



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

**PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS FRENTE A TERREMOTOS:
BENEFICIOS DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA RESILIENCIA
DEL SISTEMA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

CAMILO IGNACIO ZAMORANO OLIVARES

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA**

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

SANTIAGO DE CHILE
2019

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Camilo Ignacio Zamorano Olivares
FECHA: 15/12/2018
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

Planificación de sistemas eléctricos frente a terremotos: Beneficios del almacenamiento de energía en la resiliencia del sistema

Los sistemas eléctricos tienen un rol fundamental ya que el desarrollo de la sociedad actual depende en gran medida del correcto funcionamiento de éste. Por otra parte, a lo largo de la historia, Chile ha sido protagonista por albergar terremotos de alta intensidad, lo que afecta de manera considerable el desempeño del sistema eléctrico. En base a lo anterior, el concepto de resiliencia en el sector eléctrico chileno ha tomado un papel protagónico que se ve reflejado en el marco regulatorio y políticas energéticas a nivel nacional.

En este contexto, este trabajo busca cuantificar y analizar el beneficio del almacenamiento de energía a gran escala en la resiliencia del sistema eléctrico nacional frente a terremotos, donde se estudia el beneficio de distintas soluciones candidatas dentro de las cuales se incluyen líneas de transmisión, robustecimiento de subestaciones y almacenamiento de energía. Además, se determinan portafolios óptimos de inversión para mejorar la resiliencia del sistema en función de una restricción de presupuesto que permite invertir en una o varias soluciones combinadas en el Sistema Eléctrico Nacional (e.g. almacenamiento de energía, nuevas líneas de transmisión, etc.). Las cuantificaciones para calcular los beneficios de las distintas alternativas de inversión se realizan en un modelo de optimización vía simulación desarrollado en la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, el cual, mediante esta memoria, ha sido mejorado para incluir tecnologías de almacenamiento.

De los resultados obtenidos, se logra identificar que la mejor solución individual para mejorar la resiliencia del sistema es la línea de interconexión HVDC entre El Desierto de Atacama y Santiago. Para el caso de donde se combinan múltiples soluciones (e.g. 3), se decide invertir en línea de interconexión, y robustecer las subestaciones Alto Jahuel y Cerro Navia-Lo Aguirre. Finalmente, se realiza un caso donde es posible invertir simultáneamente hasta en 5 soluciones tecnológicas, aquí el portafolio óptimo incluye dos centrales de almacenamiento en la subestación Cumbre 500 y subestación Lagunas.

Una de las principales conclusiones es que el aporte del almacenamiento de energía a la resiliencia del sistema no se relaciona directamente con la capacidad de almacenar energía, sino que más bien con la capacidad de entregar potencia al sistema en ventanas de tiempo precisas. Esto se debe a que el aporte del almacenamiento de energía se produce en ventanas de tiempo acotadas justo después de la ocurrencia del terremoto cuando efectivamente existe energía no suministrada debido principalmente a restricciones de transmisión o generación, cuyas capacidades han sido degradadas como consecuencia del

terremoto. A medida que transcurre el tiempo, la mayor parte de la energía desabastecida corresponde a consumo que se desconectan del sistema dada las contingencias sufridas directamente en el punto de conexión (e.g. subestaciones primarias) o aguas abajo.

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a Marisol y Nelson, mis padres, por traerme al mundo y entregarme absolutamente todo lo que he necesitado para crecer y desarrollarme como profesional y persona. En particular, por todo el amor, dedicación y apoyo que recibí de ustedes durante mis primeros y muy felices 24 años. Espero poder estar a la altura de ustedes en todo ámbito de la vida.

Agradecer al resto de mi familia, que me han apoyado en todas las situaciones difíciles que pasé. A mis hermanos, María José y Diego, son de las personas más importantes en mi vida. A mi Anto, mi sobrina favorita, que eres por lejos una de las alegrías más grandes que he tenido.

Como no mencionar a Cristóbal, que me ha acompañado durante toda la vida, en todas mis historias, en las que de alguna forma siempre estás presente. Eres la raja y espero poder estar para ti siempre que me necesites.

Gracias totales a mis amigos Marcom y el negro, por todos los años de amistad y los buenos momentos, que claramente se mantendrán en el tiempo, como siempre ha sido.

A mis amigos de la u, Miguel, Dani, Javi, Perro, Barbi, Juan Pedro, Basti y Diego, nada más que decirles que fue un placer compartir con ustedes mi vida universitaria, gracias por todo. También a Heraldo y Ricardo, jamás olvidaré todos los momentos que vivimos. Son gigantes.

A ti Pancho, que te fuiste mucho tiempo antes de lo necesario. No podrás estar presente físicamente, pero te recuerdo cada mañana cuando despierto junto a tu guitarra. Me haces falta. No me dejes nunca.

Por último, lo más importante, a Colo Colo, por enseñarme lo que es el amor de verdad, incondicional. Nada sería lo mismo sin ti, Colo Colo querido.

Mención honrosa a Esteban Efraín, por enaltecer y ser parte de la historia de tan gloriosa, grande y majestuosa institución. Ídolo máximo, gracias por tantas alegrías.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general.....	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2. Alcance.....	2
Capítulo 2: Antecedentes generales	3
2.1. Confiabilidad y Resiliencia en sistemas eléctricos	3
2.2. Resiliencia en el sector energético chileno.....	6
2.3. Revisión bibliográfica	8
2.3.1. Publicaciones resiliencia en sistemas eléctricos	8
2.3.2. Trabajo de grupo de investigación	10
2.4. Almacenamiento de energía	13
2.4.1. Central de bombeo hidráulico PHS.....	14
2.5. Propuesta del trabajo de título	15
Capítulo 3: Metodología.....	16
3.1. Modelo de optimización vía simulación.....	16
3.1.1. Primera etapa: NGA.....	17
3.1.2. Segunda etapa: COMPASS	18
3.1.3. Tercera etapa: R & S	19
3.2. Modelamiento de operación del sistema.....	19
3.2.1. DC-OPF.....	21
3.2.2. Unit Commitment	22
3.3. Terremotos y curvas de fragilidad.....	23
3.3.1. Distribución espacial y distribución de intensidad del sismo	24
3.3.2. Curva de fragilidad y fallas.....	24
3.4. Almacenamiento.....	25
3.5. Metodología del trabajo.....	26
Capítulo 4: Caso de estudio.....	28
4.1. Modelo Sistema Eléctrico Nacional	28
4.1.1. Capacidad instalada y demanda	28
4.2. Soluciones candidatas	30
4.2.1. Líneas de transmisión.....	30
4.2.2. Reforzamiento de subestaciones.....	32

4.2.3. Almacenamiento de energía.....	33
Capítulo 5: Resultados y análisis	34
5.1. Presupuesto igual a 1.	35
5.1.1. Almacenamiento en subestación Lagunas.....	38
5.1.2. Almacenamiento en subestación Cumbres 500	41
5.1.3. Análisis de resultados presupuesto igual a 1	44
5.2. Resultados presupuesto igual a 3	51
5.2.1. Análisis de resultados presupuesto igual a 3.....	53
5.3. Resultados portafolio óptimo para presupuesto igual a 5	55
5.3.1. Resultados presupuesto 5 para carga inicial de 0% en los sistemas de almacenamiento.....	55
5.3.2. Resultados para presupuesto igual a cinco con carga inicial en almacenamiento de 50%.....	57
5.3.3. Resultados para presupuesto igual a 5 con carga inicial de almacenamiento de 100%.....	59
5.3.4. Análisis de resultados presupuesto igual a 5	61
Capítulo 6: Conclusiones.....	70
6.1. Trabajos futuros.....	72
Capítulo 7: Bibliografía	73

Índice de Tablas

TABLA 1 CONTRASTE ENTRE CONFIABILIDAD Y RESILIENCIA.....	4
TABLA 2 TERREMOTOS MÁS GRANDES EN CHILE [11].	7
TABLA 3 PARÁMETROS PROGRAMA MIP (MIXED INTEGER PROGRAM).	19
TABLA 4 VARIABLES DEL MODELO MIP.	20
TABLA 5 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	29
TABLA 6 DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA TOTAL DEL SISTEMA.	29
TABLA 7 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CANDIDATAS.	31
TABLA 8 PARÁMETROS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.	34
TABLA 9 RESULTADOS ENUMERACIÓN COMPLETA PARA PRESUPUESTO IGUAL A 1, CON CARGA INICIAL DEL ALMACENAMIENTO DE 100%. .35	
TABLA 10 RESULTADOS ENUMERACIÓN COMPLETA CON PRESUPUESTO IGUAL A 1, CON CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO IGUAL A 50%.	35
TABLA 11 RESULTADOS ENUMERACIÓN COMPLETA PARA PRESUPUESTO IGUAL A 1, PARA CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 0%. ...	36
TABLA 12 CONTRASTE ENTRE TECNOLOGÍAS AC Y DC PARA LÍNEA ENTRE S/E CRUCERO-ENCUENTRO Y S/E CERRO NAVIA- LO AGUIRRE..	36
TABLA 13 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA DEL SISTEMA AL INVERTIR EN ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS	39
TABLA 14 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA PARA CASO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CUMBRE 500 PARA DISTINTO NIVEL DE CARGA INICIAL.	42
TABLA 15 MÍNIMO DE CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO Y TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DEL SISTEMA PARA EL CASO DE PRESUPUESTO IGUAL A 1.....	51
TABLA 16 COSTO DE FALLA PROMEDIO POST TERREMOTO PARA EL CASO BASE Y EL SISTEMA ELÉCTRICO CON LA MEJOR SOLUCIÓN INDIVIDUAL PARA MEJORAR LA RESILIENCIA DEL SISTEMA.	51
TABLA 17 MEJORES SOLUCIONES PARA PRESUPUESTO IGUAL A 3 Y SU ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA.....	51
TABLA 18 MÍNIMO DE CURVA DE RESILIENCIA Y TIEMPOS DE RESTAURACIÓN DE SUMINISTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL CASO BASE Y EL CASO DE PRESUPUESTO 3.	55
TABLA 19 COSTO DE FALLA DEL SISTEMA EN SU OPERACIÓN DE CINCO DÍAS POSTERIOR AL TERREMOTO PARA EL CASO BASE Y EL CASO DE PRESUPUESTO IGUAL A 3.	55
TABLA 20 RESULTADOS CON PRESUPUESTO 5 PARA CARGA INICIAL 0%.	55
TABLA 21 RESULTADOS PARA PRESUPUESTO IGUAL A 5 CON CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 50%.	57
TABLA 22 RESULTADOS PARA PRESUPUESTO IGUAL A 5 Y CARGA INICIAL EN ALMACENAMIENTO IGUAL A 100%.	59
TABLA 23 MÍNIMO DE CURVA DE RESILIENCIA Y TIEMPOS DE RESTAURACIÓN DE SUMINISTRO PARA CASO BASE Y CASO DE PRESUPUESTO IGUAL A 5.	64
TABLA 24 COSTOS DE FALLA DEL SISTEMMA CINCO DÍAS POSTERIORES A UN TERREMOTO.	64

Índice de Figuras

FIGURA 1 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO RESILIENTE [10].	4
FIGURA 2 CURVA DE RESILIENCIA CONCEPTUAL [2].	5
FIGURA 3 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL DE BOMBEO[27].	14
FIGURA 4 ESQUEMA GENERAL DE MODELO DE OPTIMIZACIÓN VÍA SILUMACIÓN.	16
FIGURA 5 CURVAS DE FRAGILIDAD.	25
FIGURA 6 DIAGRAMA GENERAL METODOLÓGICO.	26
FIGURA 7 TERREMOTOS QUE ORIGINAN LOS ESCENARIOS DE MONTE CARLO EN EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.	27
FIGURA 8 DIAGRAMA EQUIVALENTE DEL SEN DE 42 BARRAS. NÓTESE QUE EL DIAGRAMA SE PRESENTA EN DOS PARTES, DONDE LA BARRA POLPAICO REPRESENTA EL PUNTO COMÚN. LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN COLOR AZUL REPRESENTAN LÍNEAS DE 500 KV, LAS LÍNEAS VERDES REPRESENTAN LÍNEAS DE 220 KV Y LEL COLOR AMARILLO INDICA LÍNEA DE 154 KV.	28
FIGURA 9 MATRIZ ENERGÉTICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO.	29
FIGURA 10 DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE CINCO DÍAS.	30
FIGURA 11 LÍNEAS CANDIDATAS EN COLORES ROJO Y NARANJO PARA REALIZAR MEJORAS A LA RESILIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CHILENO.	31
FIGURA 12 DIAGRAMA DE SUBESTACIONES CANDIDATAS A REFORZAMIENTO ESTRUCTURAL.	32
FIGURA 13 EJEMPLO GRÁFICO DE REFORZAMIENTO DE SUBESTACIÓN (CAMBIO EN CURVAS DE FRAGILIDAD).	33
FIGURA 14 DIAGRAMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO SOLUCIÓN CANDIDATA.	34
FIGURA 15 CURVAS DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA LÍNEA HVDC, ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS Y EL CASO BASE.	37
FIGURA 16 CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA LA MEJOR SOLUCIÓN Y LA MEJOR SOLUCIÓN DE ALMACENAMIEIENTO CON CARGA INICIAL DE 50%.	38
FIGURA 17 CONTRASTE ENTRE LA CURVA RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES ENTRE LA MEJOR SOLUCIÓN Y LA MEJOR SOLUCIÓN DE ALMACENAMIENTO PARA CARGA INICIAL DE 0%.	38
FIGURA 18 CURVAS DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA ALMACENAMIENTO LAGUNAS EN FUNCIÓN DE CARGA ALMACENADA INICIAL.	39
FIGURA 19 CURVAS DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS PARA 48 HORAS POST TERREMOTO.	40
FIGURA 20 OPERACIÓN MEDIA DEL ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS CON CARGA INICIAL DE 0%.	40
FIGURA 21 OPERACIÓN MEDIA DEL ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS CON CARGA INICIAL DE 50%.	41
FIGURA 22 OPERACIÓN MEDIA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIEINTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS PARA UNA CARGA INICIAL DE 100%.	41
FIGURA 23 CURVAS DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN CUMBRE 500 EN FUNCIÓN DE LA CARGA INICIAL.	42
FIGURA 24 CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 PARA 48 PERIODOS POSTERIORES A TERREMOTO.	43
FIGURA 25 OPERACIÓN MEDIA DE ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN CUMBRE 500 CON CARGA INICIAL 0%.	43
FIGURA 26 OPERACIÓN MEDIA DEL ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN CUMBRE 500 CON 50% DE CARGA INICIAL.	44
FIGURA 27 OPERACIÓN MEDIA DE ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN CUMBRE 500 PARA CARGA INICIAL 100%.	44
FIGURA 28 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ONLINE PROMEDIO DEL SISTEMA PARA ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS DE CON CARGA INICIAL 100%.	46
FIGURA 29 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA ONLINE PROMEDIO EN EL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS CON CARGA INICIAL 50%.	47
FIGURA 30 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA ONLINE PROMEDIO EN EL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN LAGUNAS CON CARGA INICIAL 100%.	47
FIGURA 31 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS.	48
FIGURA 32 ENERGÍA NO SUMINISTRADA CONECTADA PROMEDIO AL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN CUMBRE 500.	49
FIGURA 33 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 C PARA CARGA INICIAL 0%.	49
FIGURA 34 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 C PARA CARGA INICIAL 50%.	50

FIGURA 35 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA CON ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 C PARA CARGA INICIAL 100%.	50
FIGURA 36 CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA PRESUPUESTO IGUAL A 3.	52
FIGURA 37 OPERACIÓN PROMEDIO EN LA SUBESTACIÓN ALTO JAHUEL.	52
FIGURA 38 OPERACIÓN PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES DE LA SUBESTACIÓN CERRO NAVIA-LO AGUIRRE.	53
FIGURA 39 ENERGÍA NO SUMINISTRADA CONECTADA AL SISTEMA PARA LA SOLUCIÓN CON PRESUPUESTO DE TRES INVERSIONES.	54
FIGURA 40 OPERACIÓN LÍNEA HVDC, DONDE ES POSITIVO EL FLUJO CUANDO VA EN DIRECCIÓN A LA SUBESTACIÓN CERRO NAVIA- LO AGUIRRE.	54
FIGURA 41 CURVA DE RESILIENCIA PARA SOLUCIÓN CON PRESUPUESTO CINCO CON CARGA INICIAL EN ALMACENAMIENTO DE 0%.	56
FIGURA 42 OPERACIÓN DE ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 CON CARGA INICIAL 0% Y PRESUPUESTO IGUAL A CINCO.	56
FIGURA 43 OPERACIÓN MEDIA DE ALMACENAMIENTO EN SUBESTACIÓN LAGUNAS CON PRESUPUESTO 5 Y CARGA INICIAL DE 0%.	57
FIGURA 44 CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA PRESUPUESTO 5 CON CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 50%.	58
FIGURA 45 OPERACIÓN MEDIA ALMACENAMIENTO EN CUMBRE 500 CON CARGA INICIAL 50% Y PRESUPUESTO 5.	58
FIGURA 46 OPERACIÓN MEDIA ALMACENAMIENTO LAGUNAS CON CARGA INICIAL 50% Y PRESUPUESTO CINCO.	59
FIGURA 47 CURVA DE RESILIENCIA PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA PORTAFOLIO CON PRESUPUESTO 5 PARA CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 100%.	60
FIGURA 48 OPERACIÓN MEDIA ALMACENAMIENTO CUMBRE 500 CON CARGA INICIAL 100% CON PRESUPUESTO 5.	60
FIGURA 49 OPERACIÓN MEDIA ALMACENAMIENTO LAGUNAS CON CARGA INICIAL 100% EN PRESUPUESTO IGUAL 5.	61
FIGURA 50 ENERGÍA NO SUMINISTRADA DEL SISTEMA PARA PRESUPUESTO CINCO Y CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 0%.	62
FIGURA 51 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA POSTERIOR AL TERREMOTO , PARA UN PRESUPUESTO 5 Y CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 50%.	62
FIGURA 52 ENERGÍA NO SUMINISTRADA PROMEDIO CONECTADA AL SISTEMA LUEGO DEL TERREMOTO, CON PRESUPUESTO 5 Y CARGA INICIAL EN ALMACENAMIENTOS DE 100%.	63
FIGURA 53 ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA DEL SISTEMA EN FUNCIÓN DEL PRESUPUESTO Y DE LA CARGA INICIAL DEL ALMACENAMIENTO.	64
FIGURA 54 MAPA DE RIESGO DEL SEN QUE MUESTRA LA EENS PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES PARA EL CASO BASE.	66
FIGURA 55 MAPA DE RIESGO CON EENS PROMEDIO DE TODAS LAS SIMULACIONES POR BARRA PARA EL CASO CON PRESUPUESTO 5 Y CARGA INICIAL DE ALMACENAMIENTO DE 50%.	67
FIGURA 56 CONTRASTE DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA POR SUBESTACIÓN PARA EL MEJOR CASO DE PRESUPUESTO 5 Y EL CASO BASE.	68
FIGURA 57 MAPA GEORREFERENCIADO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ESPERADA EN CADA BARRA DEL SISTEMA, CUANDO EL TERREMOTO OCURRE EN CONCEPCIÓN.	68
FIGURA 58 ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR SUBESTACIÓN PARA EL CASO DE TERREMOTO EN CONCEPCIÓN.	69

Capítulo 1: Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia tienen un rol fundamental en el desarrollo de la sociedad actual. Esto se debe a que existe una fuerte interdependencia entre su funcionamiento y el de otros sistemas relevantes como telecomunicaciones, suministro de agua, sistema de salud, servicio de emergencias y otros [1]. Por esta razón, no basta que el desempeño de los sistemas eléctricos sea altamente confiable, sino que también, debe ser lo más resiliente posible.

La resiliencia en sistemas eléctricos se puede definir como la capacidad de tolerar perturbaciones importantes y, aun así, continuar manteniendo el suministro de energía eléctrica a los consumidores [2]. Por otra parte, un sistema es resiliente cuando puede recuperarse rápidamente de grandes impactos recibidos, siendo capaz de contar con maneras alternativas de mantener el suministro de energía en situaciones extremas [3][2]. Estos eventos extremos se caracterizan por tener una baja probabilidad de ocurrencia, pero un alto impacto en la infraestructura que conforma el sistema (evento HILP- High Impact Low Probability). Tal es el caso de los desastres naturales, como terremotos, frente a los cuales la planificación de expansión de las redes eléctricas del sistema se torna relevante.

La planificación del sistema eléctrico es compleja, dada la alta dificultad de modelar la operación real de un sistema. Más aún, añadir el comportamiento de la red eléctrica frente a un evento sísmico asumiendo escenarios probabilísticos implica un desafío importante en cuanto al modelo de optimización a utilizar para obtener decisiones de inversión óptimas para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico.

Las decisiones de la planificación del sistema tienen como finalidad minimizar la energía no suministrada (ENS) frente a un evento en particular. Estas pueden ser robustecer estructuralmente instalaciones del sistema, o bien, invertir en nuevos elementos en la red eléctrica. Dentro de las inversiones, en la literatura se presentan como candidatos nuevas líneas de transmisión, transformadores, robustecimiento de subestaciones, entre otros. Sin embargo, en dicha literatura las tecnologías de almacenamiento de energía como alternativa para mejorar la resiliencia de un sistema eléctrico no han sido estudiadas en extenso.

Un sistema de almacenamiento de energía es una instalación que permite acumular energía proveniente de la red o de recursos naturales, con el objetivo de administrar dicha energía para entregarla en un tiempo posterior [4]. Existen distintos tipos de almacenamiento de energía, específicamente, el almacenamiento a gran escala tiene como característica el acumular gran cantidad de energía, siendo capaz de entregar lo almacenado a plena carga por un tiempo prolongado. Lo anterior promueve este tipo de almacenamiento como una alternativa factible para la resiliencia de los sistemas eléctricos, teniendo posibles beneficios en su desempeño frente a situaciones extremas.

En el caso chileno, la planificación del sistema eléctrico en cuanto a la resiliencia frente a terremotos tiene vital importancia, ya que el país se encuentra en el anillo de fuego del pacífico, por lo que la amenaza de eventos sísmicos de gran magnitud es latente. Más aún, en Chile ocurrieron dos de los terremotos de mayor intensidad en la historia registrada, por lo que planificar el sistema teniendo en consideración estos eventos es de suma relevancia. Por otra parte, en cuanto a la actualidad del país en relación al sistema,

la resiliencia tiene un papel protagónico de las políticas energéticas en Chile, siendo tópico principal en “Energía 2050” [5].

En base a lo anterior, este trabajo tiene como objetivo analizar los beneficios del almacenamiento de energía a gran escala en la planificación de sistemas eléctricos frente a terremotos. Para llevar a cabo el estudio, se utiliza un modelo de optimización desarrollado por el grupo de investigación de resiliencia [6][7], con el cual se buscará la respuesta a la interrogante presentada en este documento.

1.1. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos generales y específicos de este trabajo de memoria.

1.1.1. Objetivo general

- Cuantificar el beneficio técnico-económico que entrega el almacenamiento de energía a gran escala en la planificación resiliente del sistema eléctrico nacional frente a terremotos.

1.1.2. Objetivos específicos

- Estudiar y comprender el modelamiento de sistemas de almacenamiento de energía.
- Incluir en el modelo el almacenamiento de energía como posible decisión de inversión en el modelo de optimización implementado por el grupo de investigación.
- Obtener resultados aplicando el modelo de optimización vía simulación en el sistema eléctrico chileno.
- Cuantificar si el almacenamiento de energía a gran escala (e.g. almacenamiento por bombeo) se posiciona dentro del portafolio de inversión óptimo para el sistema eléctrico nacional.

1.2. Alcance

Para realizar el estudio se utiliza un modelo desarrollado por el grupo de investigación de resiliencia en sistemas eléctricos de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Se analizará la mejor solución para mejorar la resiliencia del sistema frente a terremotos, además de un portafolio óptimo de tres inversiones y otro de cinco inversiones, con el fin de evaluar si el almacenamiento de energía a gran escala se posiciona dentro de dichas mejores opciones para mejorar indicadores de resiliencia del sistema frente a un sismo de gran magnitud.

Capítulo 2: Antecedentes generales

En el siguiente capítulo, se presentan antecedentes generales necesarios para entender el contexto de la planificación de sistemas eléctricos resilientes frente a terremotos. En particular, se plantea un marco general sobre el concepto de resiliencia en sistemas eléctricos y el contexto en la materia en el sistema eléctrico chileno. Luego, se presentan ideas principales, aportes y contribuciones de trabajos publicados que tengan relación con el objetivo de esta memoria. Finalmente se muestra el trabajo realizado por el grupo de investigación para contextualizar el marco de este trabajo de título y así, mostrar la contribución que entrega a la planificación resiliente de sistemas eléctricos frente a terremotos.

2.1. Confiabilidad y Resiliencia en sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos cumplen con un rol fundamental en el funcionamiento de sistemas esenciales para la sociedad, como telecomunicaciones, salud, suministro de agua y gas, sistemas económicos y otros [1]. Dado lo anterior, las redes eléctricas y el sistema en general, debe funcionar de manera idónea frente a contingencias previsibles, es decir, el sistema tiene que ser diseñado y operado con el fin de mantener el suministro de energía el mayor tiempo posible. Este concepto se basa en la seguridad y suficiencia del sistema eléctrico, en donde se asevera que la red es confiable si es capaz de mantener su correcto desempeño frente a eventos de bajo impacto y una alta probabilidad de ocurrencia, los cuales afectan a los elementos del sistema. Tradicionalmente, los sistemas han logrado estándares altos de confiabilidad, pero con el pasar del tiempo, cada vez es más necesario que la infraestructura de las redes eléctricas sean capaces de afrontar eventos extremos, los cuales tienen como característica principal su alto impacto en infraestructura, pero una baja probabilidad de ocurrencia (HILP event, High Impact- Low Probability) [2].

