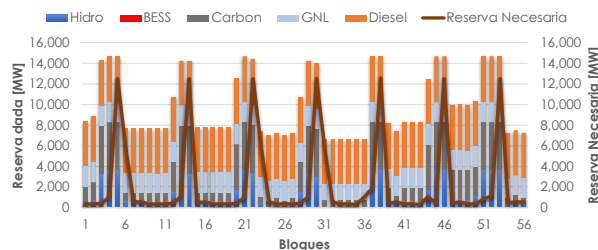


Figura 4-35: Reserva primavera, caso BESS, año 2035

De las figuras anteriores es posible observar que al poseer una expansión que alcanza los 18,8 [GW] al 2035, el parque térmico y los embalses de la matriz no pueden sobrellevar las rampas de subida del sol. En este caso, al tener implementado sistemas de almacenamiento BESS, estos permiten sobrellevar estas rampas (sin requerir realizar una expansión en tecnologías térmicas para una mayor reserva) garantizando su disponibilidad de darla según la restricción (3-7) del modelo. Por ejemplo, en aquellos bloques horarios en donde la disponibilidad es abastecida con holgura por centrales térmicas y unidades de embalse, el modelo no se preocupa de que los BESS aporten en la reserva del sistema (ya que, por ejemplo, no se observa presencia de BESS en la reserva en aquellos bloques en donde no existen rampas solares), en cambio, en aquellos bloques en donde las reservas necesarias superan la holgura térmica y de embalse, el modelo utiliza sistemas de almacenamiento BESS (asegurando que su capacidad tanto en potencia como en energía es suficiente para abastecer lo prometido en reserva) para sobrellevar el nivel de reserva requerido. De las figuras mencionadas, a simple vista, se observa que los sistemas de almacenamiento están más presentes en las estaciones de otoño e invierno, ya que es ahí en donde la holgura térmica se ve más acotada (debido a la mayor utilización de generación térmica en el despacho). En cuanto a verano y primavera, es donde los sistemas de almacenamiento BESS se descargan con mayor frecuencia para enfrentar el exceso solar, pero que, afortunadamente, en tales meses hay menos uso de las centrales térmicas, por lo tanto, son estas unidades las que se encuentran más presentes en la reserva.

4.2.4. Proyección de costos marginales

Al incluir sistemas de almacenamiento, la proyección de costos marginales disminuye en comparación al caso base. Lo anterior, debido a la menor presencia de generación diésel y GNL en el despacho. Para poder observar de mejor manera la progresión de los costos marginales ponderados por año (ponderados según ecuación (4-1)), se presenta la Figura 4-36.

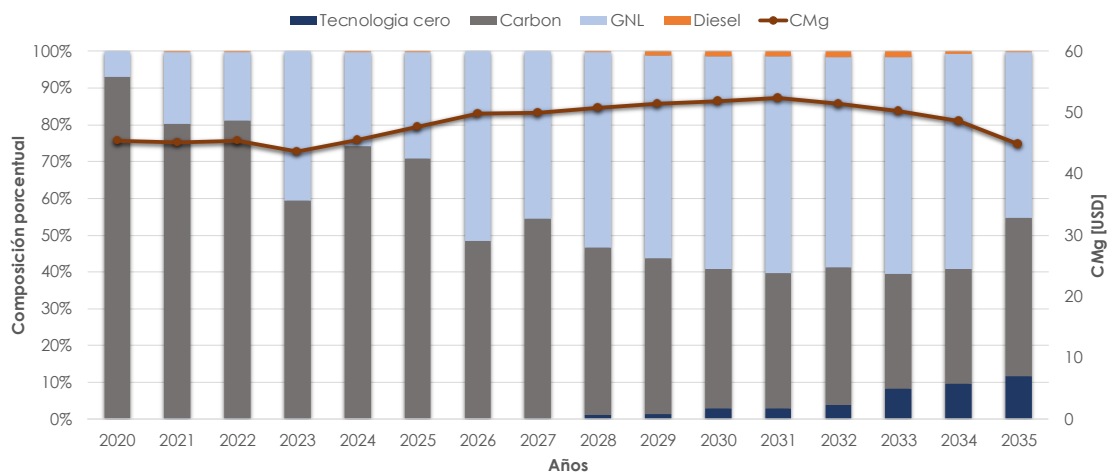


Figura 4-36: Composición porcentual de cada tecnología al costo marginal proyectado, caso BESS.

De la Figura 4-36 es posible observar la menor presencia de generación diésel, desde el ingreso BESS, en comparación al caso base. Al tener menos tecnologías diésel marginando, los costos marginales bajan, ya que estos se ven menos afectados a los altos precios del combustible fósil. La proyección de costos marginales vista numéricamente, se observa en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Proyección de costos marginales, caso BESS.

Año	Costo Marginal [USD]
2020	45.43
2021	45.19
2022	45.44
2023	43.65
2024	45.50
2025	47.66
2026	49.80
2027	49.98
2028	50.68
2029	51.47
2030	51.87
2031	52.49
2032	51.50
2033	50.26
2034	48.61
2035	44.92

De la Tabla 4-2 es posible observar que los costos marginales parten en un valor de 45,4 [USD] llegando a 44,9 [USD] al año 2035, percibiendo una disminución de un 1% al último año de planificación. Desde el año 2032, los costos marginales del caso BESS se hacen más pequeños que los proyectados en el caso base, ya que es desde ese año la puesta en marcha de proyectos de almacenamiento BESS. Para el último año, la diferencia porcentual entre el costo marginal proyectado BESS y el caso base, corresponde a un 14%, en donde hubo una disminución de presencia diésel en los marginales (para el caso BESS) de un 95% en comparación al caso base (aumentando en consecuencia la presencia GNL).

4.2.5. Costo equivalente almacenamiento

A continuación, se presenta cómo evolucionan los precios por [KWh] instalado en los proyectos de almacenamiento en conjunto a la capacidad instalada BESS a lo largo de los años. Este costo equivalente se calcula mediante la Ecuación (4-2).

$$\text{Costo Equivalente}_a = \frac{C_{inv}^{Cap} + C_{inv}^{Alm}}{\text{Almacenamiento}} \quad (4-2)$$

Para esto, se presenta la Figura 4-37, la que representa la capacidad instalada BESS (energía y potencia) y su costo equivalente por año.

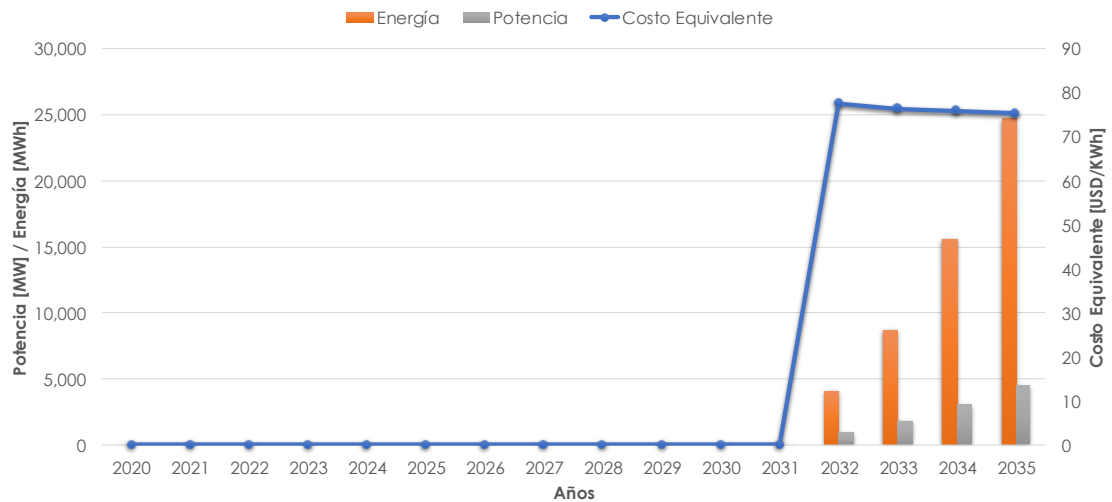


Figura 4-37: Costo equivalente BESS, conjunto a capacidad instalada.

De la Figura 4-37 es posible observar que para el año 2035, el proyecto BESS implementado alcanza precios de 75 [USD/MWh]. Este precio es 50% más económico que el proyectado por la PELP 2019^{li}, viéndose más beneficiada la integración de almacenamiento en este trabajo de título. Los precios alcanzados son los más favorables según Bloomberg, en donde los sistemas de almacenamiento BESS llegan a precios de 75 [USD/MWh] al año 2030. Cabe recalcar que la autonomía óptima que adopta el modelo para los sistemas de almacenamiento es de 5 horas, 6 horas menos que los sistemas de almacenamiento BESS integrados por la planificación energética a largo plazo del Ministerio de Energía. En el caso del Ministerio, la autonomía no es una variable a optimizar, sino que sólo una variable de entrada.

4.2.6. Costos totales

Los costos de inversión, generación y el total, para el caso BESS, se pueden observar en la Figura 4-38.

^{li} “Planificación Energética a Largo Plazo 2019”, Ministerio de Energía. Disponible: <http://www.energia.gob.cl/>

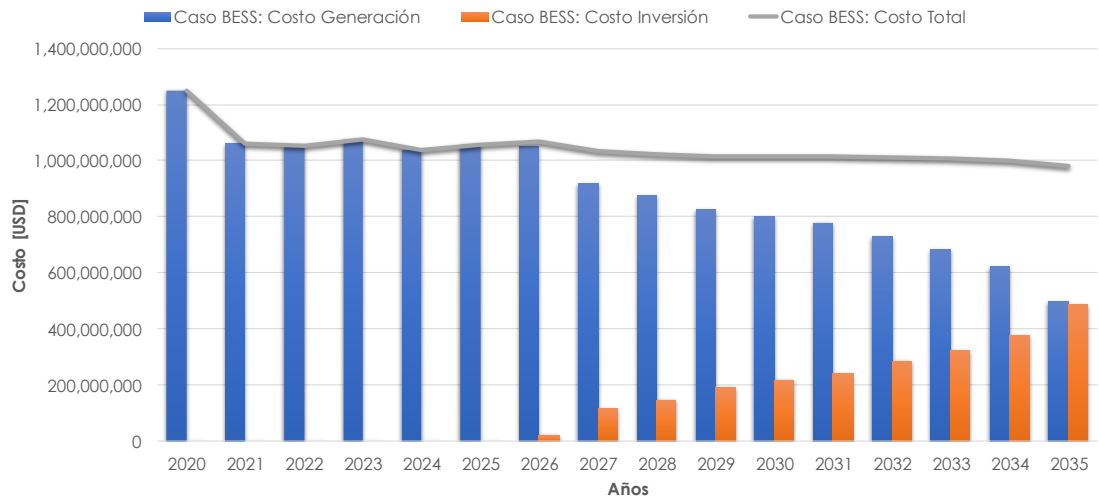


Figura 4-38: Costo totales, de inversión y operación para el caso BESS, horizonte 2035.

De la Figura 4-38 es posible observar la baja progresiva en los costos de generación para el caso con sistema de almacenamiento BESS, llegando a un costo de generación de 500 [MMUSD] al año 2035 (16% más bajo que el caso base). En este caso en particular, se observa una mayor inversión que el caso base, pero los costos de generación alcanzados son mucho más bajos (debido al movimiento de energía de bajo costo a bloques punta, esto es a un mayor aprovechamiento de la energía solar). Lo anterior hace concluir que aunque los niveles de inversión en sistemas de almacenamiento son mayores, esta mayor inversión permite bajar en una mayor proporción los costos de generación, desplazando (en este caso en particular) casi la totalidad de la generación térmica más costosa (i.e., la generación diésel baja en casi su totalidad).