De manera más formal, la confiabilidad en un contexto general se define como la probabilidad que tiene un sistema o elemento de desempeñarse con su función predeterminada, en una condición de operación dada, en un tiempo determinado. En un sistema eléctrico, como se aprecia en [8], se asume como la capacidad del sistema de abastecer la demanda, cumpliendo las restricciones de operación, sobreponiéndose a perturbaciones (Eventos de alta probabilidad y bajo impacto).

El concepto de resiliencia es relativamente nuevo en el ámbito de sistemas eléctricos y no existe una definición en consenso actualmente. Sin embargo, en [3] se plantea textualmente, “*Resiliencia es la capacidad de un sistema eléctrico de tolerar una gran perturbación y continuar entregando suministro eléctrico a los consumidores. Un sistema eléctrico resiliente puede recuperarse rápidamente de un gran golpe y es capaz de proveer maneras alternativas de satisfacer las necesidades de los consumidores frente a un cambio de condiciones externas a la red*”. Otra definición del concepto de resiliencia es presentada en [9], que describe la resiliencia como “*robustez y capacidad de restauración de la infraestructura de servicio y su operación, que evite o minimice la interrupción del servicio durante un evento amenazante y extraordinario*”.

En relación con los conceptos anteriormente mencionados, se pueden contrastar en la Tabla 1. Es importante notar que la confiabilidad del sistema eléctrico se debe a fallas de elementos que conforman la red cuyas tasas de falla son intrínsecas de cada componente. En cambio, en resiliencia del sistema, las fallas de la infraestructura no

dependen de las tasas de fallas de propias de cada unidad o equipo, sino que se ven influenciados por eventos externos a la red que infligen daño a la infraestructura.

Tabla 1 Contraste entre confiabilidad y resiliencia.

CONFIABILIDAD	RESILIENCIA
Alta probabiidad, bajo impacto	Baja probabilidad, alto impacto
Eventos estáticos (Suceso particular en un tiempo y lugar determinado), fallas internas.	Evento dinámico, dependiente del tiempo y espacio. Considera la recuperación y/o restauración de los elementos en falla. Fallas externas.

En [10] se presentan las principales cuatro características que debe poseer la un sistema eléctrico, para considerarlo un sistema resiliente. Más aún, se puede apreciar en la Figura 1 un esquema con dichas características esenciales. A continuación, se detalla cada uno de los aspectos relevantes de un sistema resiliente.

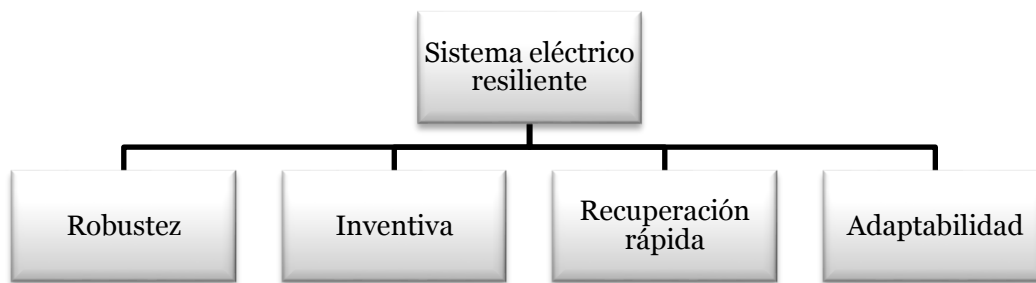


Figura 1 Características de un sistema eléctrico resiliente [10].

- **Robustez:** Este aspecto del sistema eléctrico hace relación a la capacidad de la red para resistir a eventos de baja probabilidad y un alto impacto, como son los desastres. Esto quiere decir que, pese a grandes perturbaciones externas que sufra la red, el sistema eléctrico debe mantenerse en operación, manteniendo el suministro eléctrico a la mayor demanda posible frente a un desastre.
- **Inventiva:** Se refiere a la capacidad y habilidad del sistema eléctrico como un todo de manejar de manera efectiva el evento o desastre que ocurre en la red. Esto incluye el identificar opciones que permitan realizar acciones para mejorar el desempeño del sistema, como lo es priorizar recursos para controlar situaciones y mitigar daños producidos.
- **Recuperación rápida:** Al ocurrir un evento que inflige un impacto importante o alto daño a elementos que conforman la red, es importante para sobreponerse al desastre que dicho daño ocasionado sea mitigado, se debe restablecer la infraestructura para volver al estado de operación normal. Además, es esencial

diseñar planes de contingencia para casos de desastre y también, operación de emergencia.

- **Adaptabilidad:** Esta característica es importante, ya que data sobre el aprendizaje en la operación y planificación del sistema eléctrico, es decir, que, dados los desastres o eventos ocurridos, obtener lecciones para mejorar el desempeño en eventos futuros. Por otra parte, también indica la inclusión de nuevas herramientas y tecnologías para para mejorar los tres aspectos anteriores: robustez, inventiva y recuperación del sistema.

Bajo el concepto de resiliencia en sistemas eléctricos, en [2] se presenta la evolución temporal teórica del desempeño de un sistema eléctrico frente a un evento HILP. La red eléctrica puede encontrarse bajo en cuatro estados en cuanto a la resiliencia, que se ven ejemplificados en la Figura 2. El indicador de resiliencia implica que, a mayor nivel de resiliencia, el sistema es más capaz de sobreponerse a algún tipo de perturbación. Además, en [11], se exponen los estados de operación de un sistema eléctrico de acuerdo al nivel de resiliencia y su condición de operación.

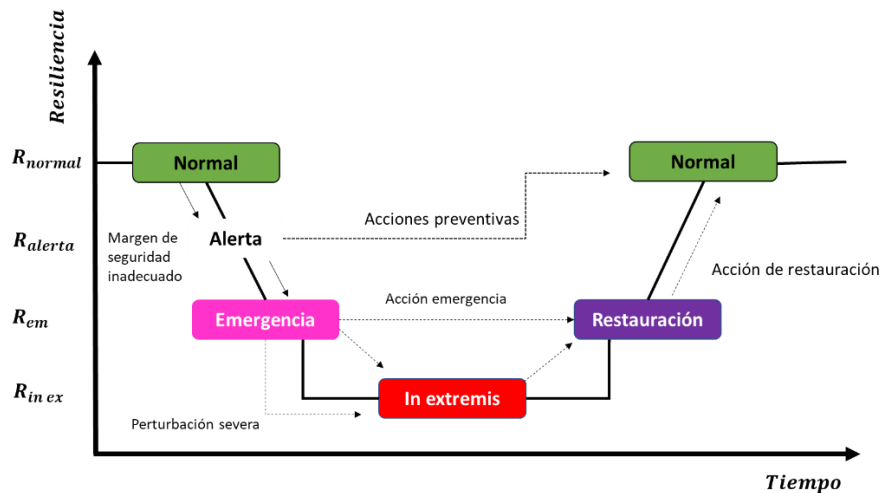


Figura 2 curva de resiliencia conceptual [2].

- **Estado normal:** Corresponde al estado de operación en donde se cumplen todas las restricciones de operación del sistema, lo que implica que la generación de energía es adecuada para suministrar toda la demanda energética del sistema. Además, no existen unidades de generación, ni elementos de la red como líneas, barras o transformadores sobrecargados, todo operando en rangos aceptables. Por otra parte, también existe márgenes en cuanto a la reserva en generación y en el sistema de transmisión, con lo que el sistema está preparado para solventar alguna falla.
- **Estado alerta:** El sistema entra en este estado cuando el punto de operación es tal que, si bien se cumplen todas las restricciones del sistema, los márgenes de reserva en generación, sistemas de transmisión y otros, se encuentran altamente

disminuidos, por lo que el sistema eléctrico opera en un punto más propenso a interrumpir el suministro energético. En particular, los equipos como transformadores o líneas de transmisión pueden verse sobrecargadas en niveles aceptables, pero fuera de su máximo nominal, por lo que no puede seguir exigiendo la infraestructura. Es importante notar que, en estado de alerta, se deben tomar acciones preventivas para intentar volver a estado normal.

- **Estado emergencia:** Este estado ocurre cuando en estado de alerta, una perturbación es tan intensa que las acciones preventivas no son capaces de llevar el sistema a estado normal, con lo que las restricciones de operación del sistema comienzan a violarse. Dado esto, se deben tomar acciones de control de emergencia para volver el sistema al menos a estado de alerta. De no cumplir con la consigna anterior, el sistema puede pasar a estado in extremis.
- **Estado in extremis:** Este estado se caracteriza por estar en un punto de operación donde la mayoría de las restricciones de operación han sido violadas y gran parte de la demanda es desabastecida, incrementando la probabilidad de un colapso total del sistema eléctrico. Luego de entrar en estado in extremis, sólo queda tomar acciones de restauración.
- **Estado restauración:** Este estado es cuando se toman acciones de control que cumplen básicamente con la reconexión y vuelta a poner en servicio el sistema eléctrico, hasta operar en un estado normal nuevamente luego de la gran perturbación.

2.2. Resiliencia en el sector energético chileno

El sistema eléctrico chileno, llamado Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a partir del año 2016 dada la ley n° 20.936, nueva ley de transmisión [12] contempla la unificación de los antiguos SING y SIC mediante la interconexión de ambos sistemas que operaban de manera independiente en el norte grande de Chile y el centro-sur del país. El SEN nace con la interconexión generada en el año 2017, extendiéndose desde Arica a Chiloé, teniendo una capacidad instalada aproximada de 24.000 MW y una demanda máxima de 11.000 MW.

El contexto geológico en el cual se desenvuelve el SEN está marcado por la ocurrencia de eventos desastrosos de alto impacto a la infraestructura que compone la red eléctrica. Más aún, en Chile es frecuente a lo largo de su historia la ocurrencia de eventos como incendios, tsunamis y en particular terremotos. En relación con los terremotos, se puede observar en la Tabla 2 que la actividad sismológica en la ubicación geográfica del SEN es intensa y cada vez más frecuente, considerando que, en los últimos diez años, en Chile se han sucedido dos de los más grandes terremotos de su historia. Además, es importante notar que, según [13], en Chile han ocurrido tres de los veinte sismos más intensos en la historia registrada del planeta.

Tabla 2 Terremotos más grandes en Chile [11].

LUGAR	AÑO	MAGNITUD
Valdivia	1960	9,5
Arica	1868	9
Constitución	2010	8,8
Valparaíso	1730	8,7
Vallenar	1922	8,5
Tarapacá	1877	8,3
Concepción	1835	8,2
Valparaíso	1906	8,2
Illapel	1943	8,2
Arica e Iquique	2014	8,2

Dado este escenario sismológico, en Chile se torna de gran importancia la planificación del sistema eléctrico de manera resiliente, y especialmente frente a terremotos, ya que como queda en evidencia, los sismos son una amenaza latente para la región y el desempeño del sistema eléctrico se ve mermado frente a la posibilidad de que se presente un evento de este tipo.

Es así como en la nueva ley de transmisión [12], que promueve estrictamente que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando la minimización de los riesgos en el abastecimiento, contemplando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas.

Más aún, en el marco regulatorio del sector energético chileno, tiene políticas de desarrollo futuro como Energía 2050 [5], que sostienen que *“el país deberá contar con planes actualizados de gestión de riesgos y emergencias energéticas que aseguren la resiliencia y confiabilidad del sistema energético”*, con lo que claramente se incluye la planificación resiliente como eje central en el desarrollo del sector eléctrico chileno en el largo plazo.

Por otra parte, en la hoja de ruta hasta el año 2022, que se muestra en [14], se puede notar claramente que en el corto plazo también la resiliencia es un tema relevante para los actores del sector energético. Tan presente está la resiliencia en la ruta, que se promueve *“incorporar el concepto de resiliencia a nivel regulatorio y normativo, así como en los ejercicios de planificación energética de largo plazo. Al mismo tiempo, como Ministerio trabajaremos en desarrollar planes nacionales y regionales para la gestión de riesgos, considerando para ellos todo el ciclo de riesgos, es decir desde la mitigación hasta la reconstrucción.”*, lo que deja en evidencia lo contingente y relevante que puede llegar a ser la contribución de este trabajo de título.

2.3. Revisión bibliográfica

2.3.1. Publicaciones resiliencia en sistemas eléctricos

A continuación, se muestran los principales trabajos publicados en la literatura que aporten a la planificación de sistemas eléctricos resilientes frente a eventos HILP, con el objetivo de contextualizar el estado del arte en la resiliencia de sistemas eléctricos.

Uno de los primeros aportes a la planificación resiliente de sistemas eléctricos es presentado en [15], que consta de la expansión del sistema de transmisión y generación con el fin de mitigar los efectos de un sismo. Se propone un modelo de programación no lineal entero mixto y contiene una restricción de presupuestoⁱ, con el cual se invierte en nuevos activos que permitan mitigar los efectos de terremotos en el sistema eléctrico. La optimización se resuelve mediante heurística.

La modelación del problema es estocástica, dada la naturaleza de los sismos, los cuales se simulan con la metodología HAZUS [16], la cual permite a través de la ecuación PGA (Peak Ground Acceleration), estimar la intensidad del evento en el espacio, y mediante una curva de fragilidad de cada elemento del sistema eléctrico, suponer el estado de daño de la infraestructura de la red.

En el trabajo propuesto en [17], se diseña una red de distribución resiliente, frente a un evento de alto impacto simulado como escenarios de fallas en elementos del sistema. En particular, se plantea un modelo estocástico entero mixto de dos etapas, en donde en la primera etapa se decide entre una gama de posibles decisiones de inversión, para que en una segunda etapa se evalúe el desempeño del sistema en cada escenario. Los escenarios de falla se forman por la salida de operación de líneas y transformadores. El modelo planteado en la publicación es “*Scenario-Based Variable Neighborhood Decomposition Search*” (SBVNDS).

En [18], se plantea un modelo de optimización robusta en una red de distribución frente a desastres naturales, en particular, un huracán. El modelo permite invertir en generación distribuida (DG) y su localización, y también en infraestructura. El problema de optimización es tri-nivel, con un esquema Defensa-ataque-defensa. En el primer nivel, se diseña la red, realizando inversiones pertinentes dada una restricción de presupuesto. En el segundo nivel, el desastre natural genera el peor escenario posible dada la decisión que se toma en el primer nivel. Finalmente, el tercer nivel realiza un nuevo despacho para mejorar el desempeño de la red (minimizar la energía no suministrada). El desastre natural tiene la particularidad de simularse con secuencias temporales y espaciales características de un huracán. Una de las principales contribuciones del trabajo propuesto es la importancia de la DG, dado que genera micro redes independientes con la ayuda de switches, mejorando la resiliencia del sistema.

Un modelo de planificación de transmisión resiliente frente a desastres es presentado en [19]. El modelo consiste en una programación estocástica entera mixta, donde los escenarios que simulan desastres son fallas en elementos de la red pertenecientes al

ⁱ Restricción que permite al modelo incluir un número acotado de soluciones para mejorar la resiliencia del sistema.

sistema. Esta publicación tiene dos aspectos relevantes en cuanto a su contribución. El primero de ellos es la modelación del flujo de potencia AC, con una relajación de restricciones no lineales. El segundo aporte, es la inclusión de tecnologías antes no evaluadas como los equipos FACTS y transformadores desfasadores (PST, *phase-shifting transformer*). Estos equipos antes mencionados tienen como función general la capacidad de cambiar la reactancia de línea o la diferencia angular entre nodos, para poder controlar los flujos de potencia en las líneas y cambiar el punto de operación.

Para optimizar el problema, se desarrollan dos métodos, uno exacto y el otro mediante heurística, comparando sus soluciones y tiempos de cálculo. El principal resultado que contribuye a la planificación de resiliencia son los beneficios entregados por ambas tecnologías integradas al modelo, los equipos FACTS y los PST, los cuales mejoran el desempeño de la red frente a escenarios de falla de alto impacto.

Una publicación relacionada con [19] se presenta en [20], la cual es una continuación del trabajo propuesto en [19], pero tiene como objetivo y principal contribución, la comparación del modelo de optimización con flujo de potencia AC relajado frente al modelo con flujo de potencia DC. La primera contribución relevante de esta comparación es que, si bien el flujo AC relajado tiene mejores resultados que el DC, este último es una buena simplificación, siempre y cuando la diferencia angular no sea muy alta. Por otra parte, si la diferencia angular es amplia, los beneficios de los equipos FACTS y PST disminuyen.

Otro evento considerado de baja probabilidad y alto impacto son los incendios. En [21], se presenta una optimización de la operación de un sistema de distribución, para mejorar la resiliencia frente a incendios. La principal contribución de esta publicación es la inclusión y modelación de un incendio cercano a redes de distribución. El modelo simula el efecto de la radiación del fuego sobre las líneas aéreas de la red, afectando su capacidad de transmisión dada la distancia entre el foco del incendio y un elemento del sistema. La programación del modelo es lineal entera mixta, con restricciones cuadráticas, luego de una linealización del modelo. Es importante notar que las decisiones son únicamente de operación y no existe inversión. El modelo utiliza simulaciones de Monte Carlo para generar escenarios e incluir estocasticidad. Se utiliza un modelo de prueba de la IEEE de catorce barras y el objetivo del problema se basa en minimizar la energía no suministrada esperada

Por último, en [22] se plantea un modelo de optimización resiliente entre sistemas considerados infraestructura crítica, en particular, entre sistema eléctrico y el sistema de suministro de agua, los cuales tienen una fuerte interdependencia. La contribución principal del trabajo propuesto es la inclusión de sistemas interdependientes en la planificación resiliente de sistemas. El modelo se basa en una programación tri nivel con un esquema defensa-ataque-defensa. El primer nivel, se decide que infraestructura proteger o reforzar, para que, en un segundo nivel, un ataque intencional genere el peor escenario en daño para el sistema. Finalmente, en el tercer nivel se re-despacha el sistema con el fin de mejorar el desempeño de los sistemas interconectados.

2.3.2. Trabajo de grupo de investigación

En la siguiente subsección, se presentan los principales trabajos realizados por el grupo de investigación en relación con la resiliencia de sistemas eléctricos frente a terremotos, con el fin de entregar un contexto sobre el cual se enmarca este trabajo de título.

El trabajo realizado en [23] tiene como objetivo modelar los efectos de un evento HILP, en particular un terremoto, en el desempeño de un sistema eléctrico. El modelamiento del evento sísmico en este caso considera una distribución espacial, es decir, considera la ubicación de cada uno de los elementos del sistema eléctrico en relación al foco donde se produce el terremoto, además de asignar dada la distribución espacial una intensidad de dicho sismo. La intensidad del movimiento telúrico se estima mediante “*Ground Motion Prediction Equation*”, con la cual se obtiene el PGA (Peak ground Acceleration), variable con la que se predice el daño que se produce en la infraestructura del sistema eléctrico.

El daño en la infraestructura del sistema eléctrico se modela como una disminución de la capacidad de cada elemento. Para esto, se utiliza una curva de fragilidad propia de cada tipo de elemento (generadores, estructuras) la cual se define dado un PGA. Las curvas de fragilidad indican la probabilidad de sufrir daño de una estructura del sistema, en función de la intensidad del movimiento del suelo. Dicho lo anterior, el efecto del terremoto en los componentes se traduce en cuatro estados posibles dada el daño provocado por el sismo. Los estados son menor, moderado, daño mayor y colapso, que implican una disminución de capacidad de 5%, 40%, 70% y 100%, respectivamente.

En relación a la estocasticidad en la programación, se generan escenarios mediante simulación de Monte Carlo (MC), cambiando la magnitud y localización del terremoto. El modelo evalúa para cada escenario el desempeño del sistema mediante dos indicadores, la energía no suministrada esperada y el EIU (*Energy index of Unreliability*), el cual se muestra en la ecuación (1).

$$EIU = \frac{ENS[MWh]}{E_{demanda}[GWh]} \cdot 100\% \quad (1)$$

En cada escenario definido en la simulación de Monte Carlo, el modelo determina la condición de operación del sistema mediante un Unit Commitment(UC) en primer lugar, luego el flujo de potencia se realiza con DC-OPF, todo esto con un despacho horario y un horizonte de una semana. Dada las características del sismo y su intensidad distribuida en el sistema eléctrico en cada escenario, se define el daño causado en cada elemento del sistema, que puede ser una subestación o una central de generación. Inmediatamente después de asignar el daño, se cuenta el tiempo de restauración de cada elemento dañado. Una vez simulado cada escenario, se cuantifica la energía no suministrada en el sistema.

Dado el tiempo computacional considerable teniendo en cuenta la cantidad de escenarios, se propone una técnica de reducción de varianza en el modelo, con el fin de disminuir el tiempo de cómputo y reducir escenarios con características similares.

Dentro de la misma línea de trabajo que se muestra en [23], se propone la publicación [24]. En este caso, se trabaja con un modelo equivalente al presentado en [23], con la

diferencia que se proponen estrategias con la finalidad de disminuir la energía no suministrada del sistema, y con esto, aumentar la resiliencia del sistema frente a terremotos.

La primera estrategia consta de robustecer las estructuras que conforman el sistema eléctrico. Esto se traduce en una disminución de la probabilidad de falla de cada elemento de la red, lo cual en relación con el modelo significa una variación considerable en la curva de fragilidad del sistema eléctrico, donde para un PGA dado, se tendrá un menor daño en la infraestructura y así aumentar la resiliencia del sistema.

La segunda estrategia se basa en invertir en infraestructura para generar redundancia en el sistema eléctrico, y así, proveer de distintas opciones de satisfacer la demanda energética requerida con lo que mejora la resiliencia del sistema. En particular, en el modelo se realiza un duplicado de todas las líneas de transmisión para provocar el efecto anteriormente explicado.

La tercera y última estrategia consta de aumentar el catastro de elementos de reemplazo y de personal de trabajo en reposición y recuperación de los elementos dañados de la red. Lo anterior se plasma en una disminución del tiempo de recuperación o restauración de la infraestructura dañada en el sistema eléctrico. En específico, en el modelo se disminuye en un 50% el tiempo de recuperación de la infraestructura, con lo que se mejora la resiliencia del sistema.

Finalmente, la principal contribución de [24] es aplicar las estrategias descritas anteriormente y compararlas para analizar la mejora en la resiliencia del sistema frente a terremotos.

Otro enfoque del grupo de investigación es la confiabilidad del sistema eléctrico, teniendo como objetivo optimizar la planificación de la red eléctrica, con el fin de disminuir la energía no suministrada del sistema eléctrico dada una falla en el sistema cuyo origen es de bajo impacto y alta probabilidad de ocurrencia. Más aún, se propone en [6] un modelo de optimización discreta vía simulación, el cual tiene como objetivo encontrar el portafolio de inversiones idóneo para mejorar la confiabilidad del sistema.

La optimización vía simulación (OvS) tiene como finalidad encontrar la mejor solución dado un desempeño esperado del sistema bajo múltiples escenarios. Más aún, el método explora las soluciones más prometedoras en la región factible y las regiones cercanas a ellas. De manera más específica, el desempeño que en particular estudia el OvS es la energía no suministrada esperada (EENS por siglas en inglés “*Expected Energy Not Supply*”). Por otra parte, la optimización es discreta dado que el portafolio de inversión, es decir, las instalaciones candidatas a mejorar la confiabilidad del sistema son definidas previamente como potenciales inversiones y el modelo decide entre ellas. El modelo de optimización vía simulación es explicado con mayor detalle en la sección 3.1.

En cuanto al modelo de operación implementado en [6], tiene tres etapas secuenciales. En primer lugar, se realiza un Unit Commitment, luego se define la operación y finalmente ocurren fallas en un elemento del sistema. El modelo se implementa en un sistema de la IEEE de 14 barras.

El UC del modelo utilizado en la programación, considera un horizonte de 24 horas. Además, considera costos de encendido y apagado en conjunto con los tiempos de encendido y apagado de cada unidad generadora del sistema. En cuanto a las limitaciones técnicas, se respetan mínimo y máximos técnicos de generación de cada unidad, resguardando un margen de reserva en la operación.

La condición de operación del sistema se determina con un flujo de potencia DC-OPF, cuantificando la energía no suministrada en cada nodo. Luego de definir el punto de operación, ocurre una falla en un elemento del sistema.

Para asumir la estocasticidad de las fallas, se realizan escenarios mediante simulaciones de Monte Carlo. Más aún, se implementan sMC (“*sequential Monte Carlo*”). Con esto, se simulan fallas en elementos en un tiempo en particular, y dentro de las 24 horas, a pesar de que comience el tiempo de restauración del elemento, puede ocurrir otra falla en otro elemento.

El modelo discreto de optimización vía simulación implementado es Industrial Strength COMPASS o ISC algorithm. Como fue mencionado anteriormente, este algoritmo de optimización encuentra la mejor solución de acuerdo al desempeño esperado de un sistema estocástico representado por un modelo de simulación computacional. En particular, en este caso se decide en función de la energía no suministrada esperada. El Algoritmo ISC se basa en tres etapas, las cuales se describen de manera general a continuación.

La primera etapa del algoritmo es la NGA (“*Niching Genetic Algorithm*”). Este algoritmo genético cumple con el rol de ser un buscador global de soluciones en el área factible. El NGA tiene como función formar nichos en la región factible las cuales tienen como requerimiento que cada centro de los nichos formados posea un óptimo local.

La segunda etapa del algoritmo corresponde al COMPASS (“*Convergent Optimization via Most Promising Area Stochastic Search*”). El objetivo general de este procedimiento es converger a una solución óptima en cada uno de los nichos generados por el NGA. Finalmente, la tercera etapa se denomina *Clean-up phase*, cuya principal finalidad es escoger la solución óptima entre los óptimos locales de todos los nichos formados en la región factible.

Adicionalmente, el modelo presentado tiene una restricción “*Budget*” o de presupuesto, en donde se entrega al programa como una entrada el parámetro de presupuesto. Este parámetro, es un número entero el cual designa la cantidad de inversiones con las que puede incurrir el modelo. En otras palabras, el modelo puede invertir en un número de instalaciones, dado su desempeño frente a un evento, sin importar su costo de inversión.

Es importante notar que este algoritmo de optimización tiene como beneficio una disminución en el tiempo de cálculo en la optimización cuando es permitido encontrar un portafolio óptimo. En relación al problema de optimización descrito anteriormente, las soluciones factibles simbolizan obras candidatas para mejorar la resiliencia del sistema. Más aún, el programa permite elegir entre un portafolio de inversiones, con lo cual la combinatoria tiene un costo temporal de cálculo mucho menor que otro tipo de algoritmo, y por lo tanto, es la principal contribución que se entrega en [6].

Otra publicación realizada con el programa implementado en [6], es el trabajo presentado en [7], donde se utiliza la optimización vía simulación para aumentar la confiabilidad del sistema. A diferencia de la publicación anteriormente presentada, en este se valida el modelo en otra red de prueba de la IEEE de 57 barras.

En la misma línea, se muestra en [25] una propuesta que tiene como uno de los principales objetivos validar el modelo de optimización vía simulación. En particular, en este trabajo se realiza una comparación entre dos maneras de enfrentar la estocasticidad del problema de optimización. En [25] se utiliza la misma modelación que en [6] para simular la operación del sistema y también la generación de escenarios de sismo con simulación de MC. El contraste que se muestra en este trabajo es el tiempo y resultados obtenidos de energía no suministrada esperada para dos maneras de asumir la estocasticidad del problema, viéndose reflejado en la función objetivo del problema. En particular, se muestra un enfoque que minimiza la energía no suministrada esperada (“full-uncertainty”), comparándolo con los resultados obtenidos por *Sample Average Approximation* (SAA), que busca minimizar la suma ponderada de la energía no suministrada en todos los escenarios generados. Luego de ambos enfoques, se soluciona con el método ISC, y se comparan los resultados. Se demuestra la validez y capacidad del método para entregar soluciones de planificación resiliente para sistemas eléctricos frente a terremotos, mostrando que utilizando la SAA tiene mejores resultados en menor tiempo.

Finalmente, en [26] se muestra un modelo que tiene como objetivo mejorar la resiliencia de un sistema de distribución frente a terremotos. Este trabajo consta con una metodología que consta de cuatro etapas. Primero se define el sismo y sus características, con lo que se estima la intensidad de este distribuida en el espacio en que se sostiene la red eléctrica. En segundo lugar, se otorga una curva de fragilidad para cada componente de la infraestructura, la cual, dada una intensidad del sismo en un sector del espacio físico, procede a asignar el daño de cada elemento de la red eléctrica. Finalmente, se calcula la operación del sistema y los tiempos de restauración de cada componente, mediante simulaciones secuenciales de Monte Carlo.

En particular, se evalúan dos enfoques para mejorar la resiliencia del sistema de distribución. La primera decisión es el robustecimiento de la infraestructura, con lo que se varían la curva de fragilidad de los componentes. Por otra parte, también se estudia la mejora de la resiliencia traspasando la demanda de una subestación en daño con una subestación aledaña que posea la capacidad para suministrar. Ambos enfoques presentan mejoras considerables en la energía no suministrada esperada del sistema de distribución.

2.4. Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía ESS (*Energy Storage System*) se define como un sistema que permite absorber energía mediante algún proceso en un tiempo dado, para entregar dicha energía en un tiempo posterior [4]. Este tipo de sistemas, tienen diferentes características que le permiten prestar diferentes aplicaciones a un sistema eléctrico en relación con potencia o también, energéticas. Uno de estos tipos de ESS son los denominados sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. La definición anterior enmarca a las tecnologías de almacenamiento que tienen por característica principal poder almacenar una gran cantidad de energía. Una de las tecnologías más relevantes en

el almacenamiento de energía a grane escala son las centrales de bombeo o PHS (*Pumped Hydroelectrical Storage* por su sigla en inglés).

2.4.1. Central de bombeo hidráulico PHS

La central de bombeo o PHS es una de las tecnologías más económicas para almacenar una gran cantidad de energía con alta eficiencia por un largo período de tiempo [4][27].

Para el funcionamiento de este tipo de tecnologías, se requiere de dos reservorios de agua ubicados a distintas alturas; de este modo, cuando la planta opere en modo de carga (o almacenamiento de energía), una bomba ubicada en el reservorio inferior operará con el fin de subir agua hasta el reservorio superior. Lo anterior, hará que se almacene energía en forma de energía potencial. En el proceso inverso, es decir, en modo de generación, se dejará caer el agua desde el reservorio superior al inferior haciendo mover una turbina ubicada en este reservorio, pasando la energía potencial a energía mecánica; posteriormente, esa energía mecánica será pasada a energía eléctrica a través de un generador. En la Figura 3 se observa el diagrama simplificado que ejemplifica el funcionamiento de una central de bombeo, un almacenamiento de gran escala. Este tipo de centrales son una realidad a nivel internacional. Según [28], hasta el año 2017 se han instalado en el mundo 153 GW de capacidad instalada de PHS. Además, se espera que entre el año 2018 y el año 2023 se capitalice un total de 179 GW de capacidad instalada de centrales de bombeo hidráulico.

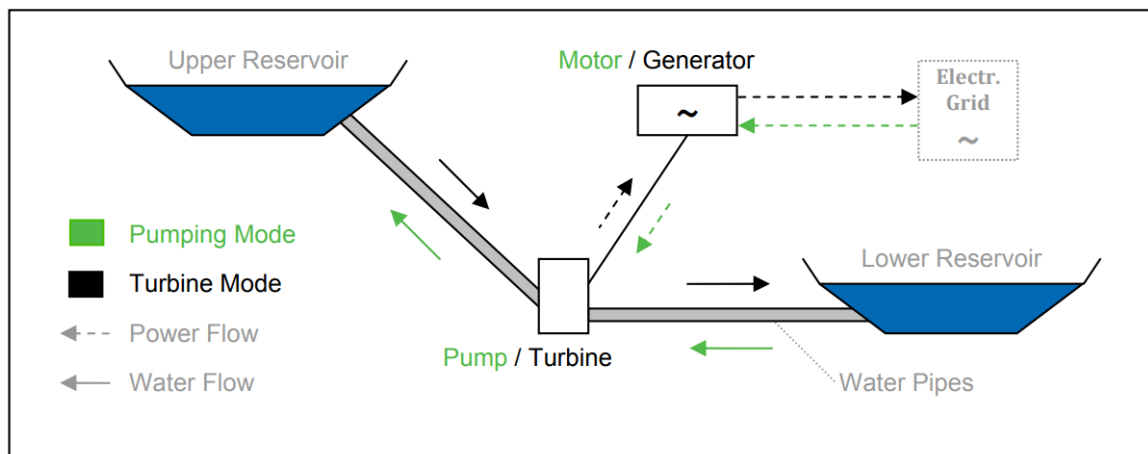


Figura 3 Diagrama simplificado del funcionamiento de una central de bombeo[27].

2.5. Propuesta del trabajo de título

La propuesta de esta memoria es cuantificar el beneficio técnico-económico del almacenamiento de energía a gran escala en la resiliencia en la planificación de un sistema eléctrico frente a terremotos. De manera más específica, se propone utilizar un modelo de optimización discreta vía simulación, mediante el algoritmo ISC. En cuanto a la modelación del sismo, se utiliza PGA para estimar la intensidad espacialmente distribuida en los componentes de la red y curvas de fragilidad para asignar los daños dada la intensidad del terremoto.

En relación con el modelo del sistema, se asume un flujo de potencia DC, con Unit Commitment en la operación y un horizonte de cinco días con resolución horaria. Además, en la generación de escenarios se crean mediante simulación de Monte Carlo.

Dado el estado del arte presentado en la sección 2.3, se puede notar claramente la contribución de este trabajo, ya que, si bien se ofrecen enfoques con modelos de optimización vía simulación, aún no se ha evaluado la opción del almacenamiento de energía como una potencial mejora a la resiliencia de un sistema eléctrico. Más aún, el espíritu de esta memoria busca cuantificar si el almacenamiento de energía a gran escala es la mejor inversión para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a terremotos, sujeto a una restricción presupuestaria que indica en número de inversiones que el modelo puede incluir en la red eléctrica. En el presente estudio se determinará el portafolio de inversión para una restricción presupuestaria de una inversión, de tres inversiones y de cinco inversiones.

Capítulo 3: Metodología

En el presente capítulo se presenta la metodología a utilizar en este trabajo de título, donde se describe el modelo a utilizar para realizar los análisis correspondientes. A modo general, se contextualiza el modelo de optimización por simulación. Luego, se detalla las restricciones y ecuaciones que determinan la operación del sistema, incluyendo la modelación del almacenamiento. Finalmente, se muestra el manejo y modelación del evento sísmico utilizado en este trabajo. Es importante mencionar que se utilizará un modelo de optimización desarrollado en un trabajo de tesis presentado en [29], al cual se modifica para analizar el aporte del almacenamiento de energía en la resiliencia de un sistema eléctrico frente a terremotos.

La optimización vía simulación consta de dos etapas generales, el primer y el segundo nivel, tal como se muestra en la Figura 4. El primer nivel consiste en el optimizador, el cual tiene como objetivo definir las soluciones candidatas a mejorar la resiliencia del sistema, sujetas además a una restricción de presupuesto, la cual indica el número de soluciones candidatas que se permite instalar en el sistema. Una vez determinada las soluciones y el presupuesto, estos datos de entrada pasan al segundo nivel denominado Simulador. En el segundo nivel, se simula la operación y respuesta del sistema frente a distintos terremotos mediante simulaciones de Monte Carlo. Luego de estas simulaciones, se cuantifica una métrica de resiliencia en el sistema para las soluciones candidatas, con lo que el optimizador determina cuál de las soluciones planteadas es la mejor para mejorar la resiliencia del sistema. La métrica de resiliencia utilizada en el modelo es la energía no suministrada esperada (EENS), cuantificada como el promedio de la ENS total del sistema para todos los escenarios simulados.



Figura 4 Esquema general de modelo de optimización vía simulación.

3.1. Modelo de optimización vía simulación

El modelo de optimización vía simulación corresponde a un algoritmo Industrial Strength COMPASS o ISC. Este algoritmo tiene como principal ventaja sobre una programación matemática la considerable disminución de tiempo de convergencia del modelo, el cual tiende a aumentar fuertemente debido a la complejidad del problema que se modela. El ISC tiene como función objetivo la ecuación presentada en (2).

$$\min_{x \in \Theta} G(x) = \mathbb{E}_{\xi}[F(x, \xi)] \quad (2)$$

Donde la región factible se conforma por valores enteros.

$$\Theta = \left\{ \begin{array}{l} \sum_i^x a_{ij} x_i \leq b_j \\ x_i \in \mathbb{Z}^+ \cup \{0\} \end{array} \right\} \quad (3)$$

x es el vector de decisiones de inversión, el cual se compone de variables enteras (pertenecientes a \mathbb{Z}^+), correspondiente a la inclusión de nuevas obras en el sistema eléctrico, por ejemplo, nuevas líneas de transmisión. Por otra parte, en la función objetivo, \mathbb{E}_{ξ} corresponde al valor esperado, mientras que $F(x, \xi)$ es una función por determinar, la cual es evaluada mediante las simulaciones realizadas por el algoritmo. La variable ξ representa los escenarios frente a los cuales se evalúa el sistema eléctrico. b_j es el parámetro de presupuesto de la restricción presupuestaria, donde a_{ij} es el costo de la inversión a realizar, donde en este caso, cada obra de inversión tiene el mismo costo económico independiente de su naturaleza de origen.

El algoritmo ISC, es un proceso que consta de tres etapas. El objetivo de este algoritmo es encontrar soluciones óptimas mediante un método de búsqueda, el cual analiza zonas en la región factible más prometedoras. Es importante mencionar que la ventaja del algoritmo de optimización vía simulación aplica para soluciones de inversión que impliquen dos o más obras de inversión, ya que la decisión de inversión son variables enteras, cada una de dichas obras son ortogonales entre sí, provocando una ineffectividad del algoritmo ISC al elegir una única obra de inversión.

3.1.1. Primera etapa: NGA

La primera etapa del algoritmo ISC está basada en un algoritmo genético denominado “*Niching Genetic algorithm*” o NGA, por sus siglas. El NGA tiene como objetivo ser un buscador de zonas o vecindades en la región factible, que indican soluciones prometedoras. Más aún, dichas zonas son determinadas nichos, los cuales tienen como característica la presencia en su centro de un óptimo local de la región.

Esta etapa de la heurística implementada tiene reglas para converger e iniciar la siguiente etapa, las cuales se observan a continuación.

- Regla de Nicho (“Niche rule”): si existe en cualquier momento un único nicho.
- Mejora (“Improvement rule”): si no hay nuevas soluciones luego de un número T_G de iteraciones.
- Dominancia (“Dominance rule”): si las soluciones dentro de un nicho dominan al resto de los nichos.
- Máximo de iteraciones (“Budget rule”): si se supera el máximo de iteraciones.

Como se menciona anteriormente, esta parte del ISC consiste en un tipo de algoritmo genético, que se diferencia de un AG común por la formación de nichos. Un nicho es un conjunto de soluciones del espacio factible que se caracterizan por cumplir con un par de

requerimientos. En primer lugar, se define en (4) un conjunto de elementos de la región factible con la cual se generan los nichos.

$$\mathcal{C}(x_i) = \{x: x \in \Theta \text{ and } \|x - x_i\| \leq \|x - y\| \forall y \in \Omega \setminus \{x_i\}\} \quad (4)$$

Un nicho, matemáticamente, son los elementos de la región factible que cumplen con pertenecer al conjunto de la ecuación (5).

$$A(x_i) = \{j: x_j \in \Omega, \text{ tal que } x_j \text{ define una restricción activa en } \mathcal{C}(x_i)\} \quad (5)$$

Donde x_i es un vector con elementos binarios, que corresponden a nuevas inversiones en la red, y Θ es el conjunto de soluciones.

En otras palabras, el algoritmo comienza con un conjunto de soluciones m_G iniciales, compuestas por vectores de elementos binarios. De dichos elementos, se generan los nichos, conformados por las restricciones $A(x_i)$ presentadas en (5). La idea fundamental de esto es que el generar los nichos permite que las regiones con más soluciones se reproduzcan menos que las regiones que poseen menos soluciones, a diferencia de un algoritmo genético tradicional.

Luego de esto, se aplica un “*Fitness Sharing*”, utilizado para generar un ranking entre la performance de cada solución. Una vez rankeados los elementos de los nichos generados (pueden existir elementos que no estén dentro de un nicho), se lleva a cabo un proceso de “*Grouping*” o agrupamiento, el cual tiene como objetivo generar grupos entre soluciones dentro de la región factible, que posean un rendimiento similar.

Una vez determinado los grupos, se implementa un muestreo estocástico (Stochastic Universal Sampling), con lo cual se elige aleatoriamente la mitad de las soluciones, para posteriormente llevar a cabo un “emparejamiento”, con lo que se asocia a cada solución selecta, con la más cercana de su nicho, o por defecto, a la solución de la región más próxima. Luego de esto, se realiza un proceso de entrecruzamiento y mutación, con el cual se generan nuevas soluciones. Una vez creada la nueva población, se rankean las nuevas soluciones y se eliminan por sentido de elitismo si tienen un desempeño peor a los progenitores, o bien, se eliminan si no son soluciones factibles. Esto se repite hasta que converja el algoritmo por alguna de las reglas de convergencia local.

3.1.2. Segunda etapa: COMPASS

Luego de converger el NGA, el procedimiento continúa con el COMPASS, el cual tiene como objetivo converger localmente para obtener un óptimo dentro de cada nicho obtenido como herencia del NGA. En otras palabras, el COMPASS tiene como función mejorar las soluciones entregadas por el NGA.

Esta mejora en las soluciones se consigue mediante una búsqueda estocástica en áreas más prometedoras. Esto se realiza en cada nicho por separado. Para converger el COMPASS, se define el conjunto en (6)(44).

Luego, dada una solución x^* en la iteración k , una regla de transición sigue el siguiente

$$N(x) = \{y: y \in \Theta, \|x - y\| \leq 1\} \quad (6)$$

test de hipótesis mostrado en (7).

Si la solución aprueba el test de hipótesis, dado un margen de tolerancia α_L dado, el

$$\begin{aligned} H_0 &= g(x^*) \leq \min_{y \in N(x^*)} g(y) \\ H_1 &= g(x^*) \geq \min_{y \in N(x^*)} g(y) \end{aligned} \quad (7)$$

proceso del COMPASS acaba para ese nicho. Una vez terminada la segunda etapa, se pasa a la tercera y última etapa del proceso.

3.1.3. Tercera etapa: R & S

El objetivo de este paso, luego de las soluciones entregadas por el COMPASS, donde se entrega un óptimo local (aunque no garantizado dada la naturaleza heurística del algoritmo) por cada nicho, es comparar cada uno de esos óptimos y obtener el óptimo global. Para esto se llevan a cabo tres pasos.

- Screening: en esta etapa se utiliza toda información disponible para desechar cualquier solución de las entregadas por el COMPASS que se estadísticamente muy improbable.
- Selección: selecciona la mejor solución de entre los óptimos.
- Estimación: asume que la opción resultante es la óptima bajo un intervalo de confianza.

3.2. Modelamiento de operación del sistema

A continuación, se presenta el modelamiento de la operación del sistema eléctrico. En particular, se describe las restricciones que definen la operación del sistema, además de los supuestos utilizados en el modelo. También, se presenta el Unit Commitment (UC) que define el compromiso de unidades generadoras en la operación del sistema. La nomenclatura a utilizar en los parámetros del modelo se muestra en la Tabla 3. Además, en la Tabla 4 se presentan las variables del modelo de optimización a utilizar.

Tabla 3 Parámetros programa MIP (mixed integer program).

Parámetro	Definición
A_g	Coficiente que representa costo fijo de producción de la unidad g .
$A_{i,j}$	Admitancia entre nodos $i, j \in V$
$B_{l,g}$	Coficiente costo de producción de la unidad g .
C_g	Costo de apagado de unidad g .
d_j^t	Demanda en el tiempo t , en la barra j .
$d_j^t(\xi)$	Demanda en el tiempo t , en la barra j , bajo el escenario ξ .
\hat{d}_j	Demanda máxima en la barra j .
DT_g	Tiempo mínimo de apagado de la unidad g .
K_g^ℓ	Costo del intervalo ℓ de la función lineal por partes de costo de encendido de la unidad g .

Parámetro	Definición
L_g	Número de periodos que la unidad g debe permanecer inicialmente apagada dado su restricción de mínimo tiempo de apagado.
ND_g	Número de intervalos de la función lineal por tramos del costo de encendido de la unidad g .
NL_g	Número de intervalos de la función lineal por tramos de costo de producción de la unidad g .
\underline{P}_g	Potencia mínima de unidad g .
Q_g	Número de periodos que la unidad g debe estar inicialmente encendida dada su restricción de mínimo tiempo de encendido.
R^t	Reserva en giro en el tiempo t .
RD_g	Límite de rampa de bajada de unidad g .
RU_g	Límite de rampa de subida de unidad g .
S_g^0	Número de periodos que la unidad g ha estado encendida previo al comienzo del tiempo de simulación.
SD_g	Límite rampa de apagado de unidad g .
SU_g	Límite rampa de encendido de unidad g .
T	Número de periodos del espacio de tiempo.
$T_{l,g}$	Límite superior del bloque l de la función lineal por tramos del costo de producción de la unidad g .
t_{offj}^t	Número de periodos que la unidad g ha estado apagada previo a encenderse en el tiempo t .
U_g^0	Número de periodos que la unidad g lleva encendida previo al primer periodo del tiempo de simulación.
UT_g	Mínimo tiempo de encendido.
V_g^0	Estado inicial del Unit commitment de la unidad g . (binario).
x	Vector solución candidata sistema.
w_{ij}	Es igual a 1 si la línea entre los nodos i y j es construida.
z_j	Variable binaria que es igual a 1 si la barra está reforzada contra sismos.

Tabla 4 Variables del modelo MIP.

Variabes	Definición
$\delta_\ell(g, t)$	Potencia producida en el bloque de la función por tramos de costo de producción de la unidad g en el tiempo t .
θ_i^t	Ángulo referencia de la barra i en el tiempo t .
cd_g^t	Costo de apagado de la unidad g en el periodo t .
cp_g^t	Costo de producción de la unidad g en el tiempo t .
cu_g^t	Costo de encendido de la unidad g en el tiempo t .
ENS_i^t	Energía no suministrada en la barra i en el tiempo t .
f_{ij}^t	Flujo en las líneas entre nodo i al nodo j , para el tiempo t .
$P_g(\xi, t)$	Capacidad de la unidad g en el escenario ξ .
r_g^t	Máxima potencia disponible de la unidad g en el tiempo t .
v_g^t	Variable binaria igual a 1 si la unidad g está encendida en el periodo t .

3.2.1. DC-OPF

En el modelo se utiliza un flujo óptimo de potencia DC, dado que las restricciones del flujo de potencia AC son no lineales. Aun así, el flujo DC es una buena aproximación del modelo y su diferencia radica en asumir que el flujo de potencia en una línea depende de la diferencia angular de los voltajes entre los nodos, ponderada por la admitancia de la línea de transmisión.

Teniendo en cuenta la notación, se tiene que la ecuación(8) y (9) las restricciones de flujo de potencia.

$$(\theta_i - \theta_j) \cdot A_{ij} = f_{ij}^t, \forall (i, j) \in E^t(x, \xi), \forall t \in T \quad (8)$$

$$-\bar{F} \leq f_{ij}^t \leq \bar{F}, \forall (i, j) \in E^t(x, \xi) \quad (9)$$

En la ecuación (10) y (11) se muestran los balances nodales para barras con ausencia de demanda y presencia de demanda, respectivamente.

$$\sum_{k \in \delta^+(i)} f_k^t + \sum_{g \in G(i)} P_g^t = 0, \forall i \in O, \forall t \in T \quad (10)$$

$$\sum_{k \in \delta^+(i)} f_k^t + \sum_{g \in G(i)} P_g^t = d_i^t(\xi) + ENS_i^t, \quad \forall i \in D, \forall t \in T \quad (11)$$

Las funciones de costo de producción de energía son modeladas por una aproximación de una función de costo cuadrática, utilizando una curva lineal, tal como se muestra en la ecuación (12).

$$cp_q^t = A_g v_g^t + \sum_{\ell=1}^{NL_g} B_{\ell,g} \delta_{\ell,g}^t, \quad \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (12)$$

$$P_g^t = \sum_{\ell=1}^{NL_g} \delta_{\ell}(g, t) + \underline{P}_g, \quad \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (13)$$

$$\delta_1(g, t) \leq T_{1,g} - \underline{P}_g, \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (14)$$

$$\delta_{\ell}(g, t) \leq T_{\ell,g} - T_{\ell-1,g}, \forall g \in G^t(\xi), \forall \ell \in \{2..NL_g\}, \forall t \in T \quad (15)$$

$$\delta_{NL_g}(g, t) \leq \bar{P}_g - T_{LN_g-1,t}, \quad \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (16)$$

$$\delta_\ell(g, t) \geq 0, \forall g \in G^t(\xi), \forall \ell \in \{1..NL_g\}, \forall t \in T \quad (17)$$

Desde la ecuación (13) a la (17), se presenta la modelación de la capacidad de cada generador, que depende del escenario de daño producido ξ . Además, a continuación, se muestra las restricciones de rampa en las ecuaciones (18) a (20).

$$P_g^t v_g^t \leq P_g^t \leq P_g^t(\xi) v_g^t, \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (18)$$

$$P_g^t \leq (\hat{P}_g^{t-1} - RU_g) v_g^t, \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (19)$$

$$P_g^t \geq (\hat{P}_g^{t-1} - RD_g) v_g^t, \forall g \in G^t(\xi), \forall t \in T \quad (20)$$

Finalmente, la función objetivo del DC-OPF, sujeta a las restricciones anteriormente descritas se observa en la ecuación (21).

$$\min_{\theta_i, f_i^t, P_g^t, v_g^t, ENS_i^t} \left\{ \sum_{g \in G^t(\xi)} cp_g^t + \sum_{i \in V} \zeta_i^t ENS_i^t \right\} \quad (21)$$

s. a. (10) – (20)

3.2.2. Unit Commitment

El objetivo del UC o predespacho en la operación de un sistema eléctrico es minimizar el costo de operación, costo de encendido y costo de apagado de la operación del sistema. El costo de apagado de las unidades de generación es considerado una constante, mientras que la función de costo de producción y el costo de encendido se asumen como una escalera lineal.

$$\min \sum_{t \in T, g \in G^t(\xi)} cp_g^t + cu_g^t + cd_g^t + \sum_{i \in V, t \in T} \zeta_i^t ENS_i^t \quad (22)$$

$$cu_g^t \geq K_g^t \left(v_g^t - \sum_{n=1}^{\ell} v_g^{t-n} \right), \forall g \in G, \forall t \in T, \forall \ell \in \{ND_g\} \quad (23)$$

$$cd_j^t \geq \bar{C}_g (v_g^{t-1} - v_g^t), \forall g \in G, \forall t \in T \quad (24)$$

$$cd_g^t, cu_g^t \geq 0, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (25)$$

$$\sum_{g \in G} \bar{P}_g^t \geq \sum_{i \in V} d_i^t + R_t, \quad \forall t \in T \quad (26)$$

Donde la ecuación (26) corresponde a la restricción de reserva del sistema. A continuación, se muestran las restricciones de rampa.

$$P_g^t \leq P_g^{t-1} R U_g v_g^{t-1} + S D (v_g^t - v_g^{t-1}) + \underline{P}_g (1 - v_g^t), \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (27)$$

$$P_g^t \leq \bar{P}_g v_g^{t+1} + S D_g (v_g^t - v_g^{t+1}), \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (28)$$

$$P_g^{t-1} - P_g^t \leq R D_g v_g^t + S D_g (v_g^{t-1} - v_g^t) + \bar{P}_g (1 - v_g^{t-1}), \quad \forall g \in G, \forall t \in T. \quad (29)$$

Además, las restricciones de mínimo tiempo de encendido:

$$\sum_{n=1}^{Q_o} (1 - v_g^n) = 0, \forall g \in G. \quad (30)$$

$$\sum_{n=t}^{t+UT_g-1} v_g^n \geq UT_g (v_g^t - v_g^{t-1}), \forall g \in G, \forall t \in \{Q_g + 1, \dots, T - UT_g + 1\}. \quad (31)$$

$$\sum_{n=t}^{|T|} (v_g^n - v_g^t + v_g^{t-1}) \geq 0, \forall g \in G, \forall t \in \{T - UT_g + 2, \dots, T\} \quad (32)$$

$$\text{Donde } Q_g = \min\{|T|, (UT_g - U_g^0) V_g^0\} \quad (33)$$

A su vez, las restricciones de tiempo de apagado:

$$\sum_{n=1}^{L_g} v_g^n = 0, \forall g \in G. \quad (34)$$

$$\sum_{n=t}^{t+DT_g-1} (1 - v_g^n) \geq DT_g (v_g^{t-1} - v_g^t), \forall g \in G, \forall t \in \{L_g + 1, \dots, T - DT_g + 1\} \quad (35)$$

$$\sum_{n=t}^{|T|} (1 - v_g^n + v_g^t - v_g^{t-1}) \geq 0, \forall g \in G, \forall t \in \{T - DT_g + 2, \dots, T\} \quad (36)$$

$$\text{Donde } L_g = \min\{|T|, (DT_g - S_g^0)(1 - V_g^0)\} \quad (37)$$

3.3. Terremotos y curvas de fragilidad

El manejo de la incertidumbre en la modelación del sistema eléctrico se basa en un evento de baja probabilidad y alto impacto, específicamente un terremoto. La incertidumbre del evento se fundamenta en la ocurrencia de naturaleza estocástica del sismo o terremoto, el que como consecuencia produce fallas en los componentes que conforman la red eléctrica. Los efectos del terremoto se ven determinados por la intensidad y ubicación del sismo, lo que implica en un posible daño de un componente

que se sitúa a una distancia particular del centro del sismo. La ubicación e intensidad del sismo se denota ψ , mientras que el daño, dado un ψ , se denota $\delta(\psi)$.