Según la revisión bibliográfica realizada, en planificaciones incluyendo sistemas de almacenamiento BESS se veían beneficiados los costos de inversión del sistema, en donde disminuían ante la presencia de sistemas de almacenamiento. Esta disminución es producida mediante el desplazamiento de inversiones en tecnologías de demanda en punta, desplazando la inversión en tecnologías GNL, Diesel, entre otras alternativas. En el caso chileno, una planificación sin la inclusión de sistemas de almacenamiento BESS (caso base) no considera inversión en tecnologías que buscan abastecer demanda en punta, debido a que posee el parque térmico (sobre-instalación diésel) y unidades de embalse suficientes para poder satisfacer sus requerimientos en punta. Lo anterior, hace que este caso en particular que incluye equipos BESS en la planificación, incurra en mayores costos de inversión en comparación al caso base, ya que, por un lado, el caso base no invierte en tecnologías para su demanda en punta, y por otro, debido a que éstas inversiones generan mayores ahorros de generación en comparación a los gastos en los que incurre en inversión.

4.3. Caso CSP

A continuación, se darán a conocer los resultados para el caso estudio considerando centrales térmicas CSP como candidatas a expandir.

4.3.1. Expansión del caso CSP

La expansión del sistema para el caso CSP se puede observar en la Figura 4-39.

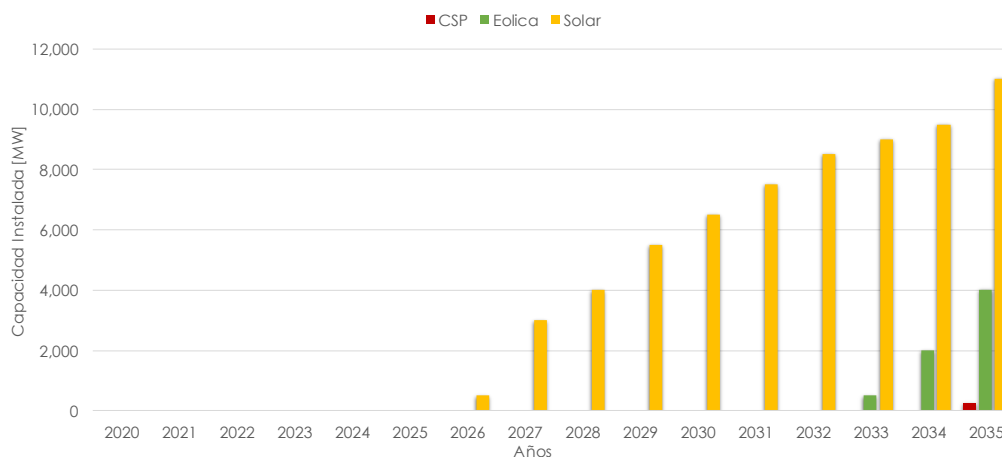


Figura 4-39: Expansión del sistema al año 2035, caso CSP.

De la Figura 4-39 se puede observar que la integración CSP recién se realiza en el año 2035, integrando 250[MW] en ese año. La planificación hasta el año 2034 es idéntica al caso base, siendo diferente el último año de éste, en donde se desplazan 500[MW] de capacidad solar y 500[MW] de capacidad eólica, en comparación al caso base, por la integración de 250[MW] de CSP. Se hace relevante observar cómo se va conformando la matriz inicial del parque en conjunto a la expansión del sistema (de manera de not, observando al mismo tiempo la demanda máxima anual a la que se ven afectas las simulaciones. Esto se puede observar en la Figura 4-40.

La poca instalación CSP se debe principalmente a sus altos costos de inversión, presentando aproximadamente un costo equivalente por energía de 220 [USD/KWh] al año 2035, muy por encima del 75 [USD/KWh] que poseen los sistemas de almacenamiento BESS al mismo año. Este tipo de tecnologías presentan un alto costo de inversión por capacidad (debido a que también pueden producir su propia energía), siendo su costo por almacenamiento el bajo (costos de inversión explicitados en sección 3.7.2).

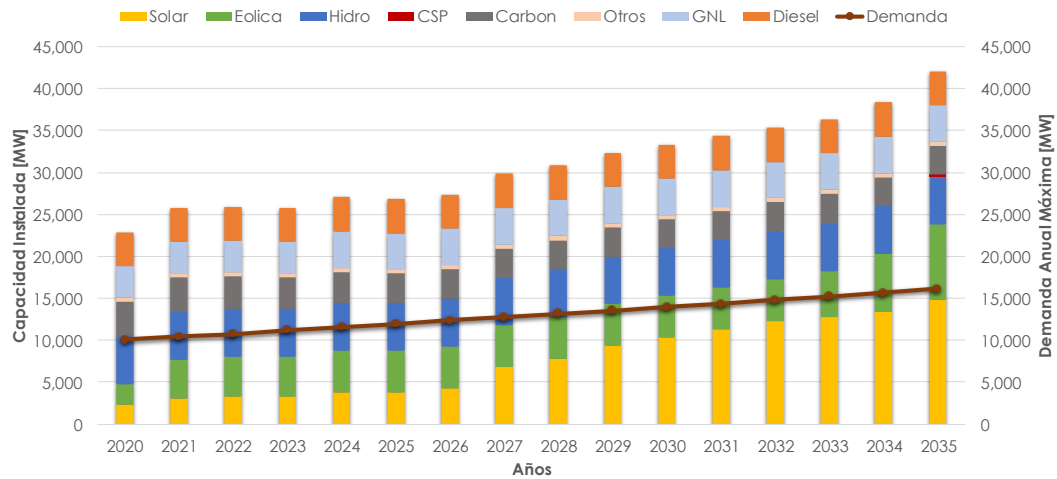


Figura 4-40: Expansión del sistema agregando la matriz inicial, caso CSP.

De la Figura 4-40 es posible observar que la demanda máxima es igual que el caso base, ya que la carga del sistema de almacenamiento CSP no saca energía del sistema, su carga se basa explícitamente en lo que obtiene del recurso solar. En este caso la adopción solar y eólica se ve disminuida al año 2035, debido a la integración de centrales CSP.

4.3.2. Generación del sistema

En esta sección se indica cómo se está realizando la generación del parque a lo largo de los años de planificación, analizando la transformación que tiene el mix de generación del parque desde su año inicial a su año final. Para llevar a cabo esto, se presenta la Figura 4-41, que representa la generación anual desde el año inicial al año final de la planificación en conjunto a las demandas anuales.

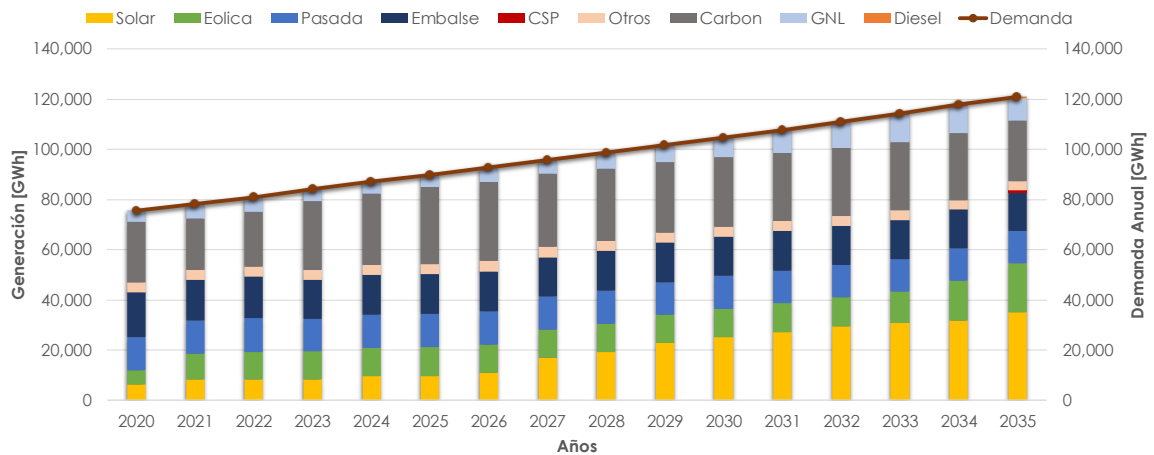


Figura 4-41: Generación anual del sistema, a lo largo de la planificación, caso CSP, horizonte 2035.

De la Figura 4-41 es posible observar la poca participación de la central CSP al año 2035, debido a su baja capacidad instalada (250 MW). A pesar de tener poca capacidad instalada, la central CSP permite desplazar generación térmica en horas de punta, bajando en cierta medida los costos generación del sistema. Para observar la generación de un día en particular se presenta la Figura 4-42, la cual indica la generación de un día típico de verano para el año final de planificación (ya que el año inicial se comporta igual al del caso base, Figura 4-5).

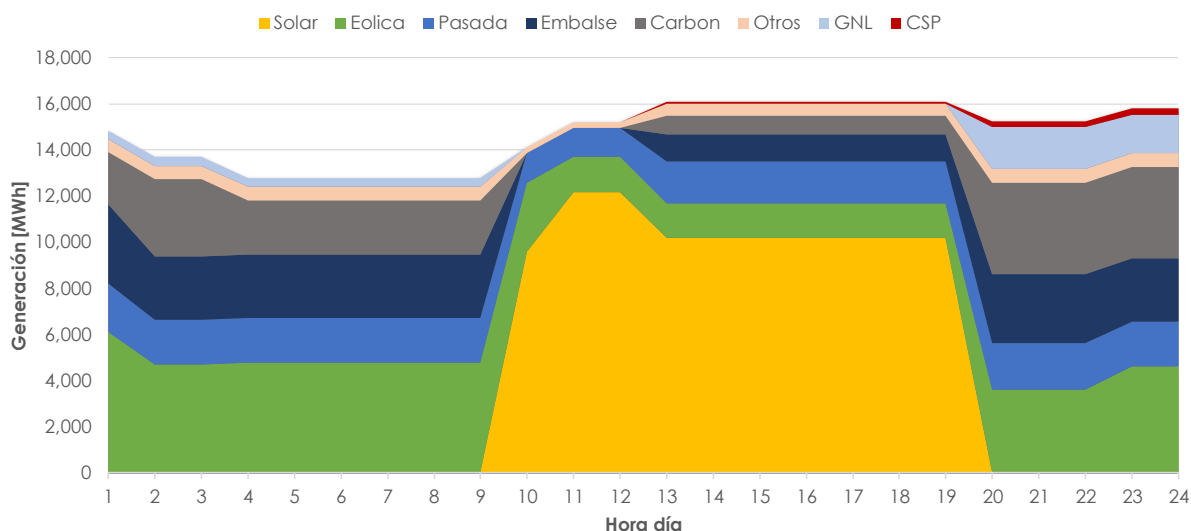


Figura 4-42: Generación verano, año 2035, caso CSP.

De la Figura 4-42 es posible observar que hay una presencia CSP tanto en bloques solares, como en aquellos bloques no solares. El CSP permite desplazar una cierta parte de GNL en los bloques 20-24 en comparación al caso base (a diferencia del caso BESS que permite desplazar una mayor proporción debido a su capacidad instalada). Esto da la visión de que la modelación de la central CSP se realiza de manera correcta, en donde el uso de almacenamiento responde a aquellos bloques en donde hay una mayor necesidad de bajar la presencia térmica en el despacho. En cuanto a la composición porcentual de la generación hora a hora, tanto para la matriz inicial como para la del último periodo de planificación, se observa la Figura 4-43.