Dado esto, un escenario en particular, definido por $\xi(\psi, \delta(\psi))$, el cual entrega una capacidad máxima disponible de cada unidad generadora $\bar{P}_g(\xi)$ y el set de líneas disponibles $E(\xi)$.

3.3.1. Distribución espacial y distribución de intensidad del sismo

El modelo del terremoto utilizado en este trabajo es una simplificación del evento sísmico. Este modelo entrega una distribución espacial de probabilidad y una distribución de la intensidad del sismo. Dichas distribuciones tienen la característica de ser continuas con lo que se puede muestrear gran cantidad de puntos o localizaciones del sistema eléctrico respecto a un punto en el cual se produce el terremoto.

Para localización del sismo se tienen un conjunto de puntos entre los cuales se elige de manera aleatoria donde ocurre el terremoto. Una vez escogido un punto en donde se ubica el epicentro del terremoto, también se define una intensidad del sismo, con lo que se calcula la aceleración de la tierra, y con esto, se obtiene la probabilidad de falla de cada componente que conforma el sistema eléctrico. La aceleración de la tierra se calcula con la ecuación PGA (“Peak Ground Acceleration”), la cual entrega la aceleración del suelo en cada punto donde se ubican los elementos de la red, obteniendo la probabilidad de falla en cada punto para cada elemento.

3.3.2. Curva de fragilidad y fallas

En el caso de fallas en los elementos, se diferencia entre dos tipos de componentes. Para el caso de las líneas, la falla del elemento solo se ve enfocada en un modelo de confiabilidad, donde se tiene una probabilidad de falla del elemento y sus estados posibles son en servicio y fuera de servicio. En el caso de las subestaciones y generadores, la capacidad máxima de dichos componentes es determinada por el estado de daño que puede presentar. Los estados son daño menor (95% de capacidad máxima), moderado (60% de capacidad máxima), extensivo (30% de capacidad máxima) y completo (0% de capacidad máxima). Estos porcentajes de capacidad máxima son la capacidad disponible del componente luego de que el terremoto actúa.

Las curvas de fragilidad son una función de distribución tipo lognormal, que describe la probabilidad de incurrir en un daño en un componente, cuyos valores estimados son producto de datos reales obtenidos de eventos ocurridos anteriormente. En este modelo existen dos tipos de curvas de fragilidad, una de ellas, denotada por $z_j = 0, j \in O$ donde la fragilidad del componente es estándar (cumple con la normativa vigente), o bien, $z_j = 1, j \in O$ donde la componente está reforzada contra sismos. Las curvas de fragilidad se observan en la Figura 5.

Por último, presentamos la ecuación que define la aceleración del suelo en cada punto dado una intensidad y epicentro de un terremoto. La ecuación PGA se observa en la ecuación (38). Donde M es la magnitud del sismo en escala Gutenberg-Richter, que depende de la ubicación en el mapa (x, y) . Además, el hipocentro (ex, ey, h) y $r = \sqrt{(ex - x)^2 + (ey - y)^2}$.

$$PGA(r, h, M) = \frac{e^{-2.73 \cdot \log(r+1.58 \exp(0.608M))} e^{(6.36+1.76M+0.00916h)}}{980.665} \quad (38)$$

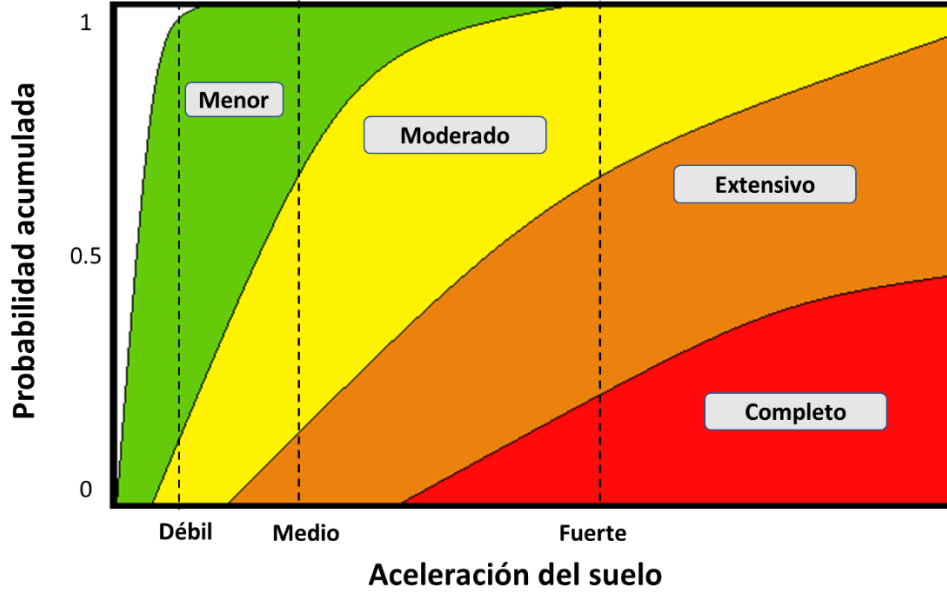


Figura 5 Curvas de fragilidad.

3.4. Almacenamiento

El modelamiento del sistema de almacenamiento que se propone como candidato a decisión de inversión en el sistema eléctrico, con el fin de mejorar la resiliencia del sistema frente a terremotos. Las ecuaciones (39) y (40) presentan la potencia de bombeo $P_{b,t}$ y potencia generada $P_{g,t}$. En la ecuación (41) se muestra el inventario del estado de carga del sistema de almacenamiento.

$$P_b^{min} \leq P_{b,t} \leq P_b^{max} \quad (39)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \quad (40)$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta_b \cdot P_{b,t} - \frac{1}{\eta_g} P_{g,t} \quad (41)$$

$$E^{min} \leq E_t \leq E^{max} \quad (42)$$

Es importante notar que el modelo que simula la operación del sistema de almacenamiento a gran escala tiene como parámetro de entrada la energía inicial que posee el sistema. Para esto, se realizan sensibilidades frente a este parámetro de entrada, asumiendo que el almacenamiento en el momento del sismo está a capacidad máxima (100%), que se encuentra a media capacidad (50%) o bien, se encuentra sin energía almacenada (0%).

3.5. Metodología del trabajo

Mediante este modelo se busca obtener la mejor decisión de inversión del sistema, para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a terremotos, dado una restricción presupuestaria. En otras palabras, dada una cantidad de inversiones permitidas al sistema, el modelo determina el portafolio de inversión óptimo que mejora la resiliencia del sistema.

En particular, se utilizan dos modalidades del programa. Se realizará la comparación entre la enumeración completa (“*Full enumeration*”) y el ISC. El primero genera un ranking de todas las soluciones posibles entregadas al modelo, mientras el ISC entrega mediante un procedimiento heurístico de búsqueda las mejores soluciones del espacio factible, las cuales posteriormente son comparadas entre sí. El diagrama general de la metodología se observa en la Figura 6.

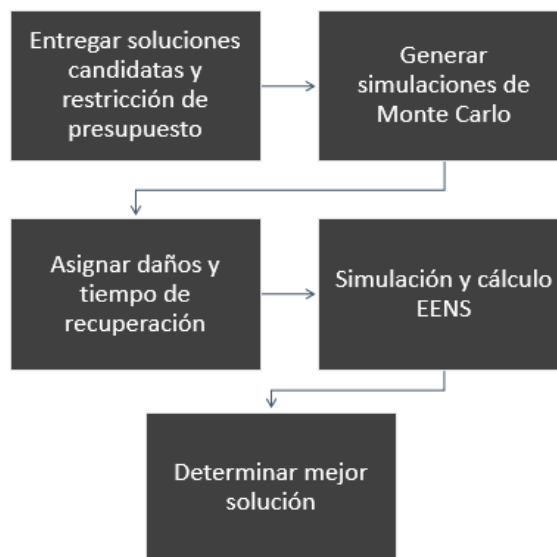


Figura 6 Diagrama general metodológico.

De manera más detallada, el procedimiento para evaluar el desempeño de una solución es el siguiente. Una evaluación se compone por el desempeño promedio del sistema incluyendo la solución, luego de simular seis terremotos magnitud 8,8 en la costa de Chile, mostrados en la Figura 7, ubicándose desde Iquique hasta la costa de Puerto Montt. Para cada uno de esos terremotos, se generan PGA en toda la región espacial, con lo que se obtienen las intensidades de aceleración del suelo en cada punto. Con el indicador anterior, se generan simulaciones de Monte Carlo que determinan los estados de las líneas de transmisión, las subestaciones, los generadores y eventualmente, el almacenamiento instalado. Con esto y para instalación y tecnología diferente, se obtienen los tiempos de restauración de cada elemento como una variable aleatoria. Las tasas de falla de cada tipo de tecnología de generación utilizada se obtiene del informe final de continuidad de suministro del CDEC SIC del año 2015 [30]. Luego de obtener los

escenarios, se simula el sistema con los datos ya determinados aleatoriamente, obteniendo como resultado final la métrica de resiliencia (EENS).

Es importante notar que para efectos de este trabajo, se analiza el portafolio óptimo de soluciones candidatas para un presupuesto de 1 inversión, 3 inversiones y finalmente, 5 inversiones. Para restricción de presupuesto igual a 1, se utiliza la enumeración completa para obtener la métrica de resiliencia. Para un presupuesto mayor a uno (presupuesto 3 y 5) se utiliza la herurística previamente descrita, correspondiente al algoritmo “*Industrial Strength COMPASS*” o ISC, dado que la complejidad del problema de optimización implica un crecimiento exponencial en el tiempo de cálculo de soluciones al aumentar el presupuesto permitido y el número de soluciones.



Figura 7 Terremotos que originan los escenarios de Monte Carlo en el modelo de optimización.

Capítulo 4: Caso de estudio

4.1. Modelo Sistema Eléctrico Nacional

La red que se utiliza en el modelo es un equivalente del Sistema Eléctrico Nacional, que consta de 42 barras, las cuales agrupan consistentemente la demanda y la generación del SEN en su totalidad. El equivalente del sistema que representa las 42 barras y las líneas de transmisión se observan en la Figura 8. El código de colores de las líneas de transmisión dicta que el color azul corresponde a línea de transmisión en 500kV, el color verde a líneas en 220 kV y la línea amarilla está energizada en 154 kV.

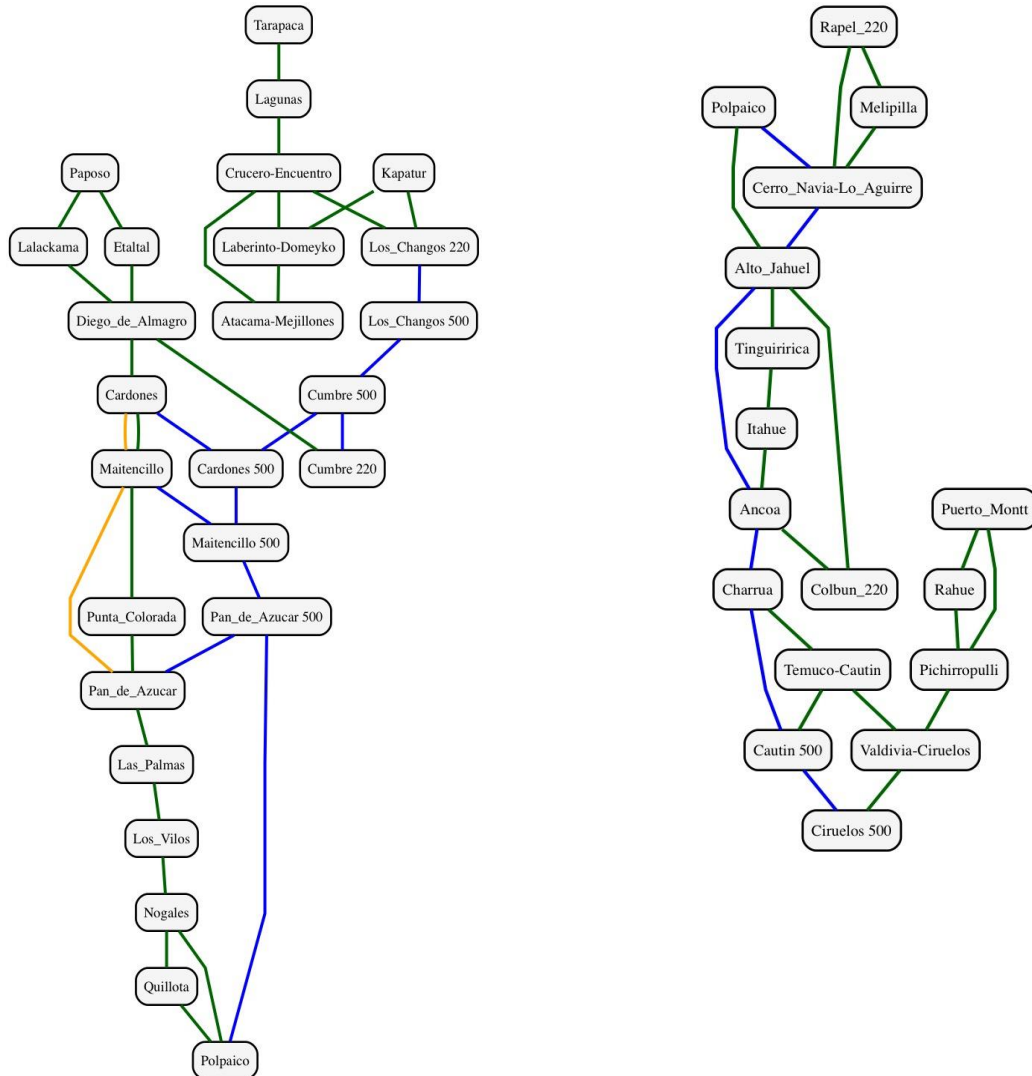


Figura 8 Diagrama equivalente del SEN de 42 barras. Nótese que el diagrama se presenta en dos partes, donde la barra Polpaico representa el punto común. Las líneas de transmisión en color azul representan líneas de 500 kV, las líneas verdes representan líneas de 220 kV y el color amarillo indica línea de 154 kV.

4.1.1. Capacidad instalada y demanda

Para efectos de este modelo, se utiliza la demanda horaria media del sistema en 2017, junto a la capacidad instalada del sistema para efectos del mismo año. La demanda horaria

utilizada corresponde a cinco días luego del evento sísmico que sufre el sistema. El primer periodo de simulación coincide con las 12:00 PM. El anterior supuesto se asume dado que en dicha hora es el pico de generación solar en el SEN y es el peor caso que puede enfrentar el sistema, dado que dicha generación solar comienza a atenuar su inyección a medida que avanza el tiempo, coincidiendo con el aumento de la demanda, llegando al máximo de la demanda diaria cuando no existe inyección de energía solar PV. La capacidad instalada se observa en la Tabla 5, mientras que en la Figura 9 se muestra el gráfico de la matriz energética del sistema. La demanda del sistema para cada hora se muestra en la Figura 10.

Tabla 5 Capacidad instalada de generación en el sistema eléctrico nacional.

Capacidad instalada	[MW]
GNL	4697
Carbón	4848
Biomasa	463
Diesel	7096
Solar + Eólico	4330
Hidráulica	744

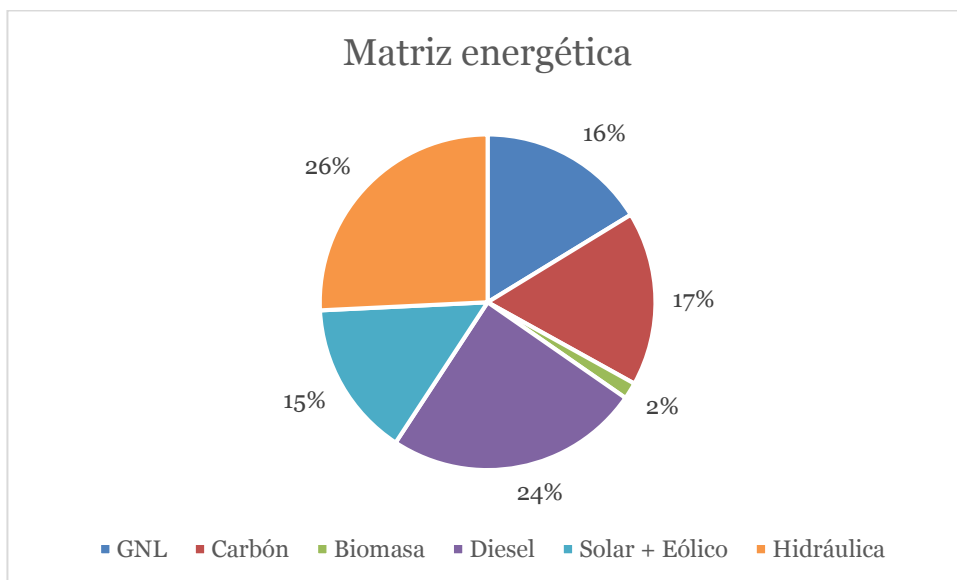


Figura 9 Matriz energética del sistema eléctrico.

La demanda máxima y mínima del sistema se observa en la Tabla 6.

Tabla 6 Demanda máxima y mínima total del sistema.

Demanda total	[MWh]
Demanda máxima horaria	11.299
Demanda mínima horaria	8-630

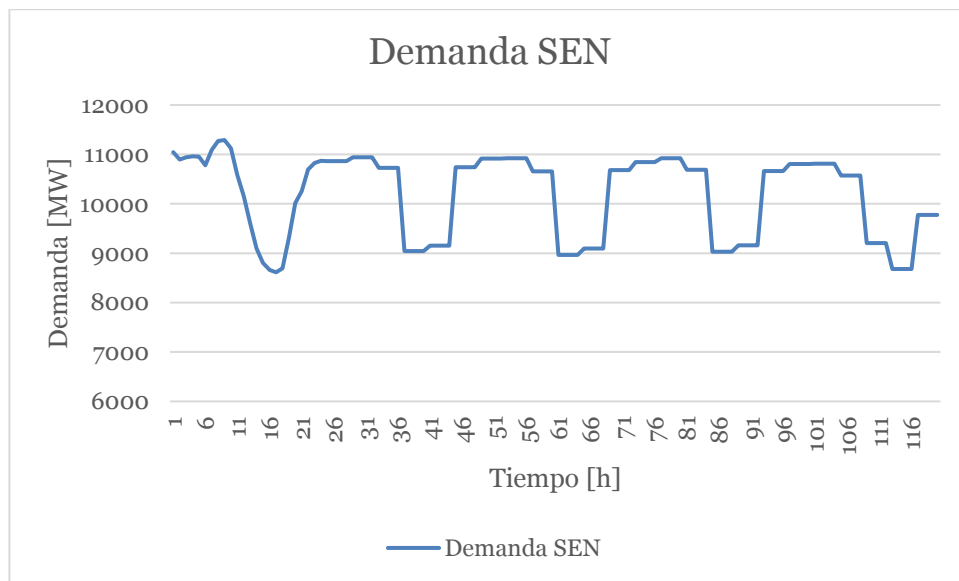


Figura 10 Demanda del sistema eléctrico nacional de cinco días.

4.2. Soluciones candidatas

En este estudio se consideran tres tipos de solución diferentes. Estos tipos son líneas de transmisión, robustecimiento de subestaciones y almacenamiento de energía. Las líneas de transmisión candidatas están mayoritariamente decretadas en el Informe técnico final plan de expansión de transmisión año 2017ⁱⁱ [31]. Las Subestaciones candidatas para reforzamiento estructural se escogen dado que son nodos del sistema intensivos en demanda en el sistema eléctrico nacional, siendo en algunos casos también intensivos en inyección de generación al sistema. Los candidatos del tipo almacenamiento de energía se postulan en instalaciones cercanas al Norte Grande en Chile, dado el potencial de tecnología PHS en la zona, tal como se muestra en [32]. A continuación, se presentan en detalle las soluciones candidatas.

4.2.1. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión candidatas a mejorar la resiliencia del sistema son cinco, donde una de ellas corresponde a la línea de transmisión HVDC que conecta la subestación Crucero-Encuentro con la subestación Lo Aguirre. En la Figura 11 se observa el esquemático de las líneas de transmisión candidatas, mientras que en la Tabla 7 se especifican los nodos de las líneas y sus respectivas capacidades.

ⁱⁱ Informe elaborado por la CNE en donde se presentan las obras nuevas y ampliaciones futuras del sistema de transmisión.

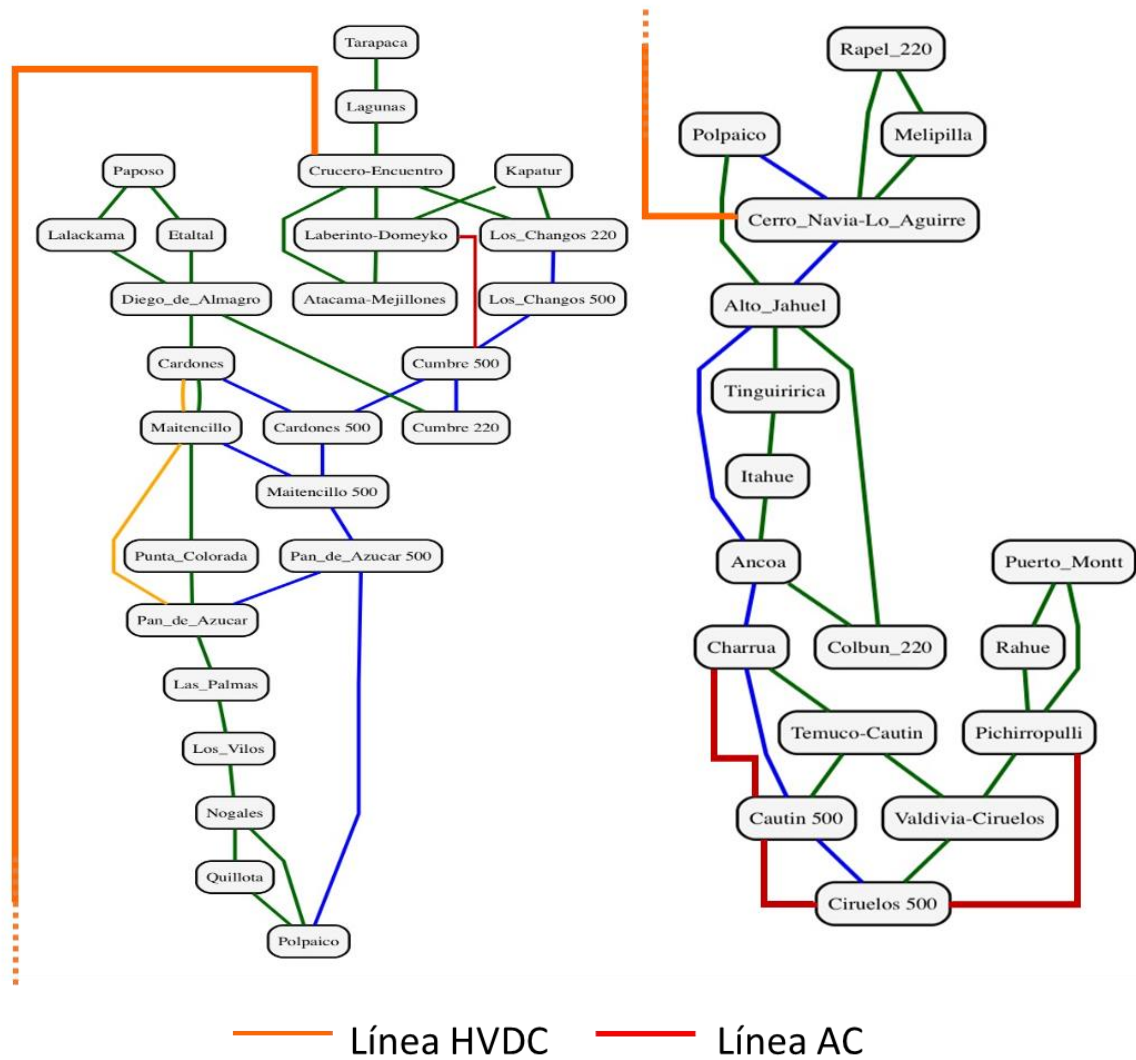


Figura 11 Líneas candidatas en colores rojo y naranja para realizar mejoras a la resiliencia del sistema eléctrico nacional chileno.

Tabla 7 Líneas de transmisión candidatas.

Línea transmisión	Capacidad [MW]
Crucero-Encuentro - Lo Aguirre	3000
Laberinto Domeyko - Cumbre 500	1320
Ciruelos 500 - Pichirropulli	750
Cautín 500 - Charrúa	750
Ciruelos 500 - Cautín 500	750

4.2.2. Reforzamiento de subestaciones

Las subestaciones candidatas son cuatro y corresponden a nodos del sistema intensivos en demanda, donde otros como la subestación Crucero Encuentro es relevante por el nivel de generación que inyecta al sistema. El robustecimiento de una subestación implica un reforzamiento estructural, el cual consiste en cambiar la curva de fragilidad de la subestación, lo que se traduce en que, para una misma intensidad de un terremoto en un punto, exista menor probabilidad de efectuar daños en la instalación reforzada (ver ejemplo en Figura 13). El diagrama que muestra las subestaciones candidatas a reforzamiento se muestra en la Figura 12. Es importante tener en cuenta que el robustecimiento implica que todas las subestaciones no son sísmicas y pasan a ser sísmicas.

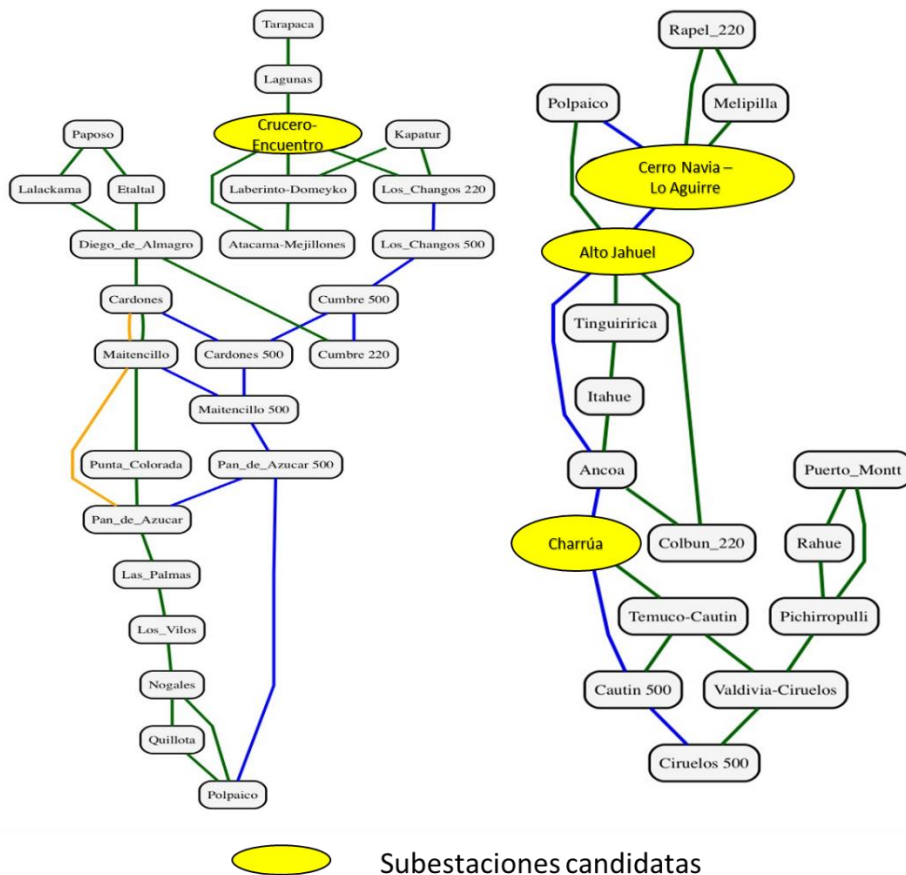


Figura 12 Diagrama de subestaciones candidatas a reforzamiento estructural.

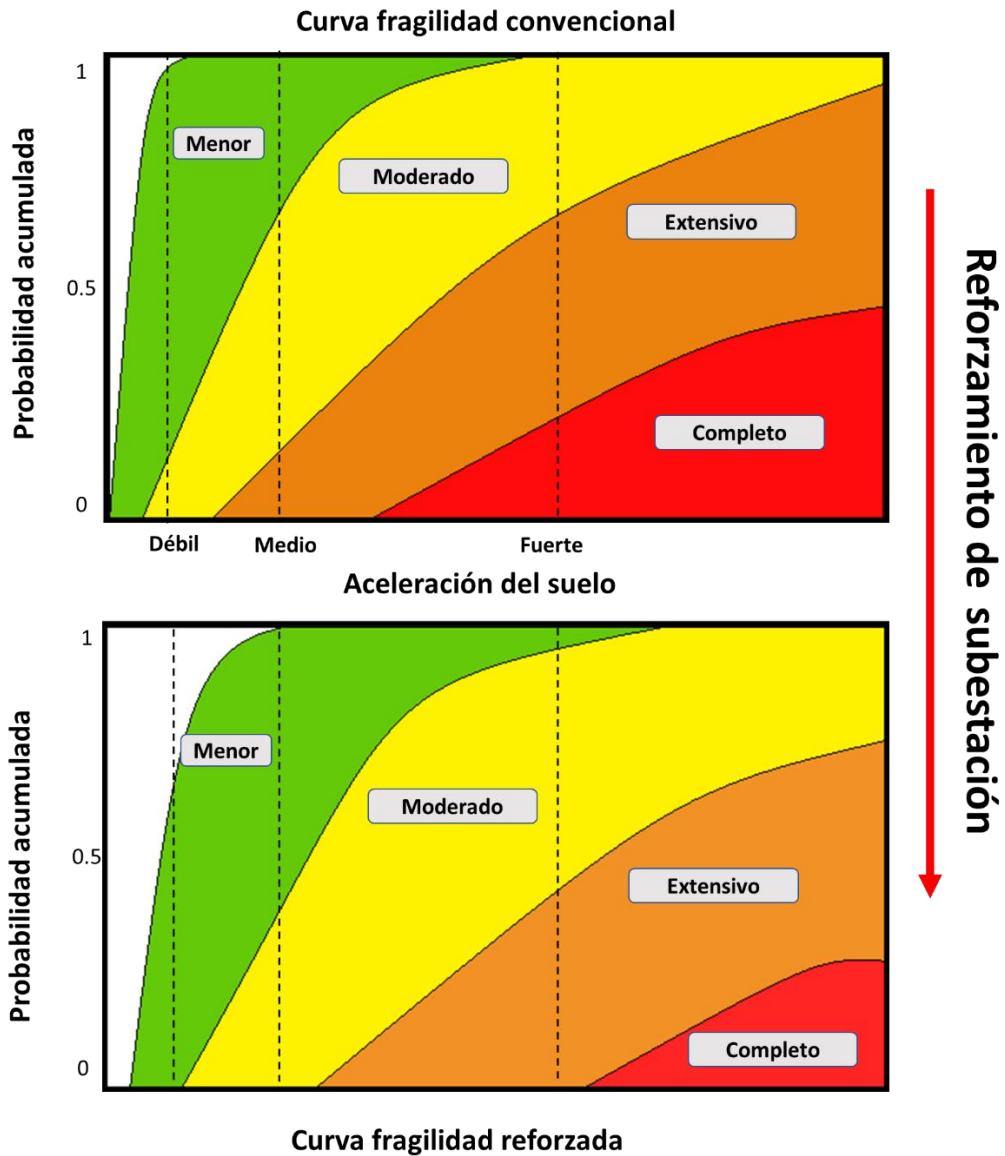


Figura 13 Ejemplo gráfico de reforzamiento de subestación (Cambio en curvas de fragilidad).

4.2.3. Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía a gran escala propuesto en este estudio tiene como características una potencia máxima de carga y descarga de 200 MW. Como es almacenamiento a gran escala, se modela de tal forma que sea capaz de entregar potencia a plena carga durante cinco días, en caso de estar a máxima capacidad de almacenamiento. Los parámetros del sistema de almacenamiento se muestran en la Tabla 8. Por otra parte, la ubicación georreferenciada de la instalación se modela de manera coincidente con la ubicación de la subestación sobre la cual se instala el almacenamiento. En relación a la probabilidad de falla del sistema de almacenamiento, se utiliza las tasas de falla equivalentes a la de una central de generación hidráulica, cuyos parámetros fueron

obtenidos del informe final de estudio de continuidad del CDEC SIC del año 2015ⁱⁱⁱ [30]. En la Figura 14 se observa la conexión al sistema reducido del almacenamiento.

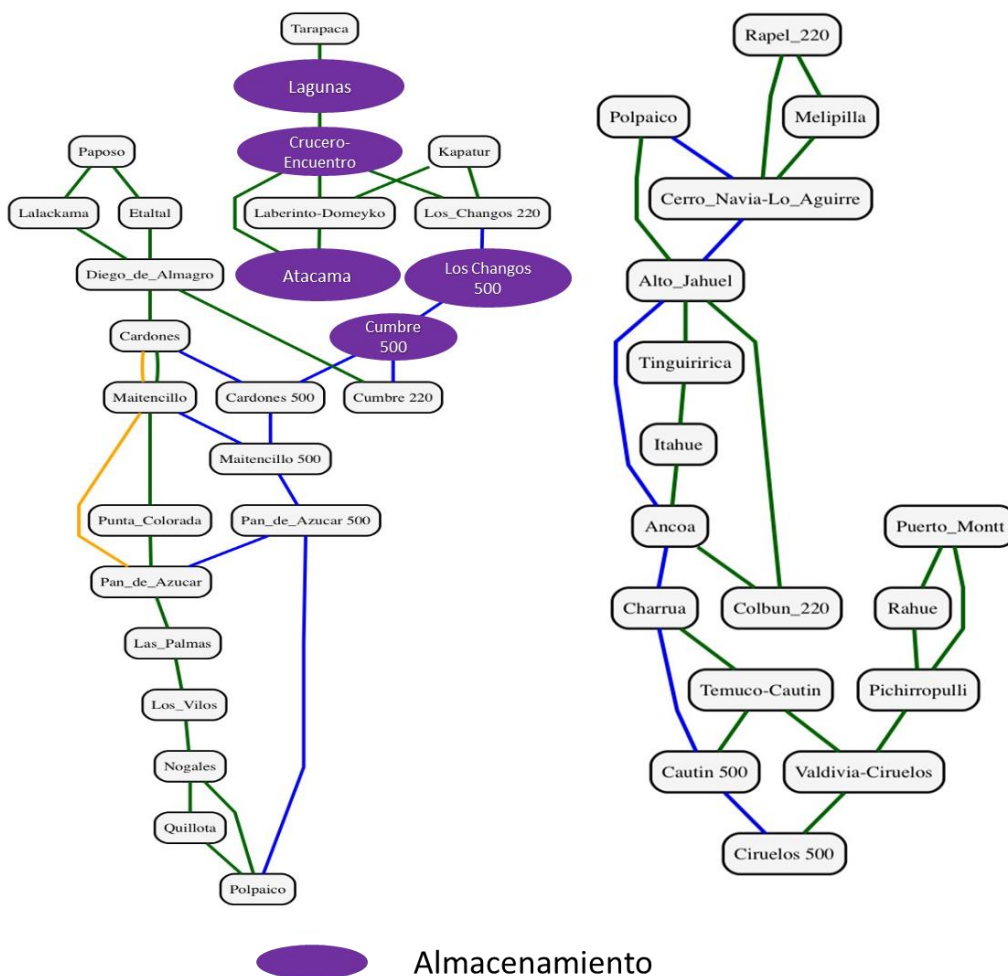


Figura 14 Diagrama de almacenamiento de energía como solución candidata.

Tabla 8 Parámetros de almacenamiento de energía.

Potencia de descarga máxima	200 [MW]
Potencia de carga máxima	200 [MW]
Energía máxima de almacenamiento	28.000 [MWh]
Eficiencia	81.00%

Capítulo 5: Resultados y análisis

A continuación, se presentan los resultados y análisis del estudio realizado para cuantificar el beneficio del almacenamiento de energía. Se muestran los resultados para un presupuesto igual a 1, 3 y 5.

ⁱⁱⁱ Estudio realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, el cual tiene como objetivo analizar los índices de continuidad de suministro de los clientes del sistema.

5.1. Presupuesto igual a 1.

Los resultados de enumeración completa, que implica la evaluación de todas las alternativas posibles para un presupuesto igual a 1, se muestran a continuación. Se presenta para el caso de capacidad inicial de 100% en la Tabla 9, mientras que para una carga inicial de 50% y 0% se muestran en la

Tabla 10 y la Tabla 11, respectivamente.

Tabla 9 Resultados enumeración completa para presupuesto igual a 1, con carga inicial del almacenamiento de 100%.

Ranking	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	38.39
2	Robustecer S/E Cerro Navia- Lo Aguirre	43.21
3	Robustecer S/E Alto Jahuel	43.67
4	Robustecer S/E Charrúa	44.05
5	Almacenamiento Lagunas	44.68
6	Almacenamiento Cumbre 500	44.82
7	Robustecer S/E Crucero-Encuentro	44.97
8	Almacenamiento Atacama	45.08
9	Almacenamiento Los changos 500	45.09
10	Almacenamiento Crucero-Encuentro	45.11
11	Línea Laberinto-Domeyko - Cumbres 500	45.48
12	Línea Ciruelos 500 - Cautín 500	45.84
13	Línea Cautín 500-Charrúa	45.87
14	Línea ciruelos Pichirropulli	46.06
15	Caso Base	46.12

Tabla 10 Resultados enumeración completa con presupuesto igual a 1, con carga inicial de almacenamiento igual a 50%.

Ranking	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	38.39
2	Robustecer S/E Cerro Navia- Lo Aguirre	43.21
3	Robustecer S/E Alto Jahuel	43.67
4	Robustecer S/E Charrúa	44.05
5	Almacenamiento Lagunas	44.87
6	Almacenamiento Cumbre 500	44.90
7	Robustecer S/E Crucero-Encuentro	44.97
8	Almacenamiento Los changos 500	45.26
9	Almacenamiento Atacama	45.44
10	Línea Laberinto-Domeyko - Cumbres 500	45.48

11	Almacenamiento Crucero-Encuentro	45.58
12	Línea Ciruelos 500 - Cautín 500	45.84
13	Línea Cautín 500-Charrúa	45.87
14	Línea ciruelos Pichirropulli	46.06
15	Caso Base	46.12

Tabla 11 Resultados enumeración completa para presupuesto igual a 1, para carga inicial de almacenamiento de 0%.

Ranking	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	38.39
2	Robustecer S/E Cerro Navia- Lo Aguirre	43.21
3	Robustecer S/E Alto Jahuel	43.67
4	Robustecer S/E Charrúa	44.05
5	Almacenamiento Cumbre 500	44.94
6	Robustecer S/E Crucero-Encuentro	44.97
7	Almacenamiento Lagunas	45.25
8	Línea Laberinto-Domeyko - Cumbres 500	45.48
9	Almacenamiento Los changos 500	45.49
10	Almacenamiento Crucero-Encuentro	45.71
11	Almacenamiento Atacama	45.73
12	Línea Ciruelos 500 - Cautín 500	45.84
13	Línea Cautín 500-Charrúa	45.87
14	Línea ciruelos Pichirropulli	46.06
15	Caso Base	46.12

De los resultados presentados se puede observar claramente que la mejor solución individual para mejorar la resiliencia del sistema frente a terremotos es la línea HVDC. En primer lugar, se presenta los resultados de un contraste entre la línea que conecta la subestación Crucero-Encuentro con el nodo Cerro Navia-Lo Aguirre, en tecnologías AC y DC, es decir, que el flujo por dicha línea de transmisión se relacione con la diferencia angular entre las barras (AC) o no cumpla con dicha restricción (DC). Los resultados del contraste se presentan en la Tabla 12. A partir de dichos resultados se puede apreciar que el beneficio en cuanto a resiliencia de la línea en estudio no se le atribuye en completitud a la tecnología de la instalación, si no que a la conexión entre nodos relevantes y distantes dentro del sistema eléctrico. Si bien el HVDC tiene menor energía no suministrada esperada que la tecnología AC, en órdenes de magnitud son similares en contraste con el caso base.

Tabla 12 Contraste entre tecnologías AC y DC para línea entre S/E Crucero-Encuentro y S/E Cerro Navia- Lo Aguirre.

Ranking	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	38.39
2	Línea AC	38.53

Con el objetivo de analizar el aporte y beneficio que tiene cada uno de los tipos de solución estudiados en el modelo, se presentan las curvas de resiliencia del sistema para la mejor solución del sistema (HVDC) y el almacenamiento, contrastándola con el caso base. La curva de resiliencia se grafica mediante un indicador que se muestra en (44). La curva para el caso base, la línea HVDC y el mejor almacenamiento a carga máxima, se muestra en la Figura 15, donde el mejor almacenamiento a plena carga está ubicado en la subestación Lagunas. Por otra parte, la comparación de la mejor solución individual frente al almacenamiento con mejor respuesta con carga inicial a media carga se muestra en la Figura 16, la cual corresponde al almacenamiento en subestación Lagunas. Finalmente, el contraste con la mejor solución de almacenamiento con carga inicial nula se aprecia en la Figura 17, que también corresponde al almacenamiento en la subestación Cumbre 500.

$$\frac{(Demanda_t - ENS_t)}{Demanda_t} \quad (43)$$

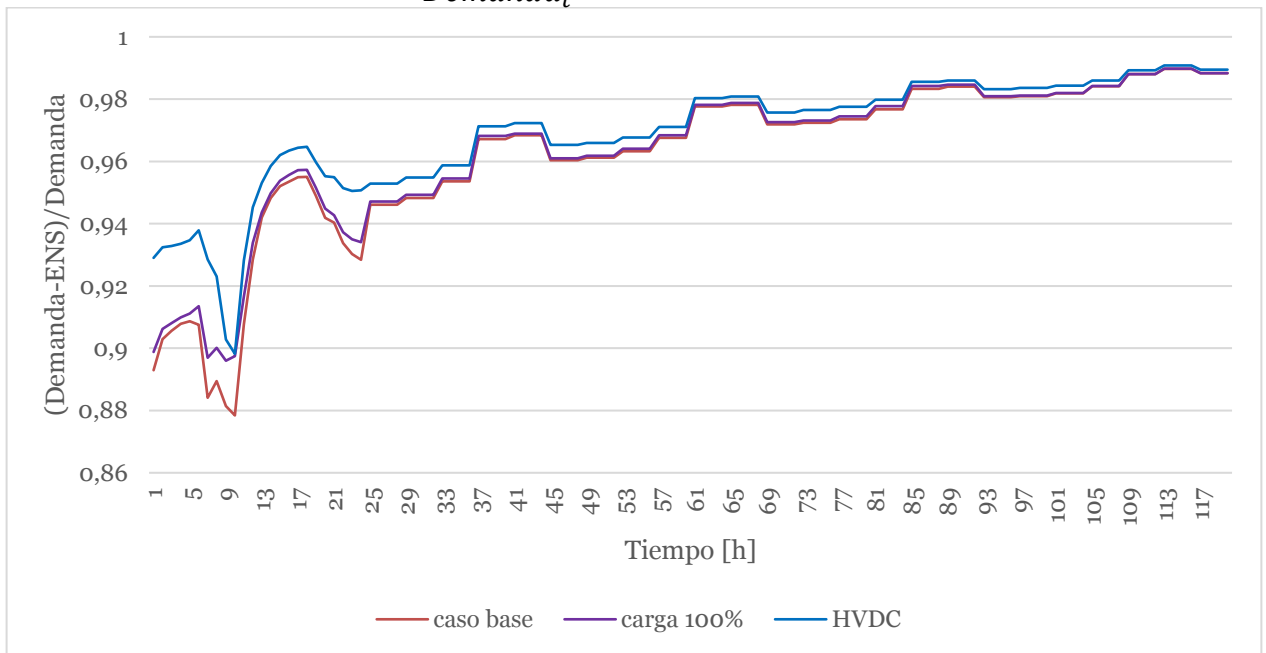


Figura 15 Curvas de resiliencia promedio de todas las simulaciones para línea HVDC, almacenamiento en Lagunas y el caso base.

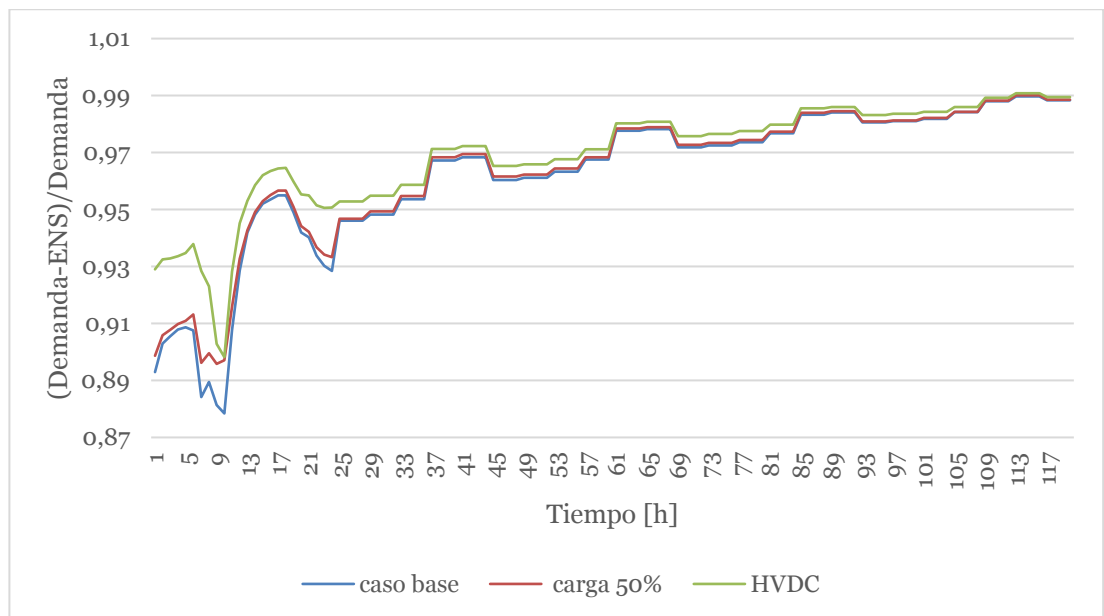


Figura 16 Curva de resiliencia promedio de todas las simulaciones para la mejor solución y la mejor solución de almacenamiento con carga inicial de 50%.