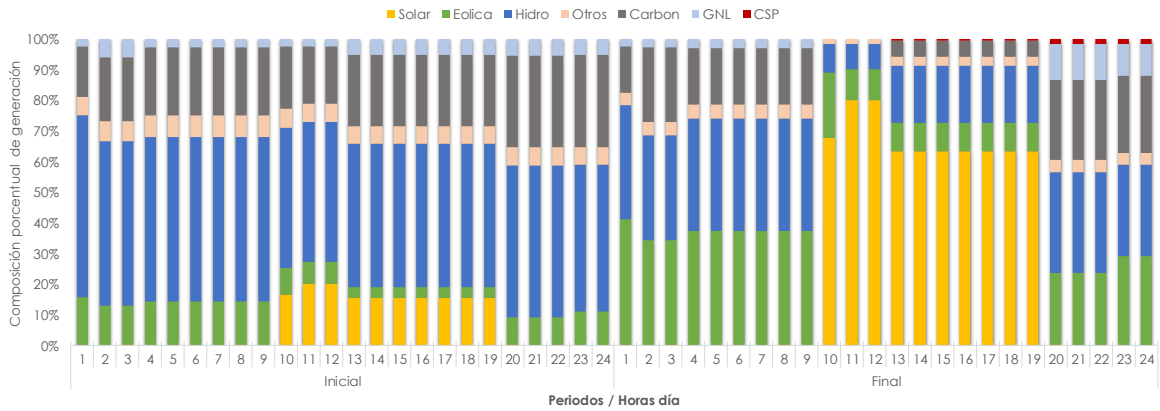


Figura 4-43: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso CSP, estación de verano.

De la Figura 4-43 es posible observar que el comportamiento para el año final es bastante similar a lo visto en el caso base, en donde la generación solar es capaz de abastecer en un 70%-80% para el último año de planificación. La generación eólica pasa de abastecer 3%-15% la demanda en el año 2020, a un 25%-45% en el último año de planificación. En cuanto a la presencia CSP, esta permite disminuir, en comparación al caso base, en un 3% la presencia de tecnologías GNL en el despacho de los bloques horarios 20-24. Por otro lado, la generación para un día de invierno, se presenta la Figura 4-44.

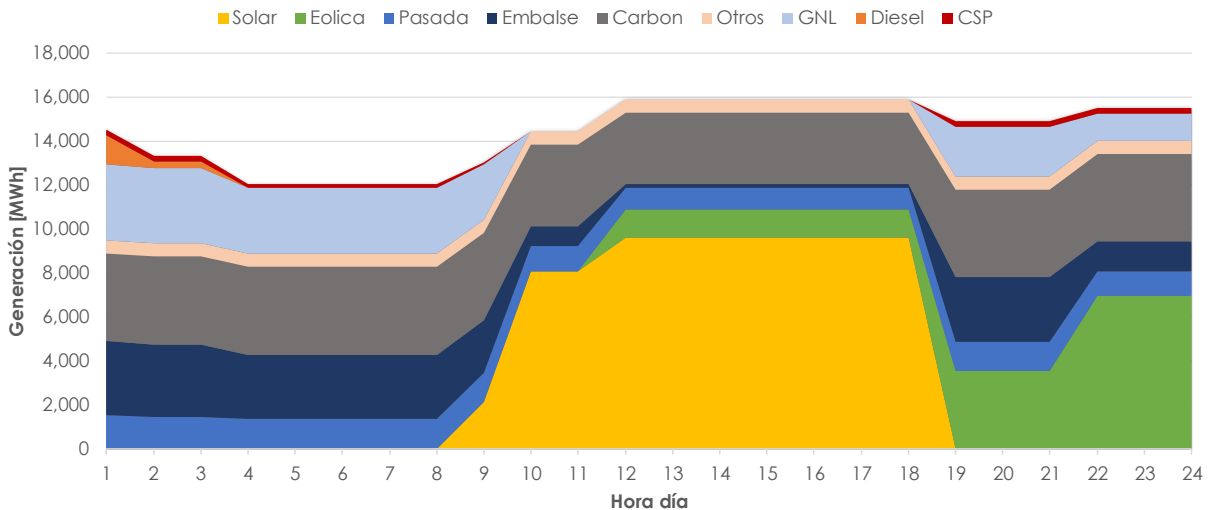


Figura 4-44: Generación invierno, año 2035, caso CSP.

De la Figura 4-44 es posible observar que la central CSP permite desplazar la generación diésel en los bloques 1-4 (en donde para el caso BESS es totalmente

desplazado). La capacidad instalada CSP es pequeña en comparación a los niveles de demanda que tiene el sistema, no pudiendo participar de gran manera en el despacho. La evolución porcentual del despacho desde la matriz inicial a la matriz final se observa en la Figura 4-45.

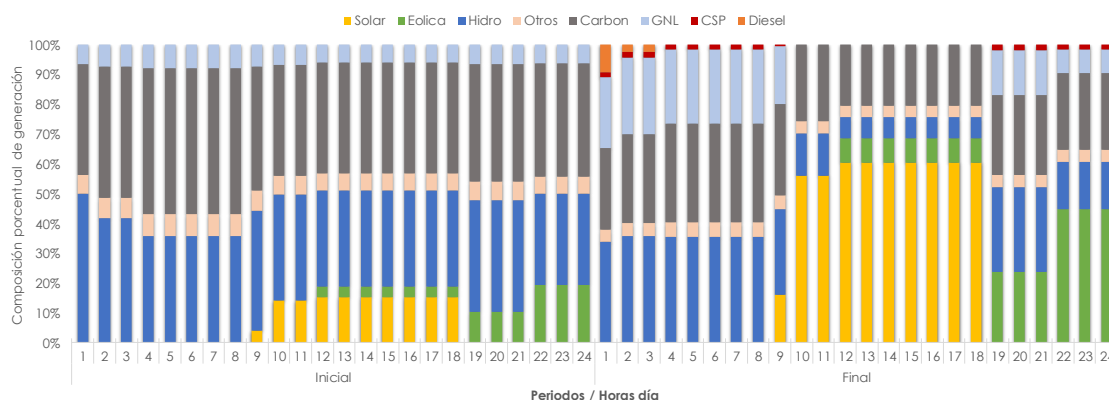


Figura 4-45: Generación porcentual hora a hora, año inicial y año final para el caso CSP, estación de invierno.

De la Figura 4-45 es posible observar que la generación diésel en los bloques 1-4, disminuye en comparación al caso base, en donde para esos bloques (hablando del caso base), este tipo de generación componía en promedio un 13% la generación, siendo ahora un 11% con la presencia CSP. En cuanto a la composición solar, para el primer año de planificación, abastecía de un 5%-20% la demanda en los bloques solares, pasando a un 20%-65% para el último año de planificación (teniendo en cuenta que en el último año de planificación la demanda a abastecer es mayor). En cuanto a la presencia eólica, se ve el aumento sustancial en generación en aquellos bloques con presencia de recurso primario, pasando de abastecer 10%-20% la demanda para el año inicial en los bloques 19-24, a abastecer entre 20%-50% la demanda en los mismos bloques.

4.3.3. Reserva del sistema

Debido a que en este caso la planificación es casi idéntica al caso base, el comportamiento en rampas es bastante parecido (disminuyendo las necesidades en rampa debido a los 0.5[GW] de capacidad instalada solar y eólica que no se materializan en este caso). Las reservas para el año final de planificación se pueden observar entre la Figura 4-46 y la Figura 4-49.

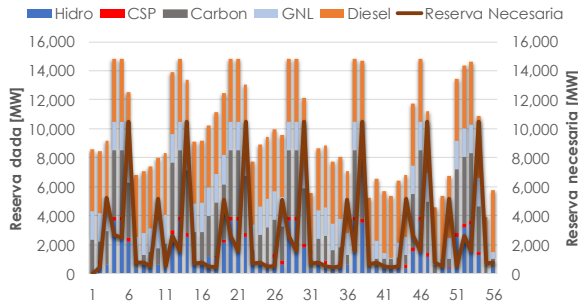


Figura 4-46: Reserva verano, caso CSP, año 2035

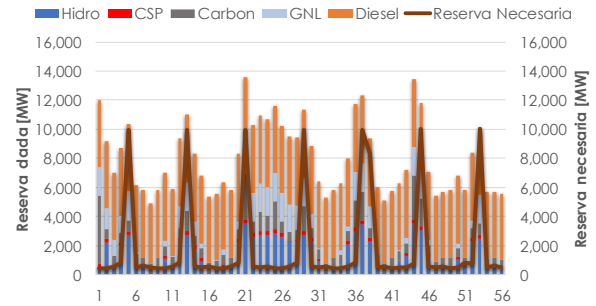


Figura 4-47: Reserva otoño, caso CSP, año 2035

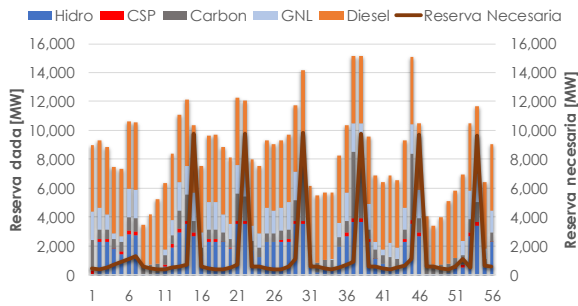


Figura 4-48: Reserva invierno, caso CSP, año 2035

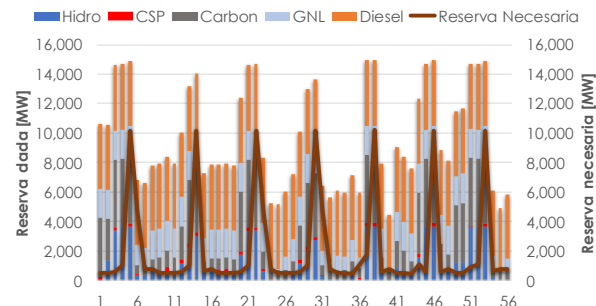


Figura 4-49: Reserva primavera, caso CSP, año 2035

De las figuras presentadas se observa el aporte CSP a la reserva. En este caso, los niveles de reserva requeridos por el modelo son más bajos que el caso base y BESS, ya que la integración solar no controlable es menor en este caso. Se observa que la mayoría de las reservas requeridas son posibles de abastecer con holgura por el parque térmico y unidades de embalse, sin la necesidad de expansión en centrales térmicas para dar más holgura a la reserva.

4.3.4. Proyección de costos marginales

Al incluir CSP en la planificación, se observa que el año en el que se implementa, los costos marginales disminuyen en un bajo porcentaje al año final. Para poder observar de mejor manera la progresión de los costos marginales ponderados por año, se presenta la Figura 4-50.

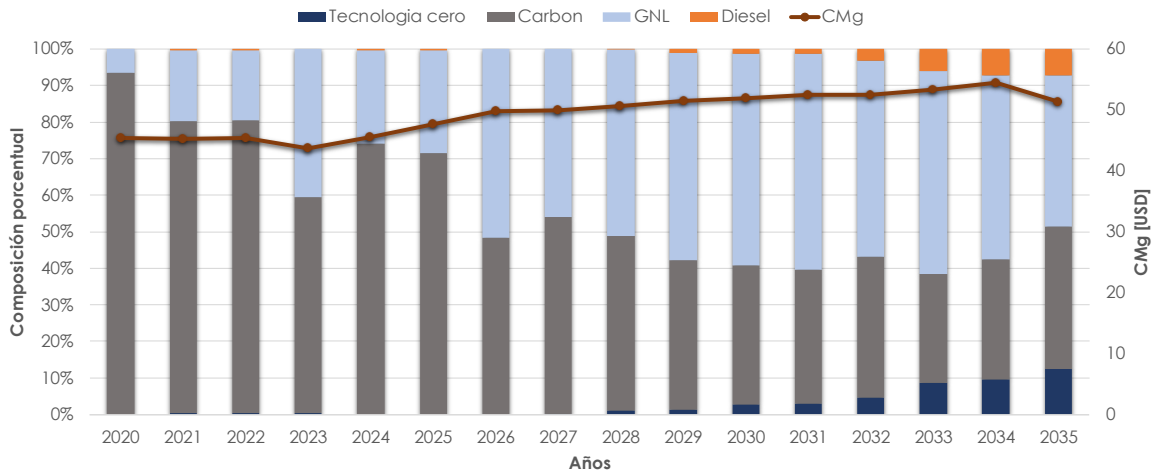


Figura 4-50: Composición porcentual de cada tecnología al costo marginal proyectado, caso CSP.