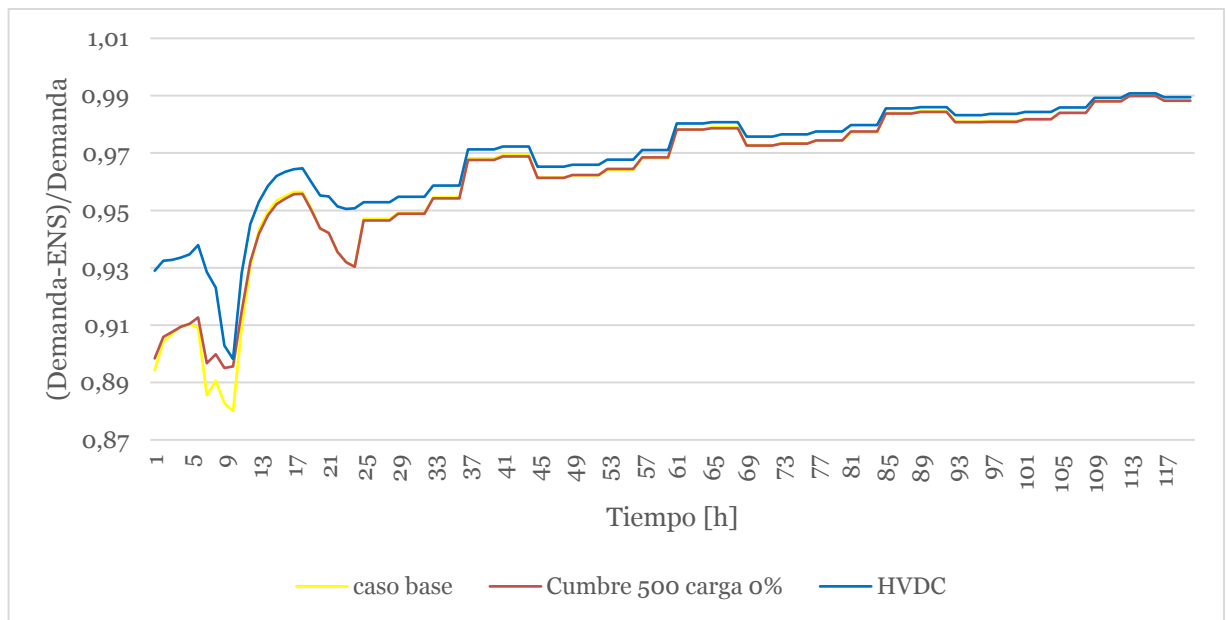


Figura 17 Contraste entre la curva resiliencia promedio de todas las simulaciones entre la mejor solución y la mejor solución de almacenamiento para carga inicial de 0%.

En función de los resultados anteriormente presentados, es claro notar que dentro de las dos mejores soluciones de almacenamiento, se encuentran las ubicadas en las subestaciones Cumbre 500 y Lagunas. Debido a esto, serán analizadas la operación de la instalación y su aporte a la métrica de resiliencia.

5.1.1. Almacenamiento en subestación Lagunas

En la Tabla 13 se observa la energía no suministrada esperada en el sistema al incluir el almacenamiento de energía a gran escala en la subestación Lagunas. A partir de los

datos presentados, se observa que a medida que la energía inicial del sistema es mayor, la energía no suministrada esperada es menor, pero no es significativamente menor en comparación con la diferencia de energía no suministrada entre los estados de carga inicial.

Tabla 13 Energía no suministrada esperada del sistema al invertir en almacenamiento en subestación lagunas .

Carga inicial [%]	100	50	0
EENS[GWh]	44.68	44.87	45.25

En la Figura 18 se muestra la curva de resiliencia del sistema cuando invierte en almacenamiento en la subestación Lagunas para los tres niveles de carga inicial del sistema de almacenamiento. Por otra parte, en la Figura 19 se observa la curva de resiliencia del sistema con almacenamiento en Lagunas para las 48 horas posteriores al evento sísmico.

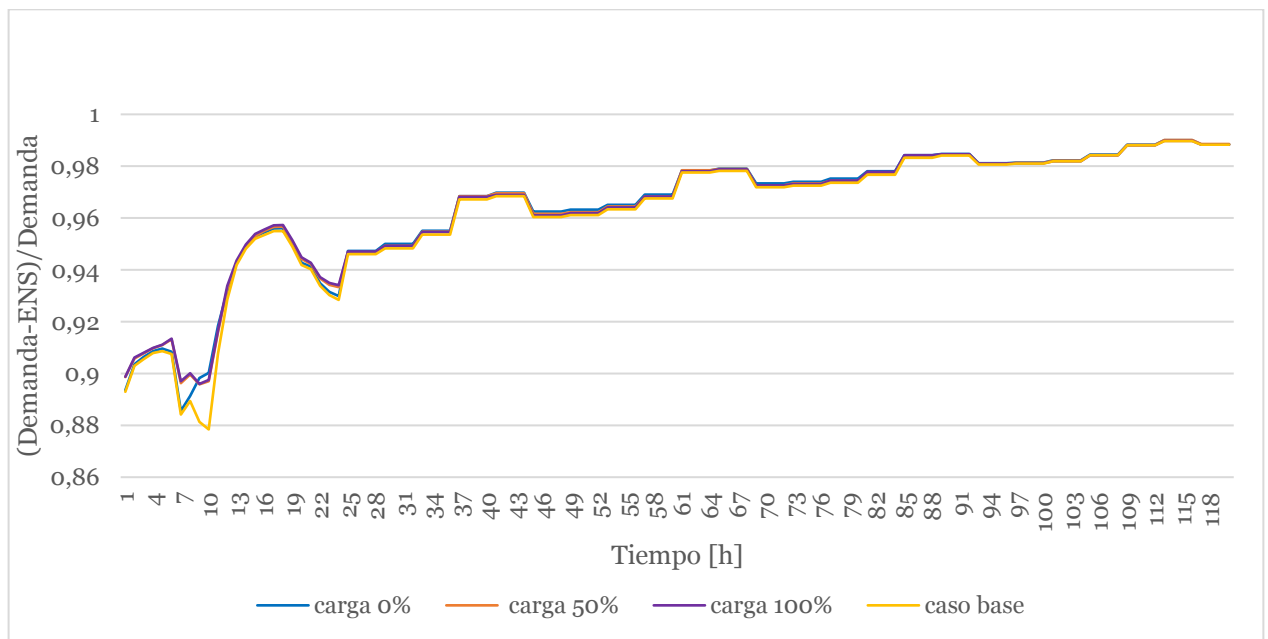


Figura 18 Curvas de resiliencia promedio de todas las simulaciones para almacenamiento Lagunas en función de carga almacenada inicial.

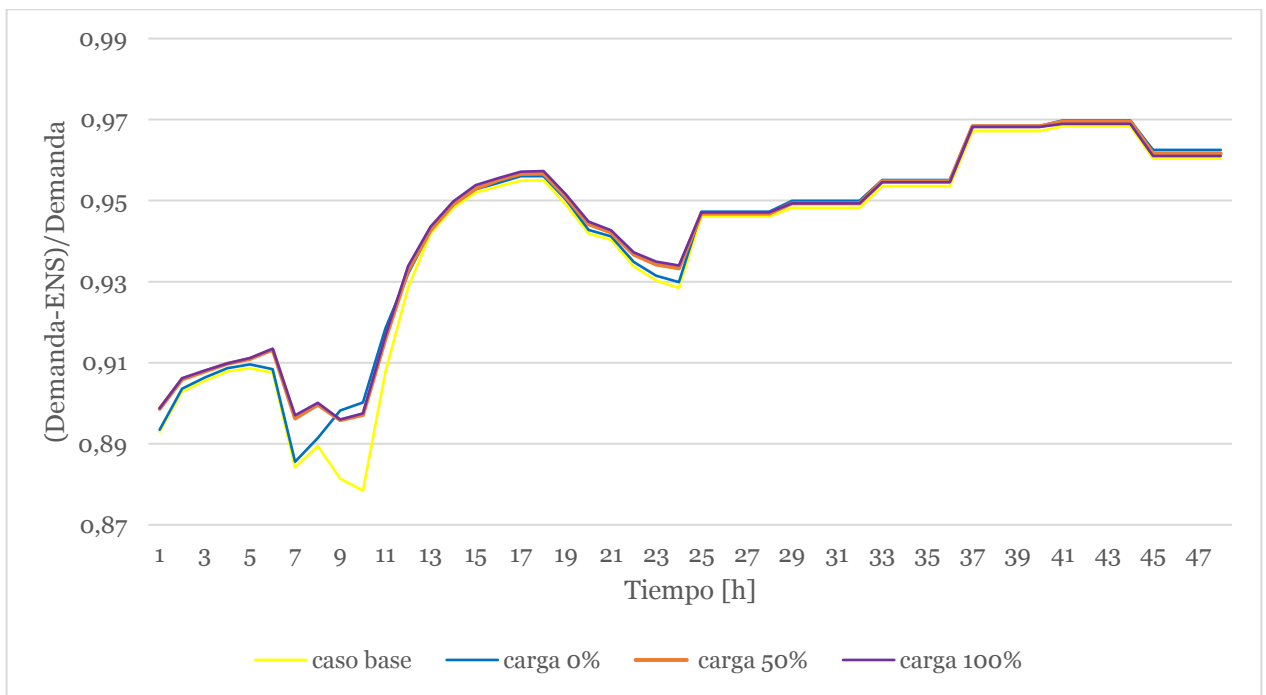


Figura 19 Curvas de resiliencia promedio de todas las simulaciones para almacenamiento en Lagunas para 48 horas post terremoto.

Con el objetivo de analizar el aporte del almacenamiento en subestación lagunas, se muestra la operación del sistema de almacenamiento para una carga inicial de 0%, 50% y 100% en la Figura 20, Figura 21 y Figura 22, respectivamente.

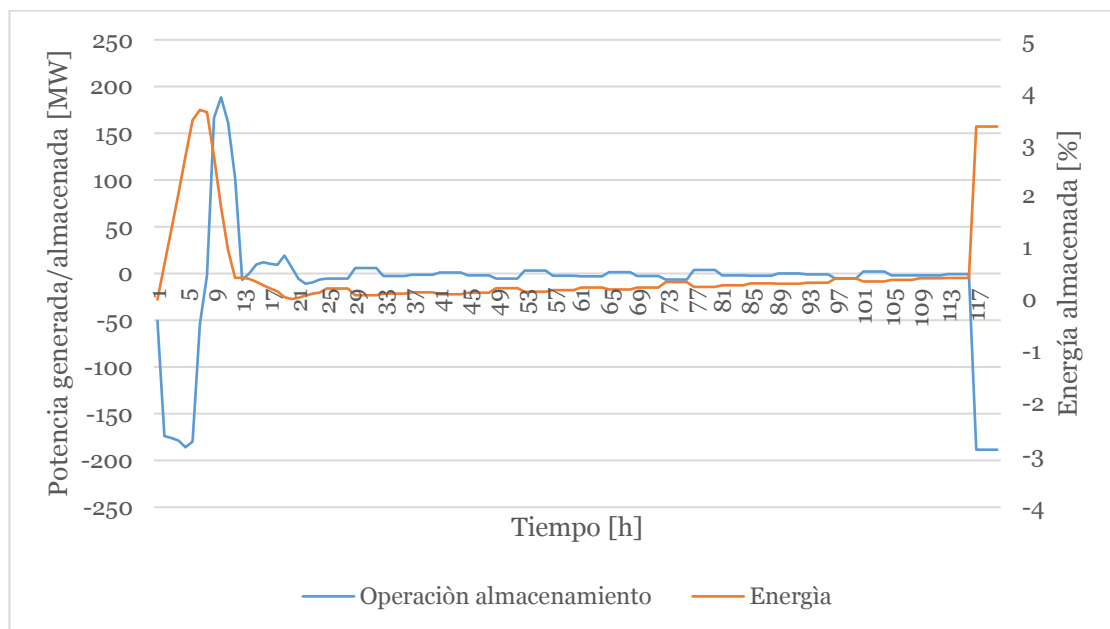


Figura 20 Operación media del almacenamiento en subestación Lagunas con carga inicial de 0%.

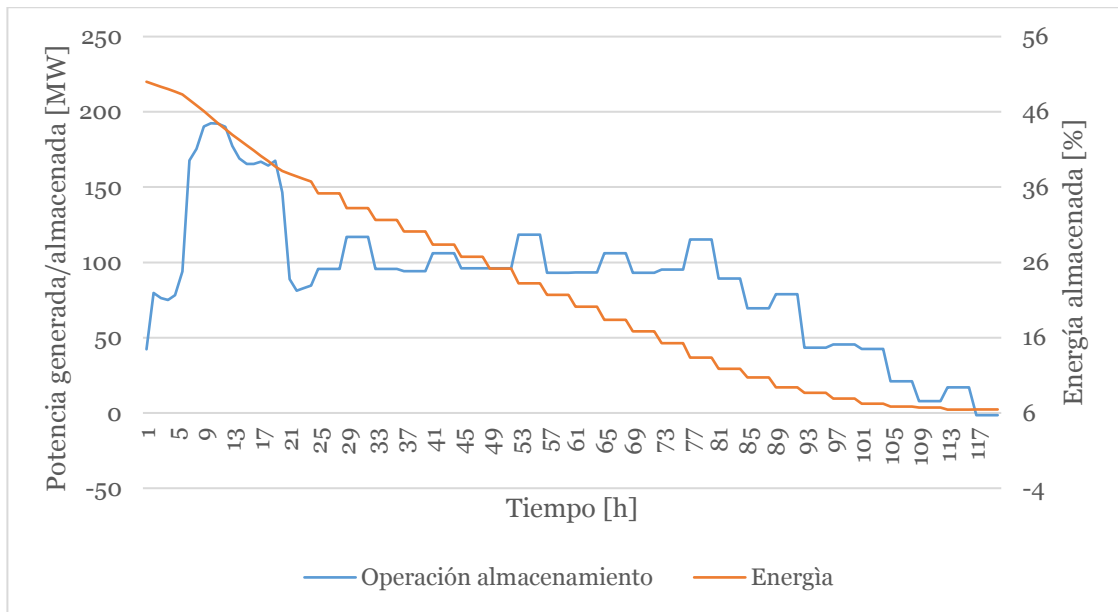


Figura 21 Operación media del almacenamiento en subestación Lagunas con carga inicial de 50%.

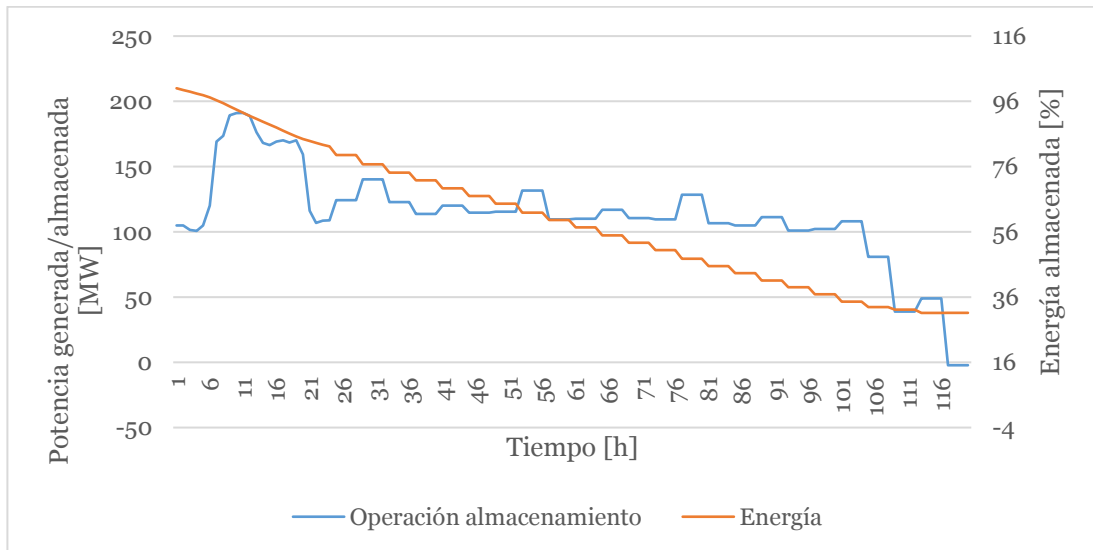


Figura 22 Operación media del sistema de almacenamiento en subestación Lagunas para una carga inicial de 100%.

5.1.2. Almacenamiento en subestación Cumbres 500

En la Tabla 14 se muestra la energía no suministrada esperada del sistema para el caso en que se invierte en almacenamiento de energía en la subestación Cumbre 500. A partir de los datos anteriormente presentados, es posible notar que la EENS es menor a medida que la carga inicial del sistema de almacenamiento es menor. Sin embargo, la diferencia en cuanto a EENS entre los distintos niveles de carga inicial no es significativa, a pesar de que distan de aproximadamente 12 GWh de energía almacenada entre las distintas cargas iniciales.

En la Figura 23 se muestra la curva de resiliencia para cada nivel de carga inicial estudiado en el almacenamiento de la subestación Cumbre 500. Más aún, es posible

apreciar que las curvas para los tres casos tienen un comportamiento similar, y solo se diferencian del caso base en algunos periodos del primer día de simulación post terremoto. Por lo anterior, en la Figura 24 se puede observar dichas curvas de resiliencia para dos días posteriores al origen del evento.

Tabla 14 Energía no suministrada esperada para caso de almacenamiento de energía en Cumbre 500 para distinto nivel de carga inicial.

Carga inicial [%]	100%	50%	0%
EENS[GWh]	44.82	44.90	44.94

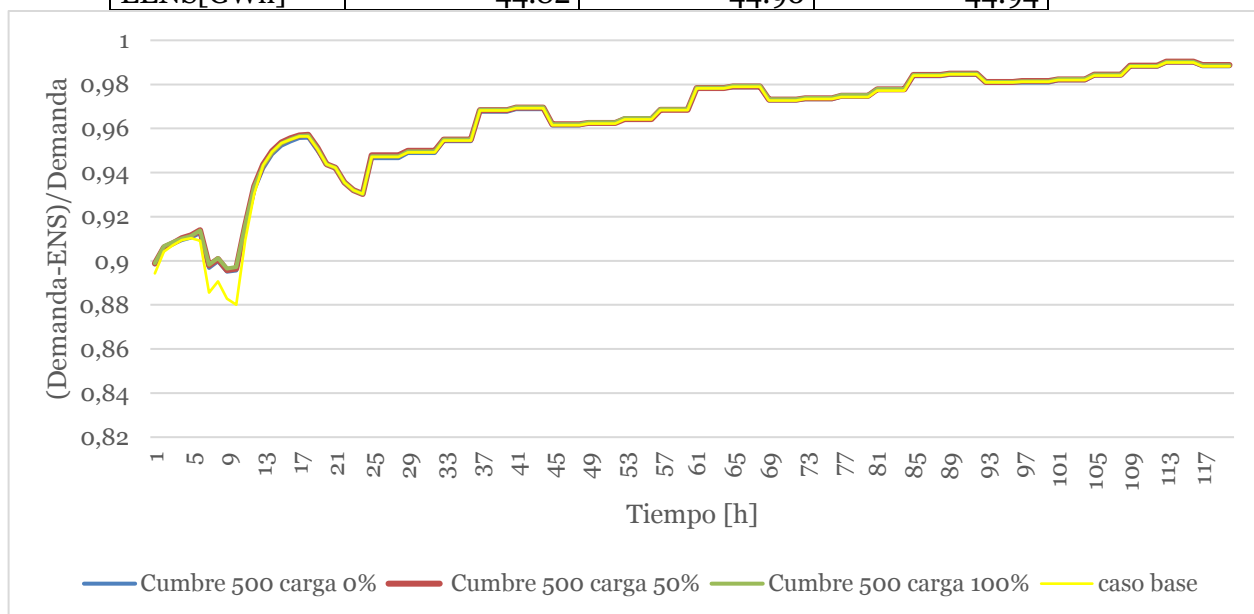


Figura 23 Curvas de resiliencia promedio de todas las simulaciones para almacenamiento en subestación Cumbre 500 en función de la carga inicial.

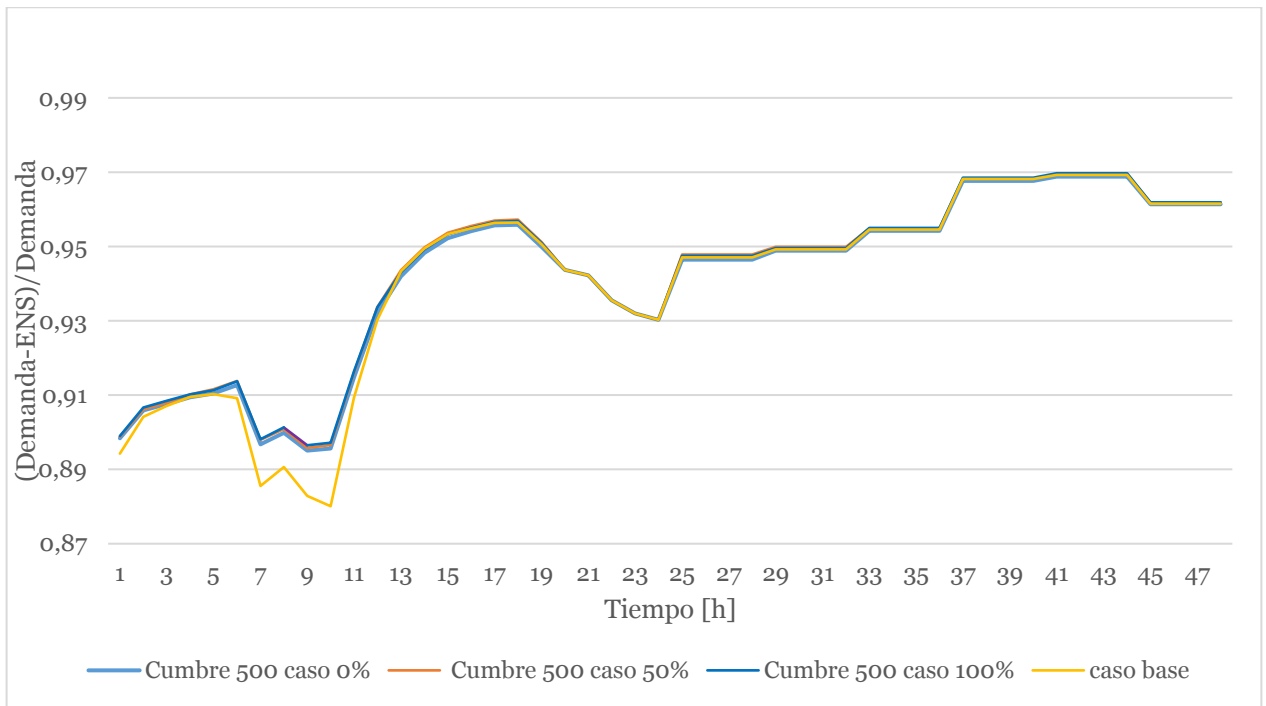


Figura 24 Curva de resiliencia promedio de todas las simulaciones para almacenamiento en Cumbre 500 para 48 periodos posteriores a terremoto.

Por otra parte, en la Figura 25, Figura 26 y Figura 27, se muestra la operación del sistema de almacenamiento en Cumbre 500 con su respectivo nivel de energía almacenado para los tres niveles de carga inicial estudiados.

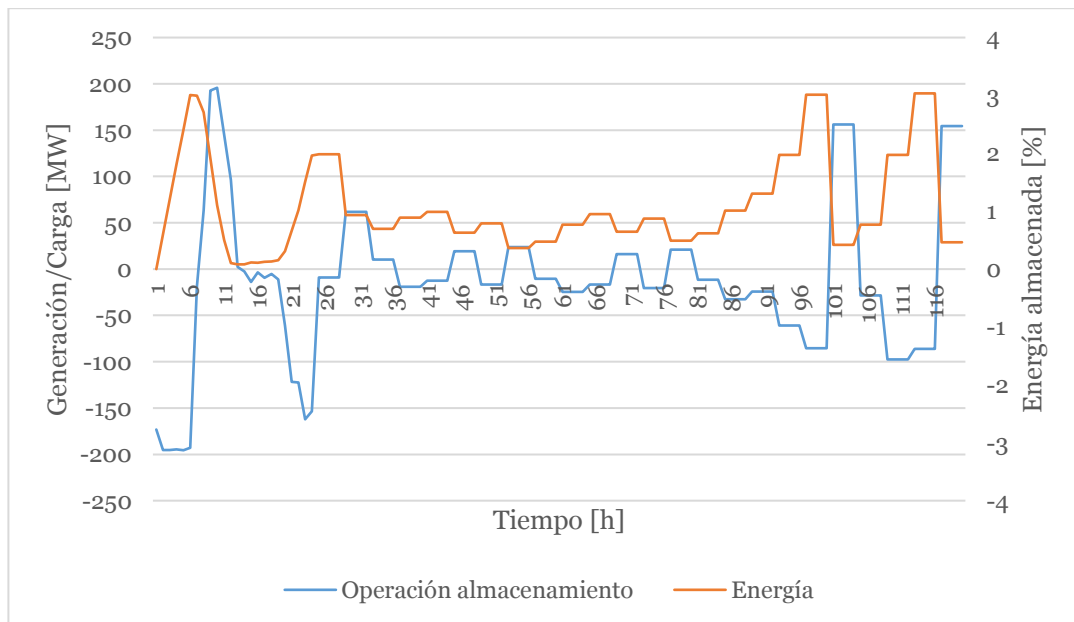


Figura 25 Operación media de almacenamiento en subestación Cumbre 500 con carga inicial 0%.