De la Figura 4-50 es posible observar el mismo comportamiento visto que en el caso base, siendo diferente la proyección de este para el año final. Para el año final, el costo marginal del caso base, se compone de un 41% carbón, 40% GNL y 7% diésel, pasando a un 43% carbón, 38% GNL y 7% diésel para el caso CSP. Se puede observar un cierto porcentaje de presencia de tecnologías a costo cero marginando, aquí son los embalses los que otorgan la reserva del sistema. La proyección de costos marginales vista numéricamente, se observa en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3: Proyección de costos marginales, caso CSP.

Año	Costo Marginal [USD]
2020	45.43
2021	45.19
2022	45.44
2023	43.65
2024	45.50
2025	47.66
2026	49.80
2027	49.98
2028	50.68
2029	51.47
2030	51.87
2031	52.49
2032	52.47
2033	53.25
2034	53.96
2035	51.28

De la Tabla 4-3 es posible observar que los costos marginales parten en un valor de 45,4 [USD] llegando a 51,2 [USD] al año 2035. Estos costos perciben un aumento de 12% al año 2035 (1% menos que el caso base, el cual tiene un aumento de un 13%).

4.3.5. Costo equivalente almacenamiento

En cuanto a los costos alcanzados por los proyectos CSP, calculados por unidad energía (se utiliza la misma expresión vista en la Ecuación (4-2)), se presenta la Figura 4-51, la que muestra la capacidad instalada solar CSP y los niveles de precio (en unidades [USD/MWh]) que alcanza.

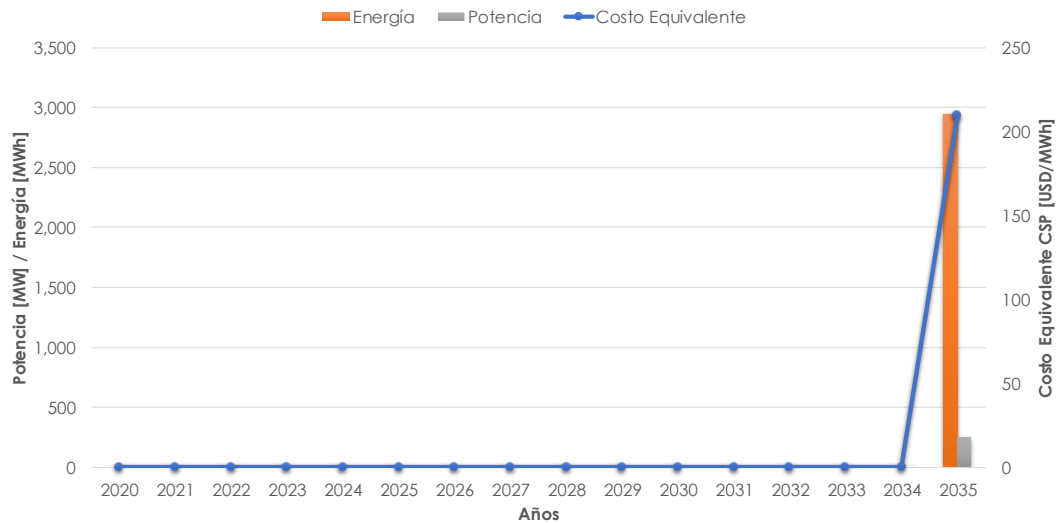


Figura 4-51: Costo equivalente CSP, conjunto a capacidad instalada.

De la Figura 4-51 es posible observar que los niveles de precios alcanzados por la central CSP son un 16% más económicos que los proyectados por la PELP 2019 (para la curva baja). Esta central CSP posee alrededor de 12 horas de autonomía, pudiendo desplazar energía durante varios bloques horarios.

4.3.6. Costos totales

Los costos de inversión, generación y el total, para el caso CSP, se pueden observar en la Figura 4-52.

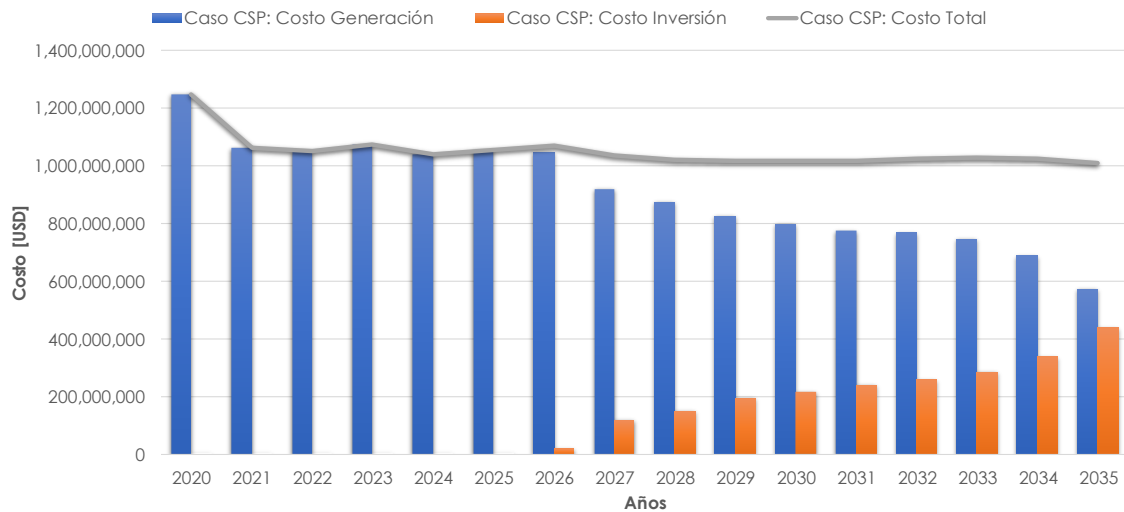


Figura 4-52: Costo totales, de inversión y operación para el caso CSP, horizonte 2035.

De la Figura 4-52 es posible observar la baja progresiva en los costos de generación a partir del año 2027 que es donde se realiza la primera expansión solar. En este caso, al existir una expansión muy similar al caso base, los costos de generación a los que se llegan son bastante parecidos, siendo sólo 1% más bajos para el caso CSP, en comparación al caso base.

4.4. Comparación casos: base, BESS y CSP

Se hace necesario realizar una comparación de cómo se están comportando los costos totales (tanto inversión como generación) en cada caso Y la proyección de costos marginales, de manera de ver cuáles de todas las planificaciones resulta con un mejor pronóstico. Para esto, se presenta en primera instancia la comparación de costos totales para los tres casos en la Figura 4-53 y en la Tabla 4-4.

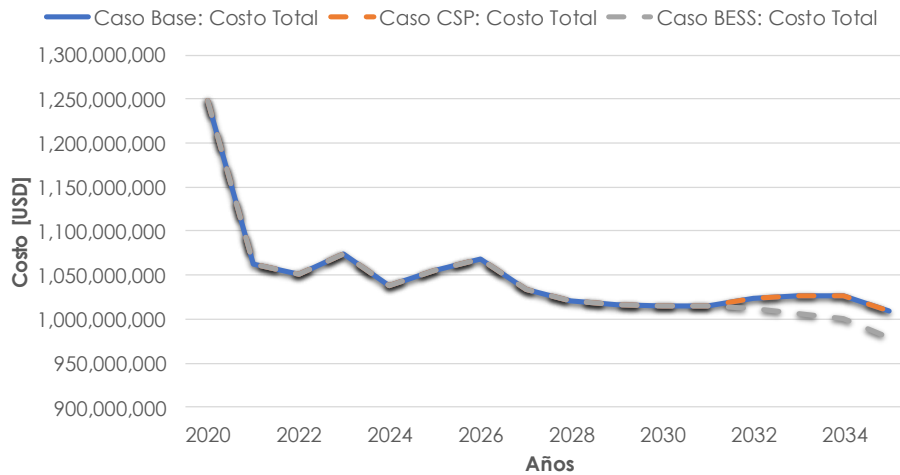


Figura 4-53: Comparación de costos totales, caso base, BESS y CSP.

Tabla 4-4: Comparación porcentual de costos totales, entre casos BESS y CSP, con respecto a base.

Año	% BESS	% CSP
2020	0.0%	0.0%
2021	0.0%	0.0%
2022	0.0%	0.0%
2023	0.0%	0.0%
2024	0.0%	0.0%
2025	0.0%	0.0%
2026	0.0%	0.0%
2027	0.0%	0.0%
2028	0.0%	0.0%
2029	0.0%	0.0%
2030	0.0%	0.0%
2031	0.0%	0.0%
2032	1.2%	0.0%
2033	2.1%	0.0%
2034	2.5%	0.0%
2035	3.1%	0.1%

De la Figura 4-53 se puede observar que el caso que presenta menores costos totales es el asociado al caso BESS, produciendo un ahorro de un 3.1% en comparación al caso base al último año de planificación (todo lo anterior visto en la Tabla 4-4). El caso con CSP es casi idéntico (hablando en costos totales) al caso base, en donde se observa que existe una diferencia porcentual de un 0.1% al año 2035 (que es donde se instalan centrales CSP). Para ver de mejor manera los ahorros producidos entre los casos BESS y CSP (con respecto al base) se presenta la Figura 4-54.

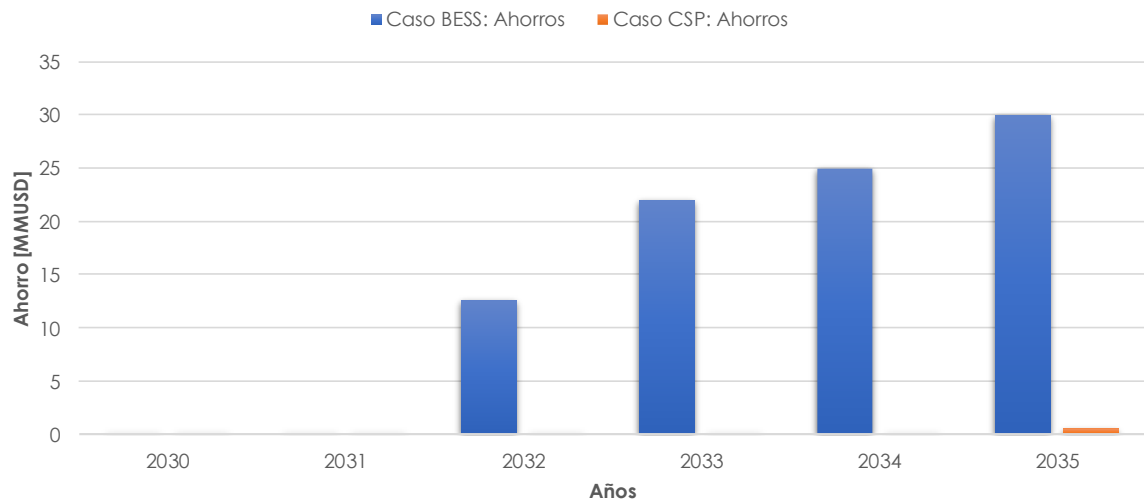


Figura 4-54: Ahorros producidos en casos BESS y CSP, con respecto al caso base.

De la Figura 4-54 se puede observar que el caso BESS presenta mayores ahorros que el caso CSP (todo esto en comparación al caso base), alcanzando un ahorro de 30 [MMUSD] durante el año 2035. En cuanto al caso CSP, se puede observar que los ahorros producidos al 2035 son pequeños en comparación al caso BESS. El caso CSP se realizó para una de las mejores proyecciones posibles, en donde los rendimientos y los costos, son los más favorables a los que pueden verse afectados (sección 3.7.2). Para observar de mejor manera dónde se producen los mayores ahorros en cada caso, se presenta la Figura 4-55, la cual, muestra la evolución de los costos de generación a lo largo de los años de planificación para cada caso estudio.

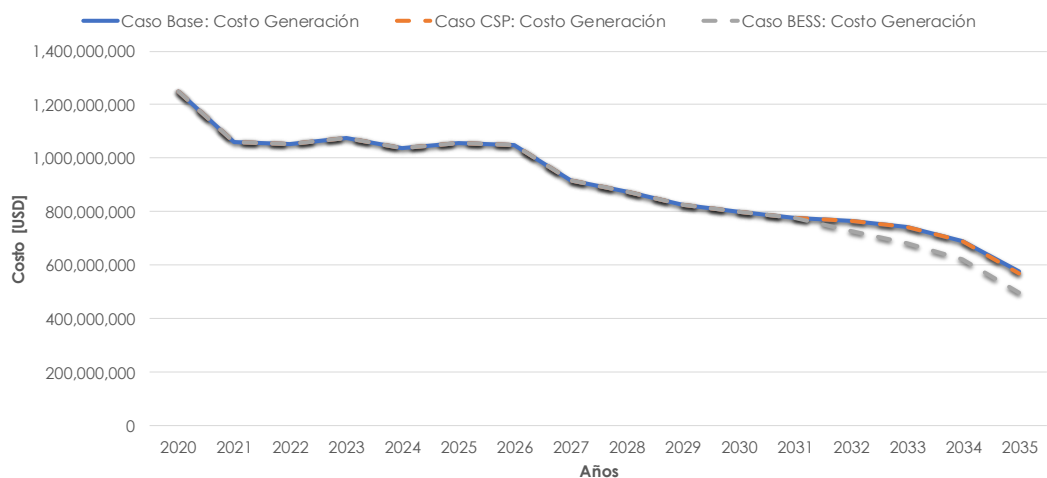


Figura 4-55: Costos de generación para casos base, BESS y CSP, horizonte 2035.

De la Figura 4-55 se puede observar que el caso BESS es el que alcanza menores costos de generación entre los tres casos estudiados. Lo anterior, debido a la mejor distribución de energía a lo largo del día, y a la gran capacidad adoptada para sistemas de almacenamiento BESS, logrando cargarse en bloques horarios de bajos costos marginales a una gran magnitud (comúnmente en bloques con alta presencia de generación renovable) y descargándose en aquellos bloques de altos costos marginales (en donde principalmente hay presencia de tecnologías térmicas), pudiendo desplazar grandes cantidades de generación térmica. En cuanto al caso CSP, este alcanza menores costos de generación en comparación al caso base, siendo muy pequeña la variación debido a la poca capacidad de CSP instalada al año 2035. Los ahorros de costos de operación para el caso BESS y CSP se pueden observar en la Figura 4-56.

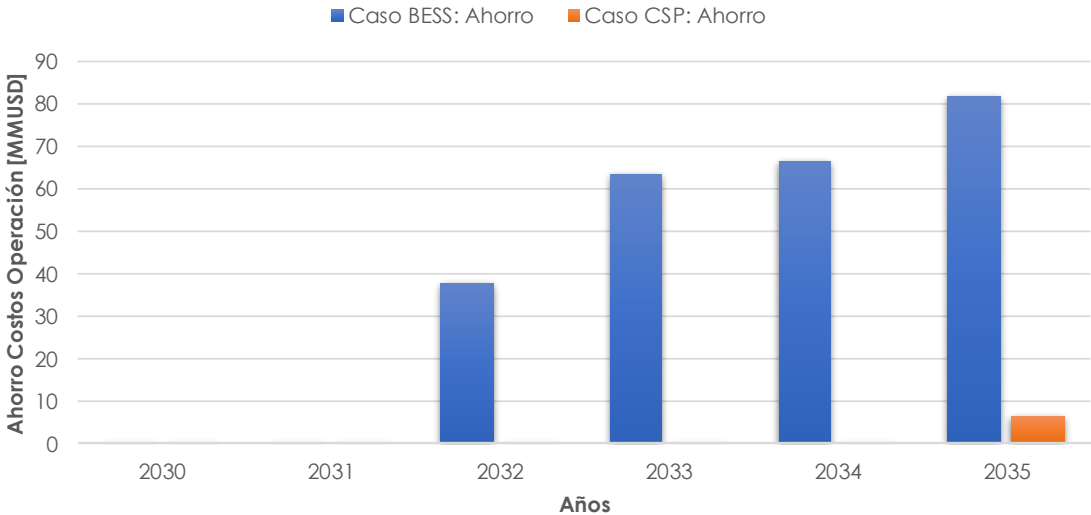


Figura 4-56: Ahorros en costos de operación, caso BESS y CSP.

De la Figura 4-56 se puede observar que el caso BESS alcanza un ahorro en costos de operación con respecto al caso base, de aproximadamente 80[MMUSD], muy por sobre los aproximados 10[MMUSD] que alcanza el caso CSP.

Por último, en cuanto a los costos de inversión, se presenta la Figura 4-57.

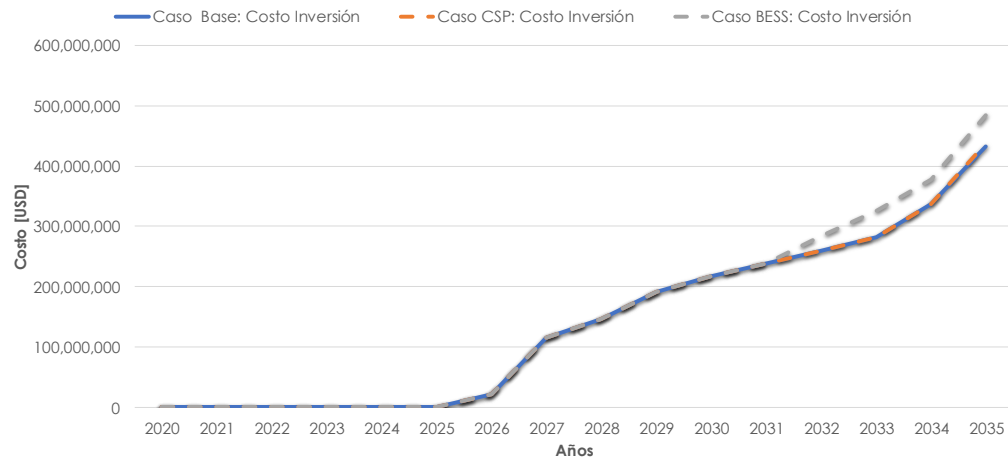


Figura 4-57: Costos de inversión caso base, BESS y CSP, horizonte 2035.

De la Figura 4-57 se puede observar que el caso que presenta mayores costos de inversión es el asociado al caso BESS. En este caso, la inversión es mayor (en comparación al caso base y CSP) debido a que los costos de generación van bajando en mayor proporción. En cuanto a los casos base y CSP, estos son idénticos (exceptuando el último año, que se diferencian en un bajo porcentaje) a lo largo de la planificación.

4.5. Aumento en las necesidades de reserva

Dentro de los resultados expuestos, se observó que los niveles de rampa eran posibles de sobrellevar con la matriz actual de Chile. Lo anterior, hace relevante la evaluación de rampas más pronunciadas, de manera de observar si se hace necesaria la modificación de las expansiones en cada caso y cómo variará el costo total de cada uno. Para llevar a cabo esto se aumentó el percentil 95% explicado en la sección 3.8, este aumento se realizó a un 98%, de manera de ser capaz de enfrentar el 98% de los casos en rampa producidos a lo largo de 12 años de variaciones solares (todo esto se encuentra en la sección 3.8 de este presente trabajo de título) y del año de variaciones eólicas. Las expansiones en cada uno de los casos y la comparación de costos totales se presentarán a continuación.

4.5.1. Caso Base

Al aumentar los niveles de rampa a un percentil 98%, la expansión del caso base cambia a lo observado en la Figura 4-58.

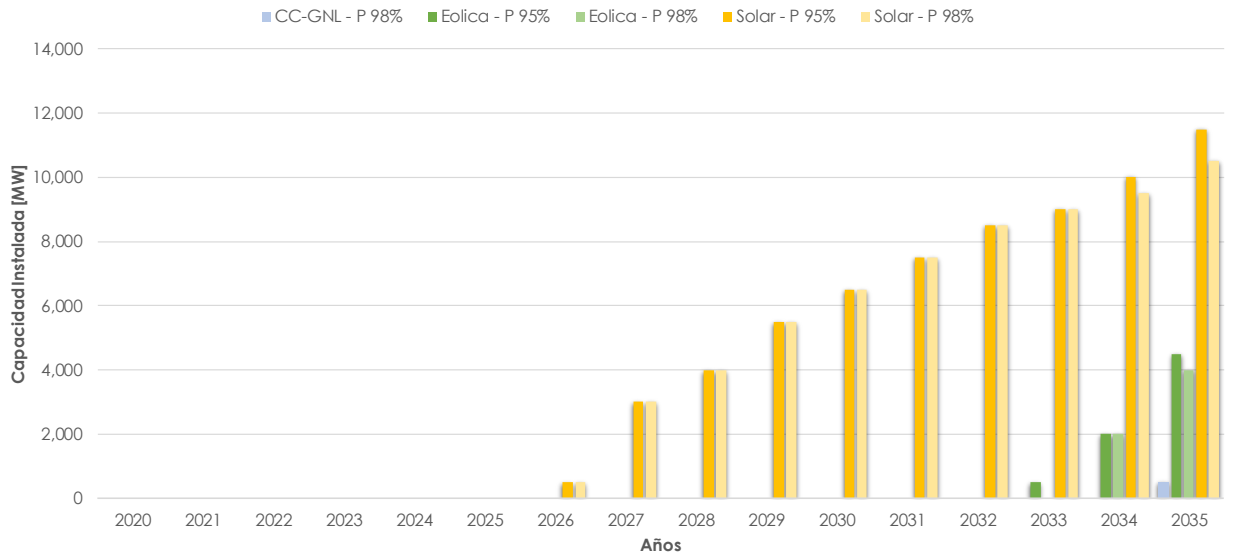


Figura 4-58: Expansión tecnologías, caso base con mayores necesidades de rampa.

De la Figura 4-58 es posible observar que ocurre una expansión de 0.5[GW] en centrales a gas para el año 2035 (lo cual, para el caso base con un percentil 95%, no ocurría). La expansión en tecnologías solares y eólicas también se ve afectada, en este caso baja en 1[GW] la expansión en centrales solares y en 0.5[GW] las centrales eólicas.

La expansión en centrales a gas es producida exclusivamente por la necesidad de rampa, esto se puede observar en la Figura 4-59 y en la Tabla 4-5.