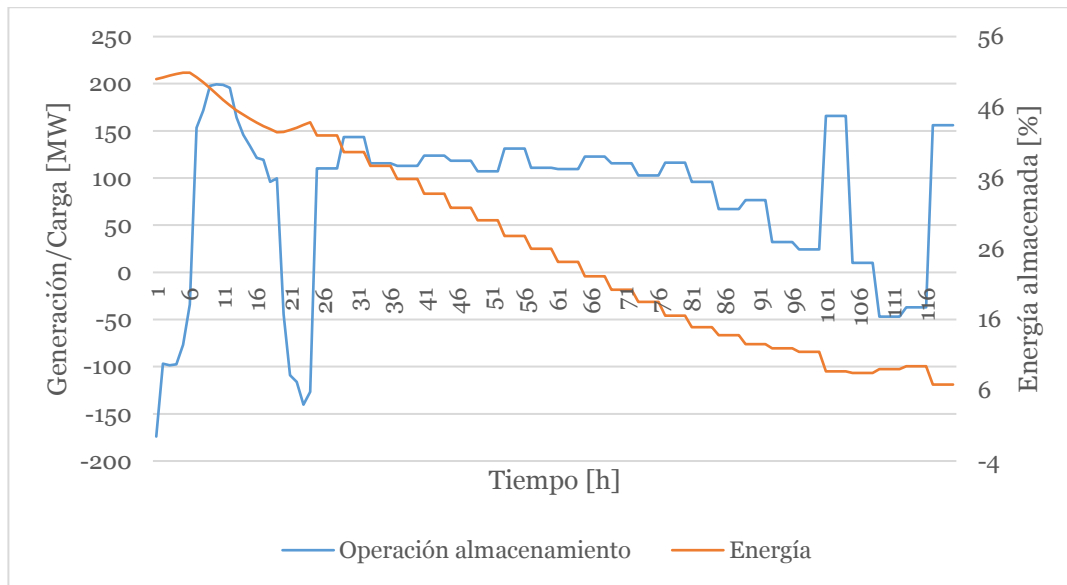


Figura 26 Operación media del almacenamiento en subestación Cumbre 500 con 50% de carga inicial.

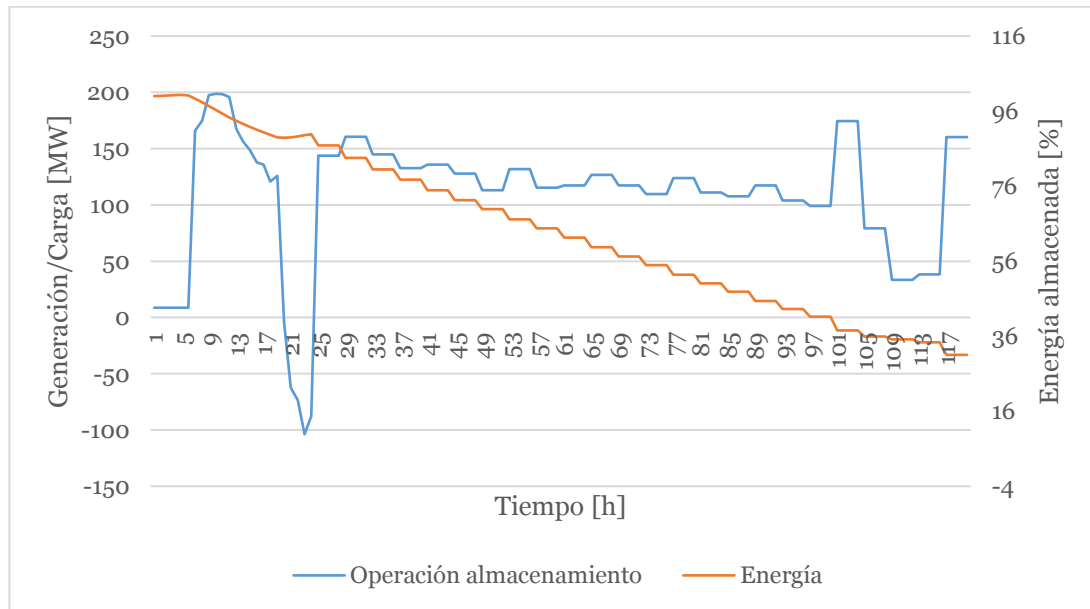


Figura 27 Operación media de almacenamiento en subestación Cumbre 500 para carga inicial 100%.

5.1.3. Análisis de resultados presupuesto igual a 1

En base a los resultados presentados anteriormente en esta sección, se procede a analizar el beneficio del almacenamiento de energía a la resiliencia del sistema. En primer lugar, para analizar el aporte que entregan cada uno de los tipos de soluciones candidatas, se debe entender la energía no suministrada. La ENS en el sistema se conforma de dos componentes, tal como se muestra en (44).

$$ENS = ENS_{online} + ENS_{offline} \quad (44)$$

Donde ENS_{online} corresponde a la energía no suministrada que se encuentra conectada al sistema eléctrico, la cual no es posible abastecer por restricciones del sistema de transmisión, por restricciones de la capacidad de generación del sistema, o bien por ambas restricciones en conjunto. Por otra parte, la $ENS_{offline}$ es la energía no suministrada en el sistema, producto del daño efectuado por el terremoto en subestaciones del sistema, lo que provoca que parte de la demanda conectada al sistema sea desconectada del mismo y no exista posibilidad de suministrar dicha energía.

Analizando los resultados para un presupuesto igual a uno, se observa que, independiente del nivel de carga inicial del almacenamiento, la mejor solución para mejorar la resiliencia del sistema es construir la línea entre las subestaciones Crucero-Encuentro y Cerro Navia-Lo Aguirre con tecnología HVDC. Esto se aprecia claramente entre la curva de resiliencia de la Figura 15, Figura 16 y Figura 17, además de que corresponde a la menor energía no suministrada esperada en la comparación con las demás soluciones. Por otra parte, en la Tabla 12 se puede apreciar que si bien la tecnología HVDC es mejor que la AC por una diferencia aproximada de 0.3 GWh de EENS, el aporte de ambas tecnologías es significativo con respecto al caso base, por lo que el beneficio que la línea entrega a la resiliencia del sistema se basa en que libera las restricciones de transmisión para abastecer la demanda conectada a la red eléctrica posterior al terremoto. Más aún, analizando con mayor profundidad, se puede identificar que independiente de la tecnología de la línea de transmisión entre las subestaciones Crucero-Encuentro y Cerro Navia-Lo Aguirre, lo que el sistema necesita para mejorar la resiliencia del sistema es un enlace entre dichos nodos para transportar energía disponible del parque de generación.

A modo de tendencia general, se observa que luego de la línea en corriente continua, las soluciones con mejor respuesta en cuanto a resiliencia son los robustecimientos de las subestaciones y luego el aporte de almacenamiento. El beneficio de robustecer estructuralmente las subestaciones se debe a que existe una menor probabilidad de sufrir daños en la instalación, con lo que la demanda que se desconecta del sistema es menor. Por otra parte, el daño en las subestaciones influye en el estado de otros componentes del sistema, como la desconexión de líneas de transmisión o la desconexión de generación del sistema, con lo que se producen restricciones para abastecer la energía tanto la conectada como la desconectada del sistema.

Enfocándose en el almacenamiento de energía, se procede a analizar el efecto en el sistema de los dos mejores almacenamientos dentro de las soluciones candidatas, las cuales corresponden a la subestación Lagunas y la conexión en la subestación Cumbre 500.

Observando la energía no suministrada esperada para las tres cargas iniciales del almacenamiento en la subestación Lagunas, se observa que si bien la EENS es menor cuando es mayor la energía almacenada al momento en que ocurre el terremoto, la diferencia no es significativa, considerando que existe una diferencia del orden de 12 [GWh] de energía almacenada entre las distintas cargas iniciales. Lo anterior se explica dado que el aporte que realiza un sistema de almacenamiento se ve reflejado directamente en la ENS_{online} del sistema. Dicho lo anterior, en la Figura 28, Figura 29 y Figura 30 se muestra la ENS_{online} del sistema para el caso base y para el sistema que incluye el almacenamiento. De los gráficos señalados, se puede observar que, si bien cuando el

sistema tiene mayor energía almacenada entrega mayor cantidad de energía en las 120 horas simuladas, la ENS_{online} está presente solamente en el primer día de simulación. Más aún, se aprecia que dicha energía tiene dos periodos de punta, uno en los periodos 6 al 10, y el segundo aumento de energía no suministrada entre las horas 20 a 24. Estos dos aumentos de EENS tienen directa relación con que la demanda del sistema eléctrico en dichos periodos tiene dos periodos de punta coincidente. El primero corresponde a la demanda máxima del sistema, donde la energía solar no está presente, mientras que el segundo corresponde al periodo cercano al medio día del segundo día simulado. En relación con la ausencia de ENS_{online} desde el segundo al quinto día, esto sucede porque al pasar el tiempo la restauración de los componentes del sistema permite abastecer la demanda conectada al sistema, disminuyendo las restricciones de transmisión y generación.

A partir de las curvas presentadas, se puede notar que el almacenamiento en Lagunas, tanto para carga inicial de 100% como de 50%, entrega energía al sistema a la máxima capacidad posible, teniendo respuestas muy similares entre ambas soluciones. Por otra parte, cuando la carga inicial en Lagunas es nula, previo al primer periodo de punta de ENS_{online} , este decide cargar energía para poder entregar lo que más pueda en el periodo de la hora 6 a la hora 10, aportando a disminuir la energía no suministrada del sistema. Por otra parte, de los resultados presentados para la operación del almacenamiento en función de su carga inicial, se observa que si bien cuando posee mayor energía acumulada al momento del terremoto el almacenamiento entrega mayor cantidad de energía al sistema, esto no tiene una implicancia en la disminución de la energía no suministrada debido a que en el tercer, cuarto y quinto día, la ENS del sistema es cercana a su totalidad $ENS_{offline}$, y debido a la suficiencia del SEN en cuando a parque de generación, le es indiferente abastecer dicha demanda con la energía del almacenamiento o con otra central disponible en esos periodos.

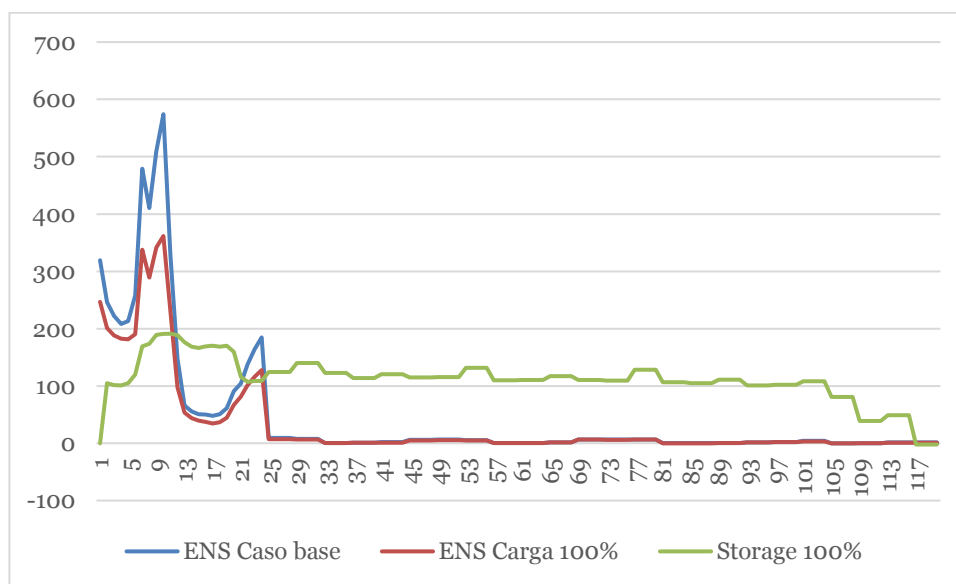


Figura 28 Energía no suministrada online promedio del sistema para almacenamiento en lagunas de con carga inicial 100%.

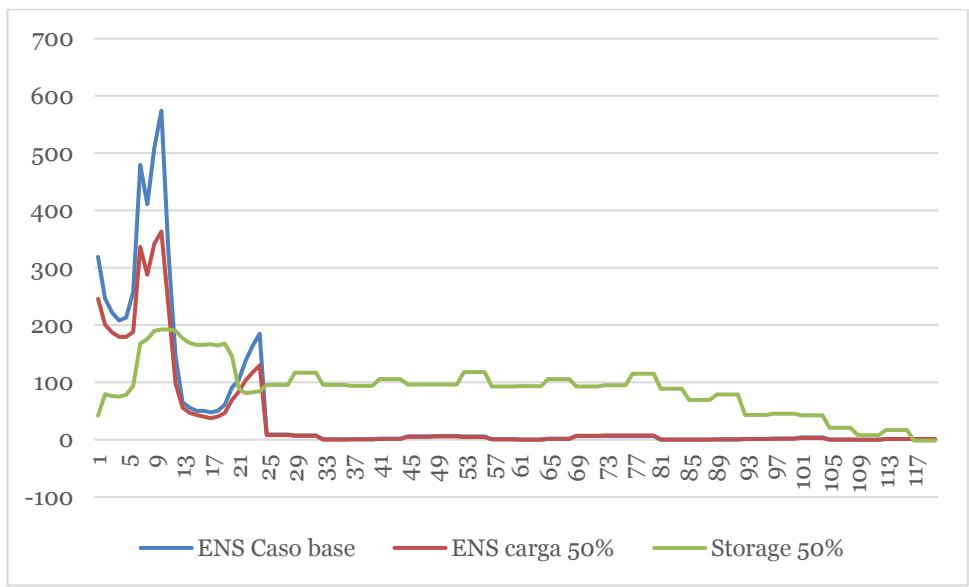


Figura 29 Energía no suministrada esperada online promedio en el sistema con almacenamiento en Lagunas con carga inicial 50%.

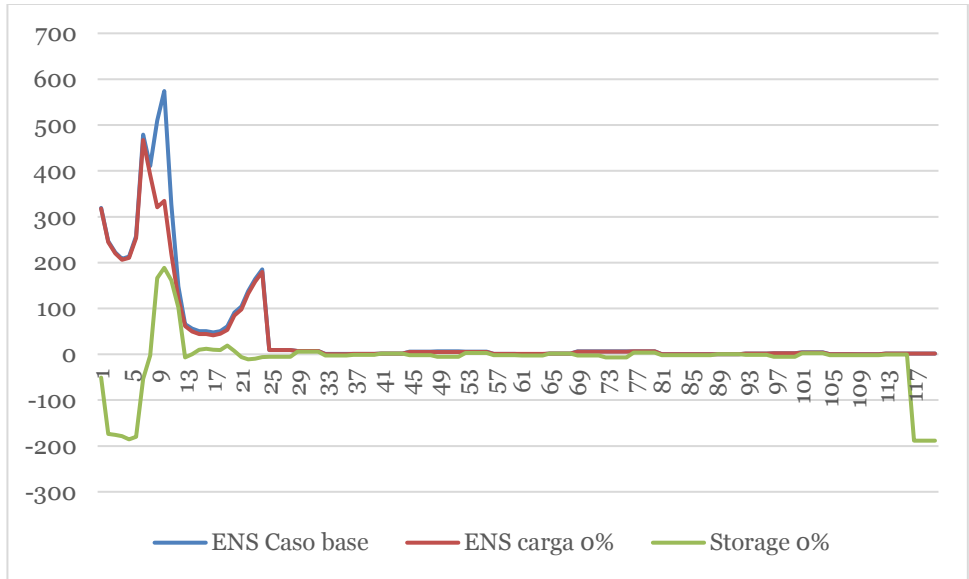


Figura 30 Energía no suministrada esperada online promedio en el sistema con almacenamiento en Lagunas con carga inicial 100%.

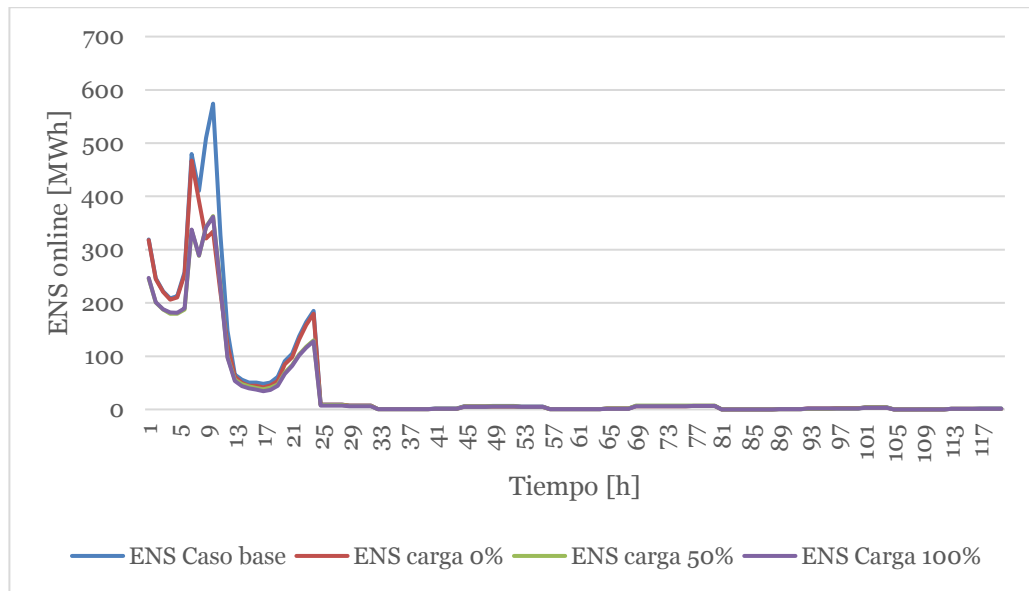


Figura 31 Energía no suministrada promedio conectada al sistema con almacenamiento en subestación Lagunas.

En la Figura 32, Figura 33 y Figura 34 se presenta la curva de ENS_{online} del sistema con almacenamiento en subestación Cumbre 500 con carga inicial 100%, 50% y 0%, respectivamente. Al igual que en el caso en Lagunas, se observa que el aporte del almacenamiento se efectúa mientras existe ENS conectada al sistema, por lo que el aporte real no es proporcional a la energía acumulada en el momento en que ocurre el terremoto.

En forma particular y a diferencia del almacenamiento en Lagunas, se observa que entre los periodos 20 y 24 no existe aporte del almacenamiento a disminuir la energía no suministrada, ya que el almacenamiento decide almacenar energía dada la alta inyección de energía solar en ese instante. Sin embargo, es posible notar que el almacenamiento en Cumbre 500 con carga inicial nula tiene un mayor impacto en la energía no suministrada conectada al sistema, debido a que la ubicación del sistema permite enviar energía al centro del SEN, donde la ENS_{online} es mayor.

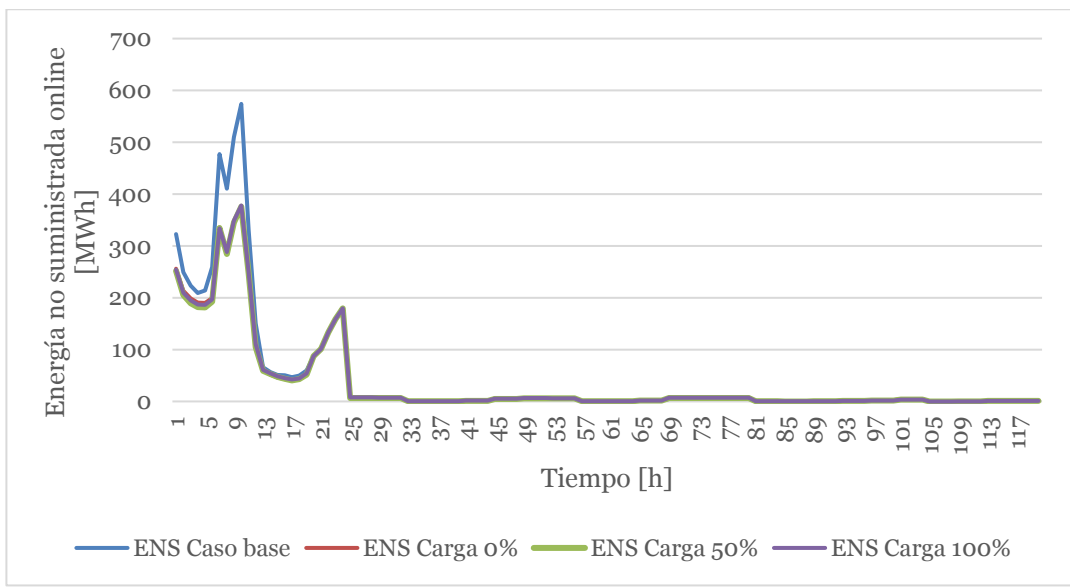


Figura 32 Energía no suministrada conectada promedio al sistema con almacenamiento en subestación Cumbre 500.

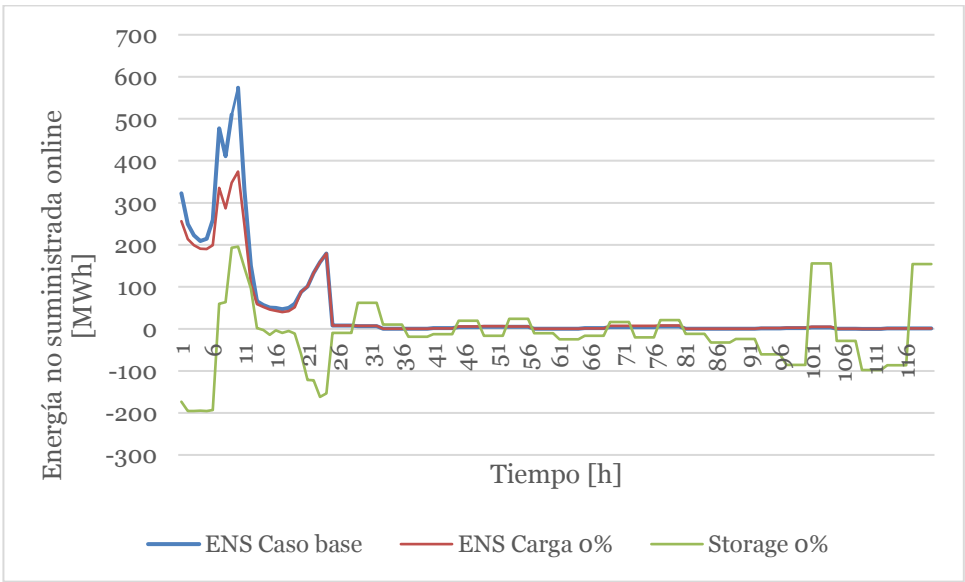


Figura 33 Energía no suministrada promedio conectada al sistema con almacenamiento en Cumbre 500 c para carga inicial 0%.

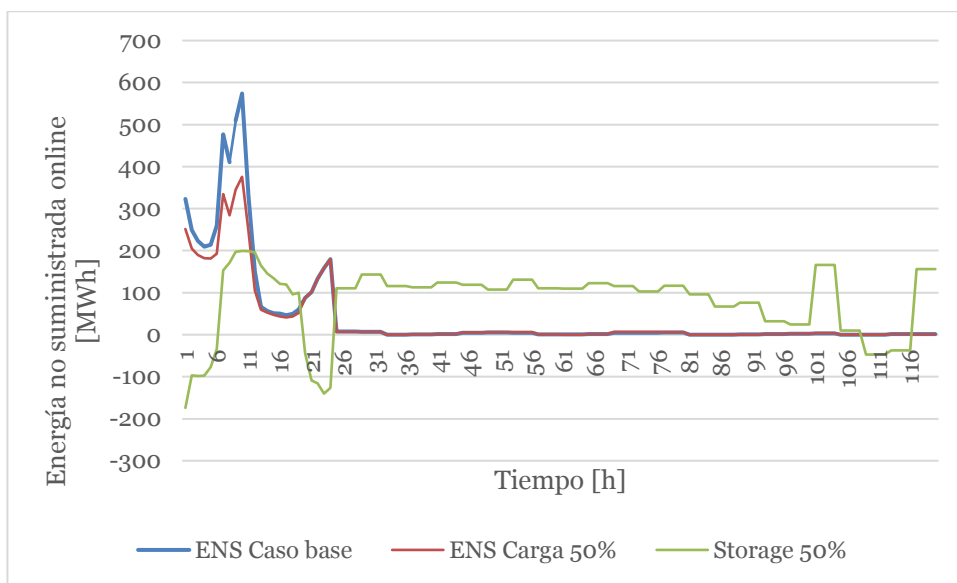


Figura 34 Energía no suministrada promedio conectada al sistema con almacenamiento en Cumbre 500 c para carga inicial 50%.

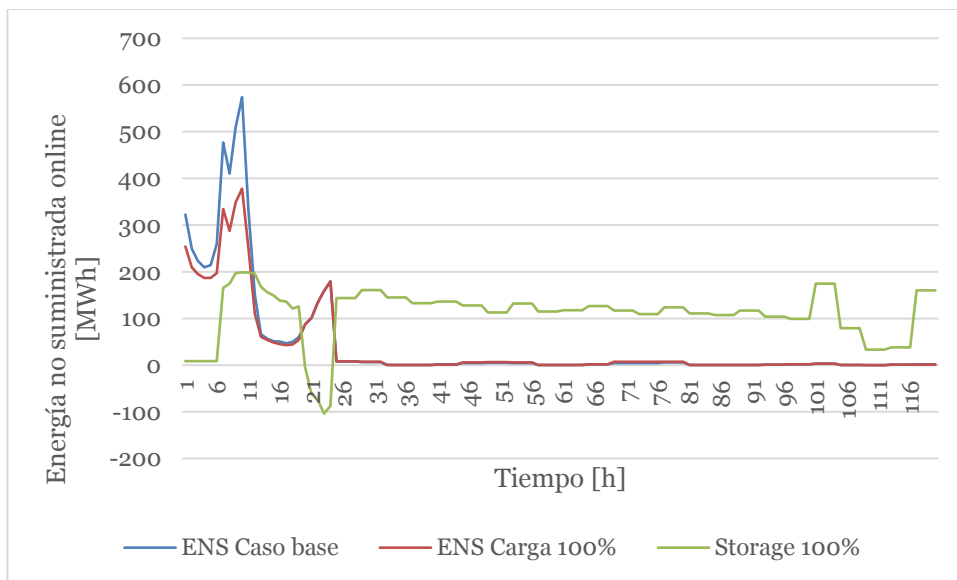


Figura 35 Energía no suministrada promedio conectada al sistema con almacenamiento en Cumbre 500 c para carga inicial 100%.