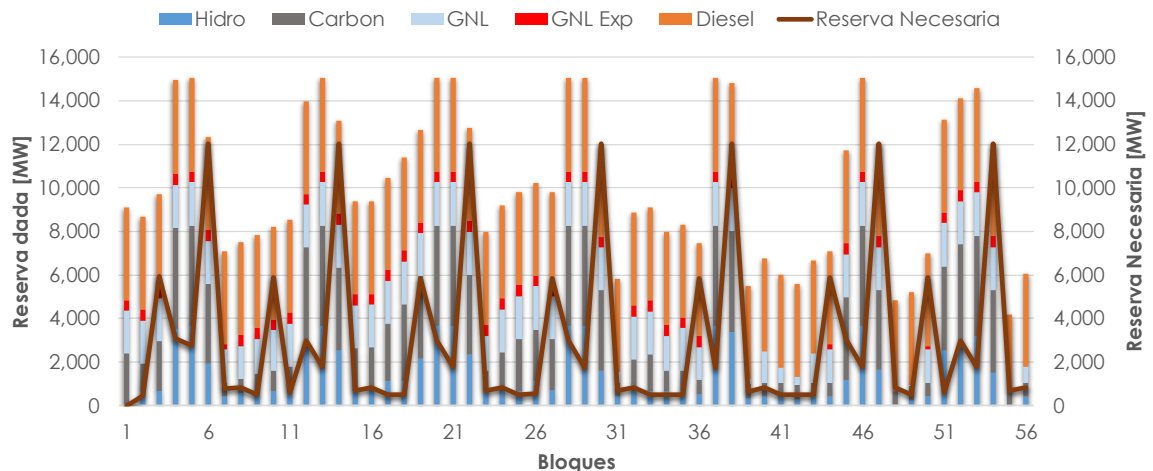


Figura 4-59: Reservas para la estación de verano, año 2035, caso base.

Tabla 4-5: Necesidad en reserva, año 2035, estación de verano, caso base, 6 primeros bloques.

Año	Mes	Bloque	Hidro	Carbon	GNL	GNL Exp	Diesel	Reserva Necesaria
2035	1	1	0	2,373	1,978	500	4,266	0
2035	1	2	671	1,265	1,978	500	4,266	434
2035	1	3	677	2,278	1,978	500	4,266	5,952
2035	1	4	3,527	4,622	1,978	500	4,318	3,068
2035	1	5	3,651	4,622	1,978	500	4,318	2,754
2035	1	6	1,907	3,667	1,978	500	4,266	12,020

De la Figura 4-59 y de la Tabla 4-5 es posible observar que el modelo, para sobrellevar la rampa requerida, necesita de expansión en centrales a gas (observando el aporte en la reserva que otorgan las centrales a gas en expansión, denotadas como GNL Exp, ayudando a satisfacer, por ejemplo, la reserva requerida el año 2035).

En general el modelo satisface la mayor necesidad en rampa, por un lado, bajando la inversión en centrales solares y eólicas, y por otro, invirtiendo en centrales térmicas a gas para tener mayor cantidad de reserva. En cuanto a la comparación en costos totales entre el caso base con un percentil al 95% en rampas y el caso base con un percentil de 98% en rampas, se presenta la Figura 4-60.



Figura 4-60: Comparación costos totales caso base, percentiles 95 y 98.

De la Figura 4-60 es posible observar que el caso con un percentil 95% posee menores costos totales (lo que es razonable debido a que es una solución con una menor necesidad en rampa, esto es se soluciona un problema menos restringido). Esta diferencia de costos se da desde los años 2032 en adelante, presentando una diferencia porcentual al año 2035 de un 2%.

4.5.2. Caso BESS

Al aumentar los niveles de rampa a un percentil 98%, la expansión del caso BESS cambia a lo observado en la Figura 4-61.

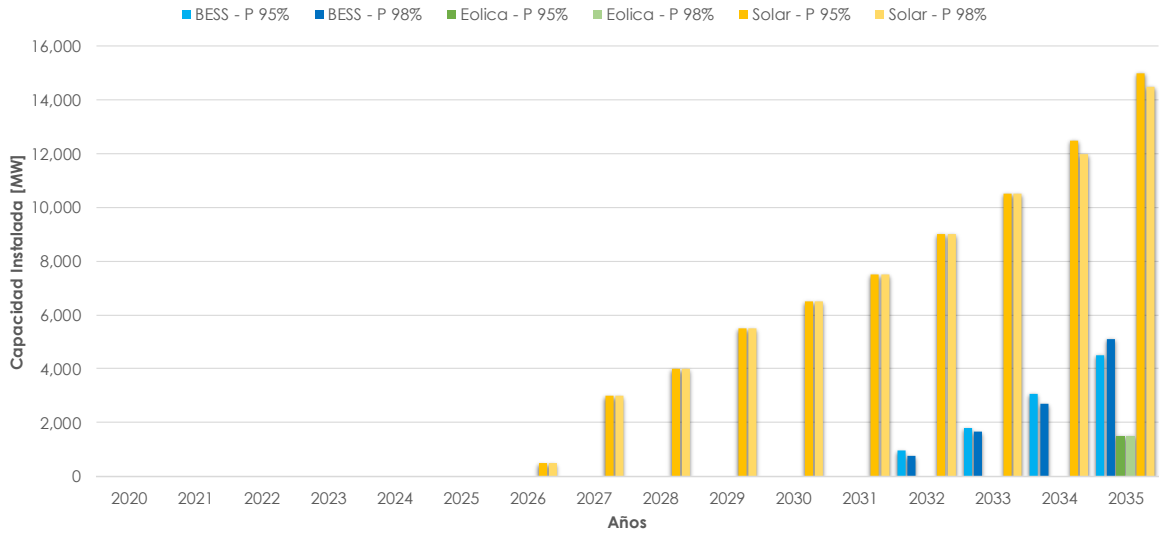


Figura 4-61: Expansión tecnologías, caso BESS con mayores necesidades de rampa.

De la Figura 4-61 es posible observar que aumenta la adopción BESS en el modelo, pasando de 4,5[GW] en el caso base con percentil 95% a un 5,1[GW] en el caso con percentil 98%. En cuanto a las tecnologías solares, es posible observar que la adopción baja, adoptando en este caso 14,5[GW] (0.5[GW] menos que el caso con percentil 95%). Por último, la adopción eólica se mantiene igual en ambos casos. En cuanto a los costos totales estos se pueden visualizar en la Figura 4-62.



Figura 4-62: Comparación costos totales caso BESS, percentiles 95 y 98.

De la Figura 4-62 se puede visualizar que los costos totales empiezan a diferenciarse más desde el año 2033 en adelante, teniendo una diferencia porcentual al año 2035 de un 1%.

4.5.3. Caso CSP

Al aumentar los niveles de rampa a un percentil 98%, la expansión del caso CSP cambia a lo observado en la Figura 4-63.

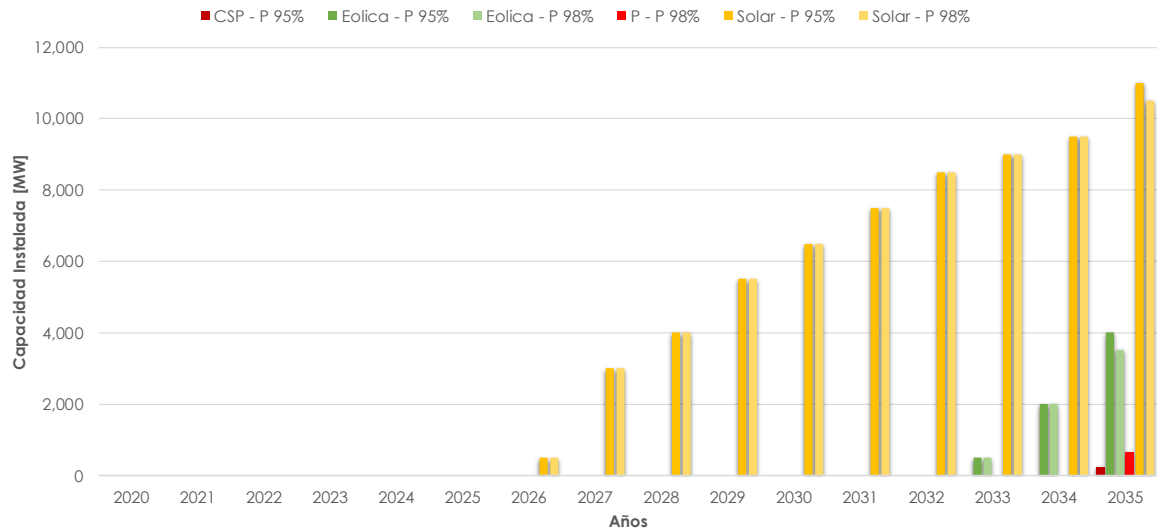


Figura 4-63: Expansión tecnologías, caso CSP con mayores necesidades de rampa.

De la Figura 4-63 es posible observar que la expansión en CSP aumenta (debido a que aporta en los requerimientos de rampa) pasando de 250[MW] para el caso con percentil 95% a una expansión de 650[MW] para el caso con percentil 98%. En cuanto a la expansión solar y eólica, están disminuyendo en 500[MW] cada una, pasando de 11[GW] a 10.5[GW] (de caso percentil 95% a 98%) para la tecnología solar y de 4[GW] a 3.5[GW] en la tecnología eólica (de caso percentil 95% a 98%). En cuanto a la comparación de costos totales, estos se pueden visualizar en la Figura 4-64.

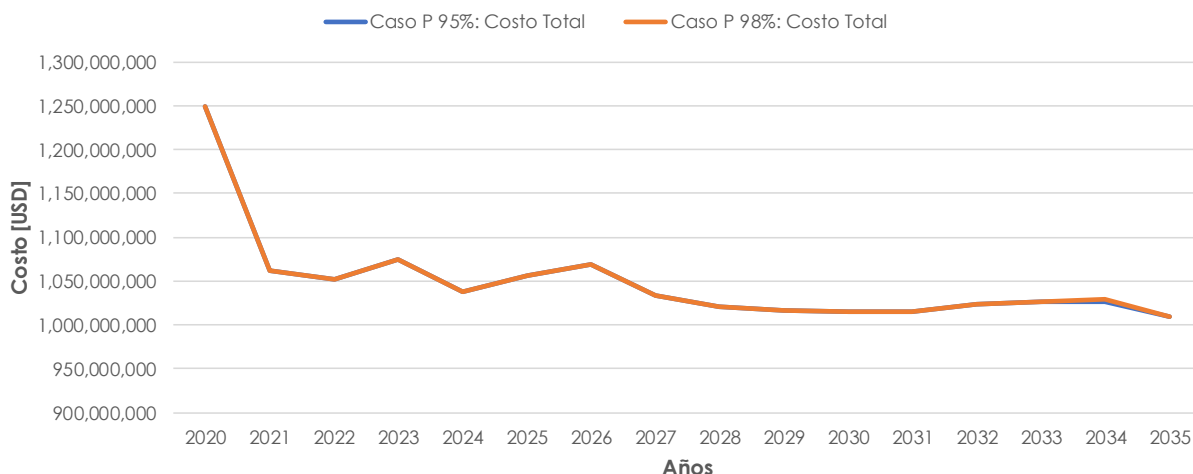


Figura 4-64: Comparación costos totales caso CSP, percentiles 95 y 98.

De la Figura 4-64 se puede observar la poca variación que hay en los costos totales de las simulaciones para ambos casos, siendo ínfima la variación entre el caso con percentil 95% y el caso con percentil 98%. Al año 2035 se encuentra una diferencia porcentual menor al 1% entre ambos casos.

4.6. Casos estocásticos

De los casos de análisis, se hace relevante observar cómo afecta la incertidumbre hidrológica a la expansión del sistema. En este sentido, de los resultados presentados hasta ahora en este trabajo de título, es posible observar que los casos base y BESS son los más relevantes de analizar, ya que una planificación con CSP aún es costosa y no difiere mayormente del caso base. Es por esto, que la siguiente sección analizará casos determinísticos y estocásticos tanto para el caso base como para el caso BESS, analizando cómo se comporta la planificación de la expansión tomando en cuenta diversos escenarios hidrológicos (las hidrologías candidatas a analizar provienen del grupo de las 30 hidrologías más secas que ha enfrentado Chile tal y como se mencionó en la sección 3.5).

4.6.1. Planificación estocástica base

Para la planificación estocástica del caso base, se analizarán hidrologías agrupadas que resultaron del análisis hecho en la sección 3.5. Estas hidrologías, como se mencionó anteriormente, fueran obtenidas de una agrupación de las 30 hidrologías más secas a las que se ha visto afecto Chile. El caso estocástico base contará con 3 escenarios hidrológicos a evaluar (que provienen de la mejor agrupación vista en la sección 3.5), los cuales, también serán simulados de manera determinística (es decir, que la simulación solamente está afecta a la hidrología evaluada) de manera de poder realizar comparaciones entre la simulación estocástica y las simulaciones determinísticas. Las hidrologías a evaluar serán una seca (PE 75%), seca (PE 63%) y muy seca (PE 96%).

Teniendo en consideración lo anterior, se presenta la Figura 4-65, en donde se realiza la comparación entre las hidrologías determinísticas simuladas y la simulación estocástica.

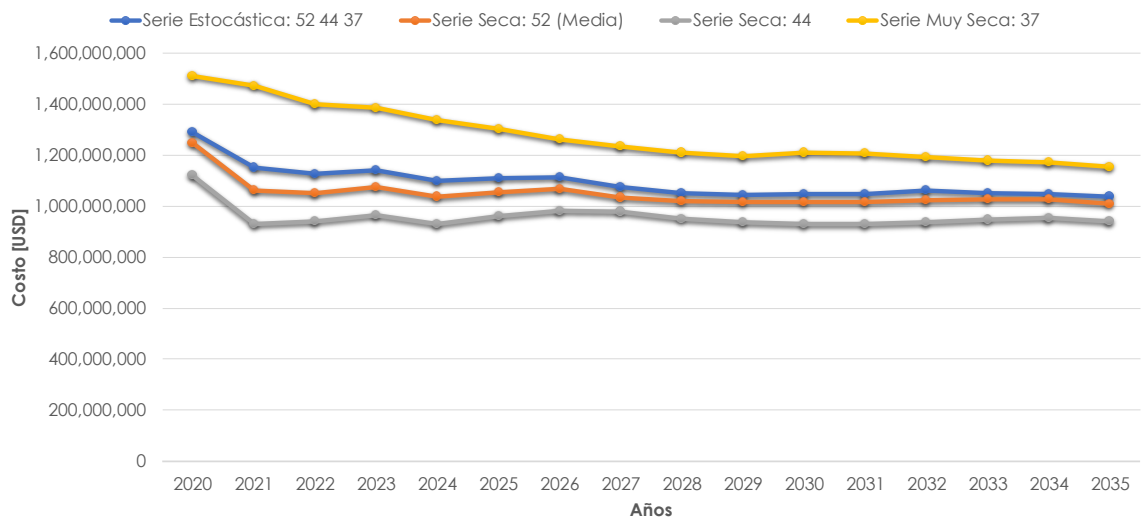


Figura 4-65: Comparación en costos totales, serie estocástica y determinísticas, hidrologías agrupadas y media, caso base.

De la Figura 4-65 es posible observar que la curva estocástica y el caso medio se aproximan en una mayor proporción. Se observa que, en promedio, la serie agrupada más seca es un 15% más costosa que la serie estocástica, la serie seca (serie 52, caso medio) es un 3% menos costosa y la serie que agrupa a las hidrologías más húmedas (serie seca 44) es un 12% menos costosa. En general de los gráficos expuestos, se puede observar que para un horizonte cada vez más prolongado, la componente hídrica se hace cada vez menos relevante en la planificación, en donde al mantener constante la matriz hidráulica, verse afecto a hidrologías mayoritariamente adversas y aumentar progresivamente la demanda, los costos totales de cada caso se diferencian cada vez menos.

4.6.2. Planificación estocástica BESS

Se hace necesario realizar el mismo análisis anterior, pero ahora para aquellos casos en donde se tiene en consideración sistemas de almacenamiento BESS en la planificación, de manera de observar si este tipo de elementos entregan algún valor agregado a la incertidumbre hidrológica. Tomando las hidrologías agrupadas (es decir, la hidrología que agrupa de mejor manera a las hidrologías más secas, la hidrología que agrupa de mejor manera a las menos secas y así) se observa la Figura 4-66.

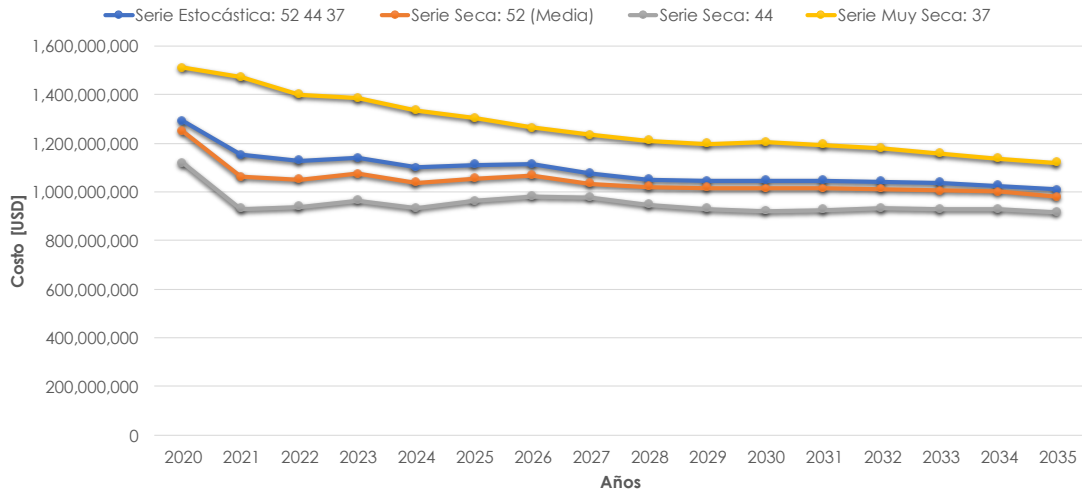


Figura 4-66: Comparación en costos totales, serie estocástica y determinísticas, hidrologías agrupadas y media, caso base.

De la Figura 4-66 es posible observar que al igual que lo visto en el análisis estocástico para el caso base, la curva estocástica y el caso medio se aproximan en una mayor proporción. Se observa que, en promedio, la serie agrupada más seca es un 15% más costosa que la serie estocástica, la serie seca (serie 52, caso medio) es un 1% menos costosa que la serie estocástica y la serie que agrupa a las hidrologías más húmedas del grupo (serie seca 44) es un 9% menos costosa.

Nuevamente de los gráficos expuestos es posible observar una disminución en la relevancia de la componente hídrica a lo largo de los años de planificación, en donde las planificaciones expuestas por cada año transcurrido disminuyen su diferencia porcentual entre ellas.

Por último, se hace necesario observar cómo se comportan las inversiones estocásticas tanto para el caso base como para el caso BESS, esto se puede observar en la Figura 4-67.

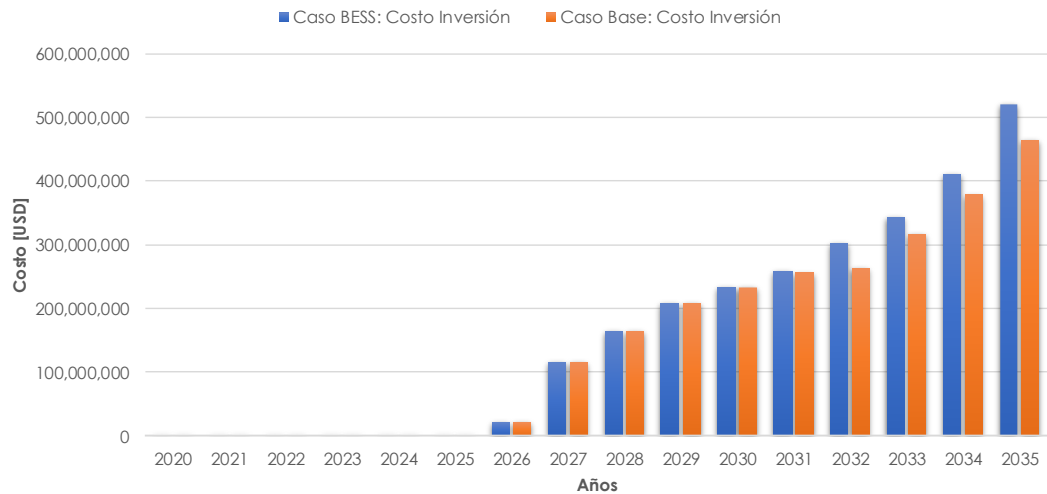


Figura 4-67: Costos de inversión, casos estocásticos base y BESS.

De la Figura 4-67 es posible observar que la inversión en el caso BESS estocástico, es mayor que el caso base estocástico, presentando una diferencia porcentual de un 7% aproximadamente. Una mayor inversión en el caso BESS podría permitir sobrellevar casos más adversos en hidrologías (es decir, que el costo de operación del sistema no se afecte en demasía por tener hidrologías más adversas).

Por último, es posible concluir que realizar simulaciones determinísticas que proyecten el caso medio hidrológico, es una muy buena aproximación a aquellas simulaciones estocásticas que toman en consideración diferentes escenarios hidrológicos, permitiendo que las simulaciones converjan tres veces más rápido (en comparación a simulaciones estocásticas).

Capítulo 5: Conclusiones

El problema de expansión en capacidad de generación es un problema sumamente complejo y de altos requerimientos computacionales, siendo abordado de diversas maneras en la actualidad según la revisión bibliográfica realizada. Sus niveles de complejidad se pueden ver agudizados si el implementador aplica optimizaciones exactas o numéricas en la resolución del problema, buscando el óptimo global. Hoy en día, la aplicación de metodologías heurísticas y metaheurísticas se pueden utilizar como opciones para abordar el problema GEP, presentando la desventaja de no garantizar la optimalidad del problema.

De las planificaciones determinísticas realizadas en este trabajo de título es posible evidenciar que no existe una necesidad en expansión térmica en la matriz chilena (horizonte 2035), en donde la demanda en aquellos bloques de ausencia VRE es capaz de ser abastecida por la matriz térmica e hidráulica actualmente disponible (esto va en sintonía con lo proyectado por la PELP 2019, en donde tampoco hay una integración térmica e hidráulica en las expansiones). Cabe recalcar que la adopción de sistemas de almacenamiento permite una mayor adopción de tecnologías solares en la matriz energética chilena (en comparación al caso base), no cayendo en la necesidad de expansión en tecnologías térmicas para una mayor holgura en reserva para los niveles óptimos de energía variable que serán incorporados en el sistema. Por otra parte, el escenario de descarbonización utilizado en este trabajo contempla la primera etapa de descarbonización, la cual, saca de operación 1047 [MW] de tecnología a Carbón. Esta baja en cuanto a operación de centrales a Carbón puede ser mayor para un horizonte 2035 (cuando se definan nuevas etapas definitivas de descarbonización, como se hizo con la primera etapa), por ende, la necesidad en rampa puede ser mayor, cambiando la expansión en todos los casos. Por último, el modelo utilizado es un sistema uninodal.

Actualmente, planificaciones en capacidad de generación utilizando sistemas de almacenamiento BESS (como tecnologías candidatas a expandir) buscan bajar los costos de inversión en tecnologías que tienen como función abastecer las demandas en punta (según la bibliografía revisada). Esto no se vio evidenciado en el trabajo realizado, debido a que en los casos estudio incluyendo sistemas de almacenamiento BESS, los costos de inversión subían para bajar en una mayor proporción los costos de generación (no necesitando desplazar inversión de tecnologías de punta ya que la matriz térmica e hidráulica chilena es capaz de sobrellevar la demanda en bloques horarios de ausencia VRE al menos hasta el año 2035).

Lo que se pudo evidenciar explícitamente fue la baja en costos marginales, ya que, al poseer sistemas de almacenamiento BESS o CSP, existe un mejor manejo de la energía renovable a lo largo del día (solar principalmente en este trabajo), permitiendo desplazar generación térmica en aquellos bloques de ausencia VRE. La proyección de costos marginales para una planificación sin consideración de sistemas de almacenamiento (caso

base), posee una presencia diésel cada vez más notoria a lo largo de los años, llegando a aportar este tipo de tecnologías en un 7% al año 2035 a los costos marginales del sistema (se proyecta que el costo marginal al 2035 llegaría a 51 [USD] para el caso base, considerando los supuestos presentados en las secciones 3.4-3.8). En cuanto al caso considerando sistemas de almacenamiento BESS, al tener una mejor distribución de la energía VRE a lo largo del día, se desplaza casi en totalidad la presencia diésel en costos marginales al último año de planificación, participando este tipo de tecnologías en un 0.5% al año 2035 (llegando a los 44 [USD] al año 2035 para la planificación con BESS). Por último, a pesar de la poca integración CSP que se realizó en el caso estudio que integró estas centrales en la planificación, se observa también el desplazamiento diésel en la composición de costos marginales, dando a conocer que también este tipo de tecnologías permiten una mejor distribución de energía renovable a lo largo del día.

En cuanto a los costos totales de cada caso, se observa que bajo proyecciones favorables en costos de inversión BESS, los costos totales alcanzan una disminución de un 3.1% (en comparación al caso base) al año 2035, pudiendo ser más elevados a horizontes más prolongados. En cuanto a proyecciones con centrales CSP, sus costos de inversión a un horizonte 2035 aún son elevados, no viéndose factible (desde el punto de vista de optimización) la integración de este tipo de centrales a un horizonte de 15 años en Chile. Lo anterior, debido a que la planificación realizada en este trabajo de título fue realizada bajo las condiciones más favorables para su adopción (siendo aún difícil su integración, en una muy baja proporción). Por otro lado, es posible observar que una mayor integración VRE (tecnologías solares, eólicas, etc) podría bajar las emisiones CO₂ del sistema a expandir, lo cual, si fuera valorizado, otorgaría mayores beneficios al caso BESS integrado en este trabajo de título (ya que integra, por ejemplo, un 30% más de tecnologías solares que el caso base).

Fue posible observar que al aumentar los requerimientos en necesidad de rampa para las tres simulaciones determinísticas (base, BESS y CSP) los costos totales aumentaron en cada caso, produciendo una variación en la expansión de cada una de las simulaciones. Estos aumentos en costos totales fueron pequeños, pero aun así resultaron cambios en las expansiones a futuro de caso, afectando, por ejemplo, las emisiones del sistema (al haber menos presencia VRE).

Por último, en cuanto a las planificaciones con incertidumbre hidrológica, se observa que la componente hídrica disminuye cada vez más su valor a futuro (ya que no ocurren expansiones de este tipo de tecnologías y el sistema cada vez se ve inmerso a condiciones hidrológicas más adversas). En primera parte, se observa que el caso medio proyectado tiene bajos porcentajes de diferencia (en costos totales) con el caso estocástico realizado, dando la noción que es una muy buena aproximación a planificaciones que consideran la incertidumbre hidrológica (teniendo en cuenta que estas últimas implican mayor necesidad computacional, siendo la planificación determinística en este trabajo de título, 3 veces más rápida que una planificación estocástica). En cuanto a la consideración de almacenamiento en escenarios estocásticos, no es posible observar un valor agregado de

éste en comparación a sus proyecciones determinísticas, en donde la diferencia porcentual en costos del caso estocástico y sus casos determinísticos, son del mismo orden de magnitud que aquellos obtenidos del caso base (es decir, la diferencia porcentual entre el caso estocástico BESS y el caso determinístico BESS, es del mismo orden de magnitud que aquella diferencia porcentual entre el caso estocástico base y el caso determinístico base). En cuanto a las comparaciones estocásticas entre los casos base y BESS, es posible observar una mayor inversión en el caso estocástico BESS, dando nociones de que es posible que este último caso esté mejor preparado para condiciones hidrológicas más adversas (teniendo en consideración de que la componente hídrica, como se observó en este trabajo de título, con el tiempo va perdiendo relevancia en el problema).

5.1. Trabajo futuro

De los perfiles de reserva utilizados, resulta interesante realizar planificaciones que abarquen escenarios más robustos, es decir, que las rampas que pueda sobrellevar el sistema a expandir sean sobre el 98% de los casos posibles según las bases históricas utilizadas. Lo anterior, cae con más relevancia en aquellos casos con planificación BESS, en donde se observa una mayor inserción solar en la matriz a expandir (tomando mayor relevancia los sistemas de almacenamiento BESS para sobrellevar las rampas producidas).

También existe la necesidad de integrar un sistema de transmisión al modelo implementado, de manera de poder integrar perfiles solares y eólicos por sectores típicos, y observar en dónde podrían ubicarse geográficamente las centrales que el modelo implementa como expansión.

De los precios implementados para sistemas de almacenamiento BESS, aparece la necesidad de realizar un análisis para diferentes costos de inversión, de manera de observar cuál es el mayor costo que podría tomar el modelo para realizar una expansión de almacenamiento BESS a futuro.

De la representación realizada, resulta interesante implementar una resolución horaria al problema, es decir, mantener las cuatro semanas representativas por año, pero ahora teniendo una resolución horaria de cada semana, de manera de ver en cuanto tiempo aumenta la resolución del problema y si es posible tomarla como una nueva representación.

En cuanto a las curvas de precio integradas en este trabajo, queda como trabajo futuro adoptarlas de una manera más realista (es decir, tomar la forma exacta de las curvas de precio vistas en antecedentes), ya que linealizaciones en costos de inversión pueden provocar que no se aprovechen las caídas en los costos de inversión a lo largo de las simulaciones.

Por otro lado, se hace interesante la evaluación de emisiones CO₂ del sistema, valorizándolas e integrándolas a la optimización (beneficiando así la adopción de tecnologías VRE y almacenamiento al sistema). Para la evaluación de esto, se debe incluir

en la función objetivo del problema penalizaciones por emisiones CO₂ (principalmente penalizaciones por generación térmica a Carbón, Gas y Diésel).

En cuanto a los planes de descarbonización, queda como tarea integrar nuevos escenarios, de manera de capturar, por ejemplo, la descarbonización total del sistema eléctrico chileno. Esto planes de descarbonización deben adoptar la salida de centrales a Carbón por el cumplimiento de su vida útil, tanto técnica como económica.

De la reserva implementada, se hace necesario una mejor modelación de esta, realizando una consideración temporal. Esta mejora en la implementación, podría, por ejemplo, tomar en consideración las rampas por minuto de cada una de las centrales capaces de dar reserva (por ejemplo, cuanta rampa por minuto puede otorgar la central a gas, la central a carbón, etc). La suma de rampas por minuto de todas las centrales buscará satisfacer la suma en rampa solar y eólica por minuto en cada horizonte de tiempo, teniendo así una representación temporal más detallada (cabe recalcar que la satisfacción de las rampas minuto a minuto debe ser ponderadas por el bloque correspondiente, ya que este modelo corresponde a una representación por bloques).

Por último, se podría aumentar el rango de horizonte a simular, lo anterior, con la finalidad de observar si centrales térmicas CSP se integran con mayor facilidad ante proyecciones mucho más bajas de precio.

Capítulo 6: Bibliografía

- [1] G. Chile, “Generación eléctrica en Chile,” 2019. [Online]. Available: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.
- [2] CNE, “Reporte Mensual, Sector Energético,” *Abril*, 2019.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, “Licitaciones,” *Junio*, 2019. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/>.
- [4] Ministerio de Energía, “Proceso de planificación energética de largo plazo [Long term energy plan process],” *Febrero*, 2018.
- [5] Comisión Nacional de Energía, “Quiénes Somos,” *Junio*, 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/quienes-somos/>.
- [6] Energía Abierta and Comisión Nacional de Energía, “Capacidad instalada,” *Junio*, 2019. [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación Real del Sistema.” [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>.
- [8] Q. Chen, C. Kang, Q. Xia, and J. Zhong, “Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in china,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1117–1125, 2010.
- [9] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, “An Overview,” in *Electric Energy Systems*, 2009.
- [10] Consulting Energy and GE Energy, “The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations,” 2005.
- [11] Niharika, S. Verma, and V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: A review,” *2016 Int. Conf. Energy Effic. Technol. Sustain. ICEETS 2016*, pp. 350–355, 2016.
- [12] T. Qiu, B. Xu, Y. Wang, Y. Dvorkin, and D. S. Kirschen, “Stochastic Multistage Coplanning of Transmission Expansion and Energy Storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 643–651, 2017.
- [13] R. A. Jabr, I. Džafić, and B. C. Pal, “Robust optimization of storage investment on transmission networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 531–539, 2015.
- [14] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013.
- [15] N. E. Koltsaklis and A. S. Dagoumas, “State of the art generation expansion planning: A review,” *Appl. Energy*, vol. 230, no. July, pp. 563–589, 2018.
- [16] K. Zach, H. Auer, and G. Lettner, “Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies,” http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/report-summarizing-the-current-status-role-and-costs-of-energy-storage-technologies, 2012.
- [17] V. Oree, S. Z. S. Hassen, and P. J. Fleming, “Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 790–803, Mar. 2017.
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudios para la seguridad y calidad de servicio,” 2018. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>.

- [19] M. G. Lauby, J. A. Moura, and E. M. Rollison, "Accommodating large amounts of variable generation in North America," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2011.
- [20] A. Mills *et al.*, "Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System," *Electr. J.*, 2009.
- [21] M. Shahriari and S. Blumsack, "Scaling of wind energy variability over space and time," *Appl. Energy*, vol. 195, pp. 572–585, 2017.
- [22] Ministerio de Energía, "Explorador de Energía Eólica," 2012. [Online]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [23] M. I. Alizadeh, M. Parsa Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1186–1193, 2016.
- [24] I. J. Perez-Arriaga and C. Batlle, "Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation," *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. 1, no. 2, pp. 3–17, 2012.
- [25] D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic, and G. Strbac, "Whole systems assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1098–1109, 2014.
- [26] C. Christiansen, B. Murray, and G. Conway, "Energy Storage Study (A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities)," *Energy Post*, p. 130, 2015.
- [27] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrani, and M. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 586–598, 2015.
- [28] SEIA, "Proyecto 'Espejo de Tarapacá,'" 2014.
- [29] W. He and J. Wang, "Optimal selection of air expansion machine in Compressed Air Energy Storage: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 87, no. October 2017, pp. 77–95, 2018.
- [30] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degreve, and G. Caceres, "Concentrated solar power plants: Review and design methodology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 466–481, 2013.
- [31] J. P. Bijarniya, K. Sudhakar, and P. Baredar, "Concentrated solar power technology in India: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 593–603, 2016.
- [32] D. Rastler and Electric Power Research Institute, "Project Manager Electricity Energy Storage Technology Options," *Epri*, vol. 64, no. 2–3, p. 170, 2010.
- [33] R. Hemmati, H. Saboori, and M. A. Jirdehi, "Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 636–645, 2016.
- [34] A. Van Stiphout, K. De Vos, and G. Deconinck, "Operational flexibility provided by storage in generation expansion planning with high shares of renewables," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2015-Augus, pp. 1–5, 2015.
- [35] N. A. Amoli and A. P. S. Meliopoulos, "Operational flexibility enhancement in power systems with high penetration of wind power using compressed air energy storage," *2015 Clemson Univ. Power Syst. Conf. PSC 2015*, pp. 1–8, 2015.
- [36] Coordinador Eléctrico Nacional, "Instalaciones que participan en el Control de Frecuencia, Anexo Informe de Servicios Complementarios 2020," 2020.
- [37] J. Jorgenson, P. Denholm, M. Mehos, and C. Turchi, "Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model Estimating the Performance and Economic Value of

Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model,”
Natl. Renew. Energy Lab., no. December, p. 37, 2013.