La diferencia entre ambos almacenamiento en el caso en que el nivel de carga inicial es 100% y 50%, se produce por el aporte del almacenamiento en Lagunas en los períodos de la hora 20 a la hora 24, donde el almacenamiento en Cumbre no aporta, ya que dada la energía solar que fluye en el sistema, decide cargar energía. Por el contrario, en el caso de carga inicial nula, el almacenamiento en Cumbre 500 tiene mejor comportamiento ya que puede almacenar más energía en los primeros períodos para poder inyectar al sistema entre las horas 6 y 10, por lo que en ese período tiene mayor aporte que el de la subestación Lagunas.

Otro aspecto a considerar es el perjuicio económico que implica el terremoto en la operación del sistema eléctrico nacional. En particular, según la Comisión Nacional de Energía, el costo de falla en el SEN es de 1,282.97 [USD/MWh] [33]. A partir de la Tabla 15 se aprecia que el enlace HVDC tiene un impacto tanto en el máximo de energía no suministrada en el periodo post terremoto, como en disminuir el tiempo en el que se recupera el 95% del suministro de energía en el sistema. Por otra parte, es posible notar que para recuperar el 98% del suministro no se generan diferencias entre el caso base y la mejor solución individual para mejorar la resiliencia. En relación a costo económico en el que se ve afectado el sistema posterior al sismo, se observa en la Tabla 16 que existe una disminución aproximada de 11 millones de dólares norteamericanos valorizando la energía no suministrada del SEN a costo de falla.

Tabla 15 Mínimo de curva de resiliencia promedio y tiempos de recuperación del sistema para el caso de presupuesto igual a 1.

Caso	Base	HVDC
Hora 95%	34	14
Hora 98%	86	86
Mínimo curva resiliencia	0.8784293	0.898217501

Tabla 16 Costo de falla promedio post terremoto para el caso base y el sistema eléctrico con la mejor solución individual para mejorar la resiliencia del sistema.

Caso	Base	HVDC
Costo falla	\$59,999,455	\$48,990,197

5.2. Resultados presupuesto igual a 3

Para obtener el resultado de la mejor inversión con un presupuesto de tres inversiones, se utiliza el modelo heurístico ISC con el cual se obtienen los resultados presentados en la Tabla 17. Se obtienen resultados para los tres niveles de carga inicial del almacenamiento de energía, entregando como resultado el mismo portafolio de inversión óptimo.

Tabla 17 Mejores soluciones para presupuesto igual a 3 y su energía no suministrada esperada.

solución 1	solución 2	solución 3	EENS [GWh]
Línea HVDC	Robustecer S/E Alto Jahuel	Robustecer S/E Cerro Navia-Lo Aguirre	34.9

En la Figura 36 se muestra la curva de resiliencia del sistema con tres inversiones comparado con el caso base y con la mejor solución individual. En estas curvas se muestra que la curva de resiliencia con presupuesto igual a tres está siempre por sobre la curva de la mejor solución individual, esto dado al robustecimiento de las subestaciones determinadas. Por otra parte, en la Figura 37 y Figura 38, se muestra la operación de la subestación Alto Jahuel y Cerro Navia, respectivamente. En ambas gráficas es posible observar la energía no suministrada del nodo, la cual tiene una tendencia a disminuir con el transcurso del tiempo, debido a la restauración del daño en el sistema eléctrico.

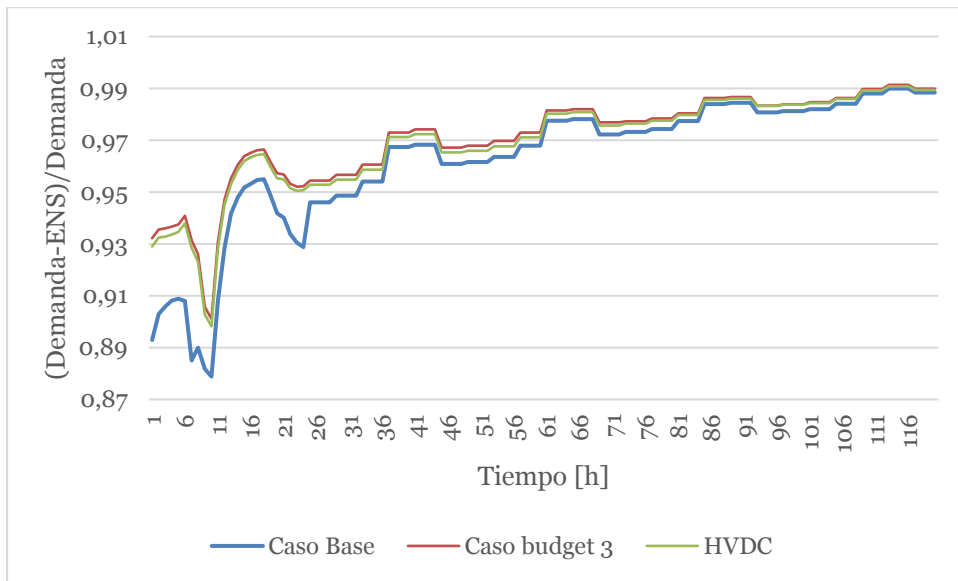


Figura 36 Curva de resiliencia promedio de todas las simulaciones para presupuesto igual a 3.

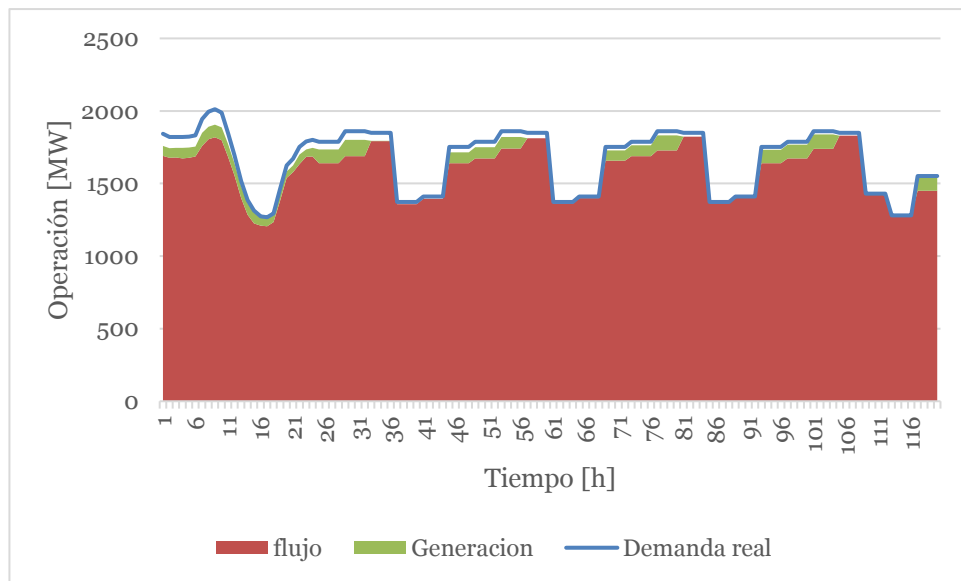


Figura 37 Operación promedio en la subestación Alto Jahuel.

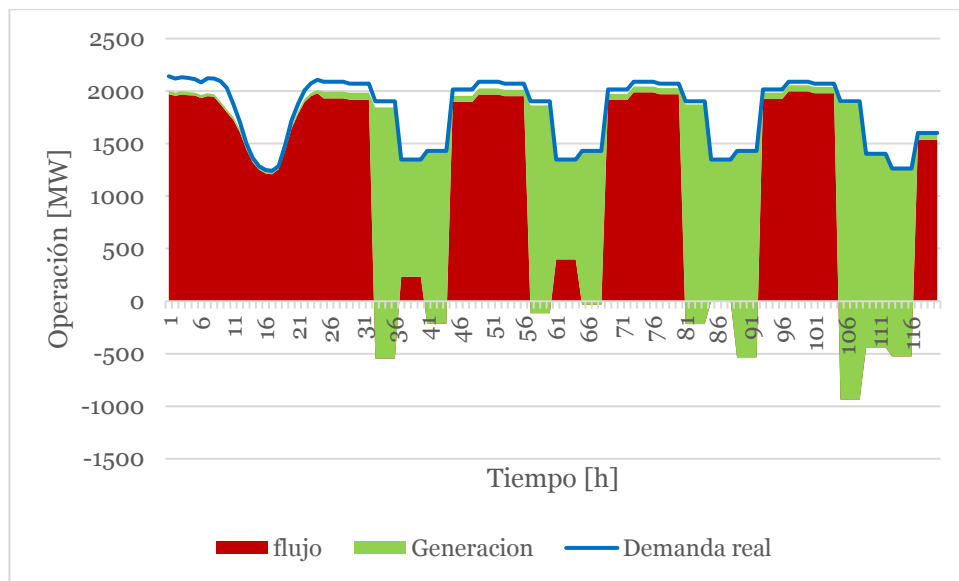


Figura 38 Operación promedio de todas las simulaciones de la subestación Cerro Navia-Lo Aguirre.

5.2.1. Análisis de resultados presupuesto igual a 3

A partir de los resultados presentados en la Sección 5.2, es posible notar, comparando con los resultados de la Sección 5.1, que el portafolio de inversión óptimo para un presupuesto igual a tres corresponde exactamente a las mejores tres soluciones individuales dentro de las soluciones candidatas. Dado lo anterior, cabe destacar que en cuanto a la resiliencia del sistema, para un presupuesto 3 el problema no encuentra sinergias significativas entre candidatos, sino que decide incorporar las mejores tres soluciones individuales.

El portafolio óptimo para un presupuesto de 3 inversiones se compone de dos tipos de soluciones candidatas, el robustecimiento de subestaciones y la línea HVDC. Estos dos tipos de solución tienen un impacto diferente en la resiliencia del sistema. Por una parte, la línea de transmisión es incluida ya que permite relajar la restricción de transmisión que impide al parque generador disponible suministrar la energía no suministrada conectada al sistema. Por contraparte, el robustecimiento de ambas subestaciones tiene como objetivo disminuir la energía no suministrada que se registra a partir de la desconexión de demanda del sistema como efecto del daño en subestaciones.

En la Figura 39 se observa la energía no suministrada conectada al sistema para el caso con tres inversiones, mientras que en la Figura 40 se muestra el flujo de la nueva línea en corriente continua. A partir de ambas gráficas se puede observar el efecto de la línea HVDC en la $EENS_{online}$, donde relaja la restricción de transmisión en los periodos 1 al 6, y del 11 en adelante. Más aún, se nota una correlación entre el flujo de la línea en corriente continua, -el cual es positivo cuando transmite energía hacia la subestación Cerro Navia- Lo Aguirre-, con la disminución significativa de la energía no suministrada conectada al sistema eléctrico. Sin embargo, si bien mejora la EENS en el periodo más crítico, en dichas horas se presentan restricciones en cuanto a la capacidad de generación en el sistema.

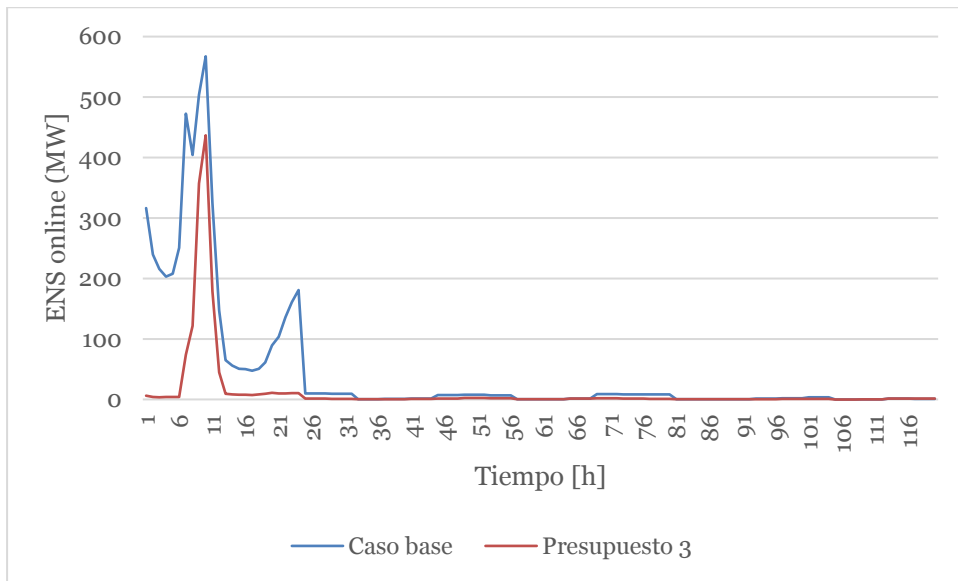


Figura 39 Energía no suministrada conectada al sistema para la solución con presupuesto de tres inversiones.

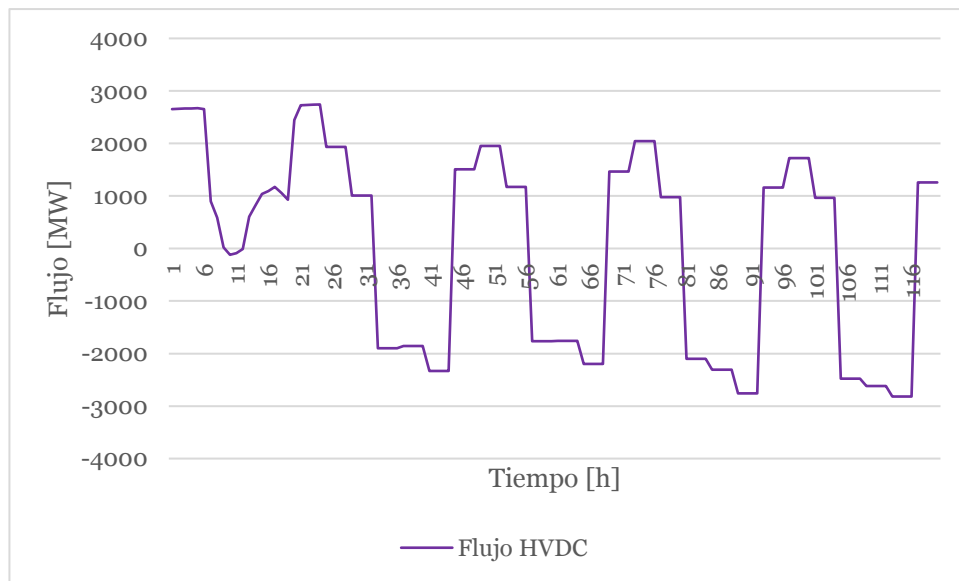


Figura 40 Operación línea HVDC, donde es positivo el flujo cuando va en dirección a la subestación Cerro Navia- Lo Aguirre.

En la Tabla 18 se muestra el mínimo de la curva de resiliencia para el caso base y el de presupuesto igual a tres. En base a esto, se tiene que el caso con presupuesto 3 es mejor que el caso base, y a la vez, mejora el mínimo de la curva de resiliencia respecto al caso de presupuesto igual a 1. Por otra parte, el presupuesto 3 permite disminuir en 4 horas el tiempo de restauración de suministro a un nivel de 98%. Esto tiene directa relación con que al robustecer subestaciones es menos probable que dichas barras sufran daños y con esto, hay menos energía fallada en el sistema.

Tabla 18 Mínimo de curva de resiliencia y tiempos de restauración de suministro del sistema eléctrico para el caso base y el caso de presupuesto 3.

Caso	Base	Presupuesto 3
Hora 95%	34	14
Hora 98%	86	82
Mínimo curva resiliencia	0.879	0.901

Tabla 19 Costo de falla del sistema en su operación de cinco días posterior al terremoto para el caso base y el caso de presupuesto igual a 3.

Caso	Base	Presupuesto 3
Costo falla	\$59,999,455	\$46,823,549

Respecto al análisis económico que se observa en la Tabla 19 que el costo en que incurre el sistema es menor para el caso de presupuesto tres, pero disminuye aproximadamente 13 millones de dólares valorizados a costo de falla.

5.3. Resultados portafolio óptimo para presupuesto igual a 5

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos mediante el modelo ISC para el presupuesto igual a 5. Se obtienen diferentes resultados en función de la carga inicial de los sistemas de almacenamiento.

5.3.1. Resultados presupuesto 5 para carga inicial de 0% en los sistemas de almacenamiento

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 20. Por otra parte, la curva de resiliencia para este portafolio de inversión óptimo con presupuesto igual a cinco se muestra en la Figura 41. Más aún, en la Figura 42 se muestra la operación del sistema de almacenamiento en Cumbre 500.

Tabla 20 Resultados con presupuesto 5 para carga inicial 0%.

N°	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	33.41
2	Robustecer S/E Alto Jahuel	
3	Robustecer S/E Cerro-Navia-Lo Aguirre	
4	Almacenamiento S/E Lagunas	
5	Almacenamiento S/E Cumbre 500	

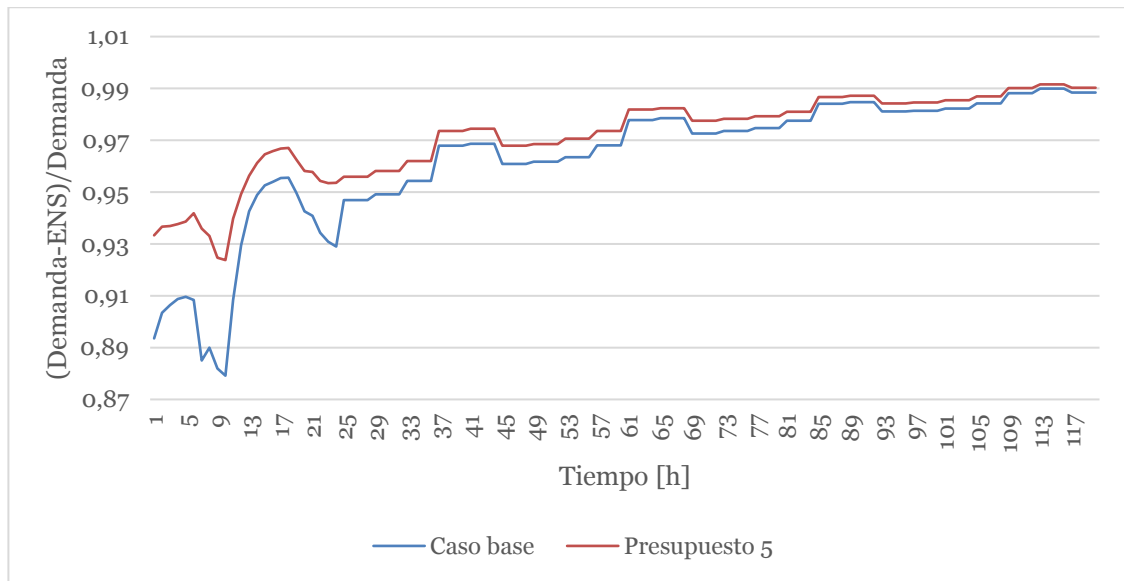


Figura 41 Curva de resiliencia para solución con presupuesto cinco con carga inicial en almacenamiento de 0%.

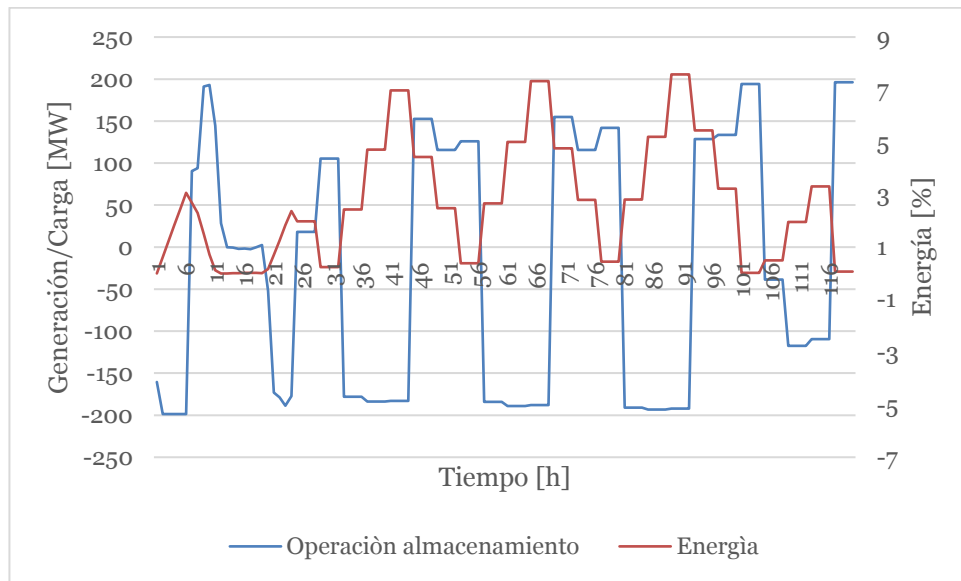


Figura 42 Operación de almacenamiento en Cumbre 500 con carga inicial 0% y presupuesto igual a cinco.

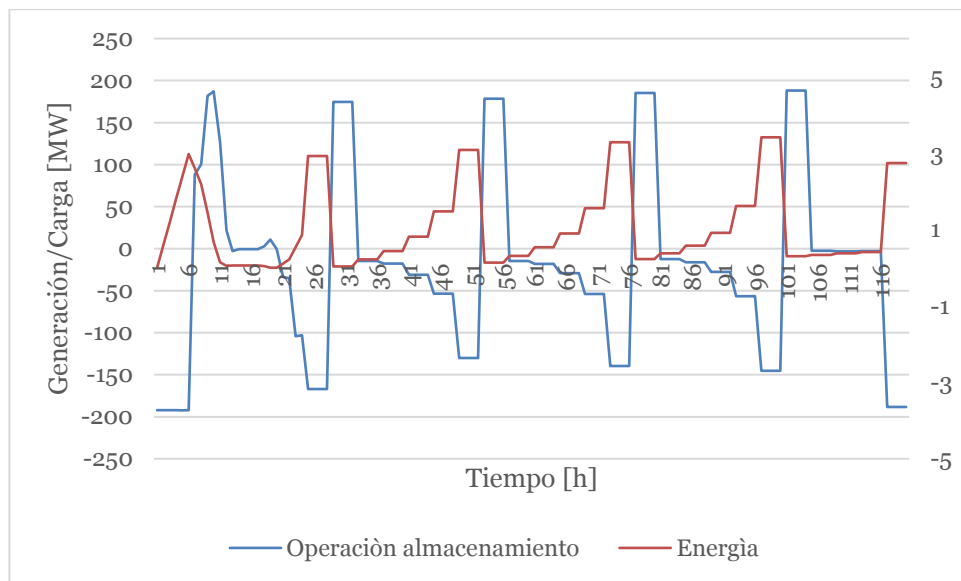


Figura 43 Operación media de almacenamiento en subestación Lagunas con presupuesto 5 y carga inicial de 0%.

5.3.2. Resultados para presupuesto igual a cinco con carga inicial en almacenamiento de 50%

Los resultados obtenidos con el modelo se muestran en la Tabla 21, mientras que la curva de resiliencia del sistema para este portafolio de inversiones se muestra en la Figura 44. Además, en la Figura 45 se observa la operación del sistema de almacenamiento en la subestación Cumbre 500 con carga inicial de 50% y en la Figura 46 se observa la operación del almacenamiento en Lagunas con carga inicial de 50%.

Tabla 21 Resultados para presupuesto igual a 5 con carga inicial de almacenamiento de 50%.

N°	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	33.4
2	Robustecer S/E Alto Jahuel	
3	Robustecer S/E Cerro-Navia-Lo Aguirre	
4	Almacenamiento S/E Lagunas	
5	Almacenamiento S/E Cumbre 500	

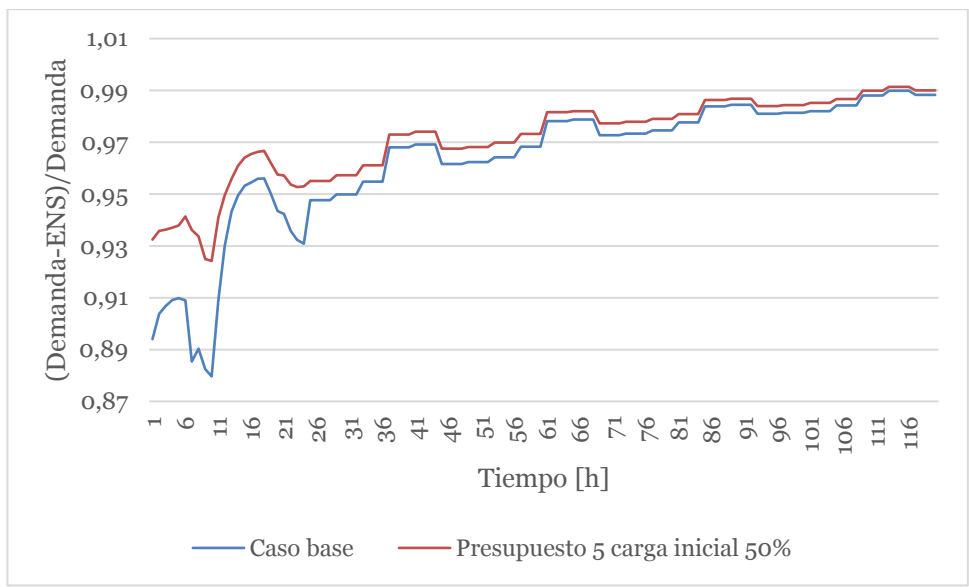


Figura 44 Curva de resiliencia promedio de todas las simulaciones para presupuesto 5 con carga inicial de almacenamiento de 50%.

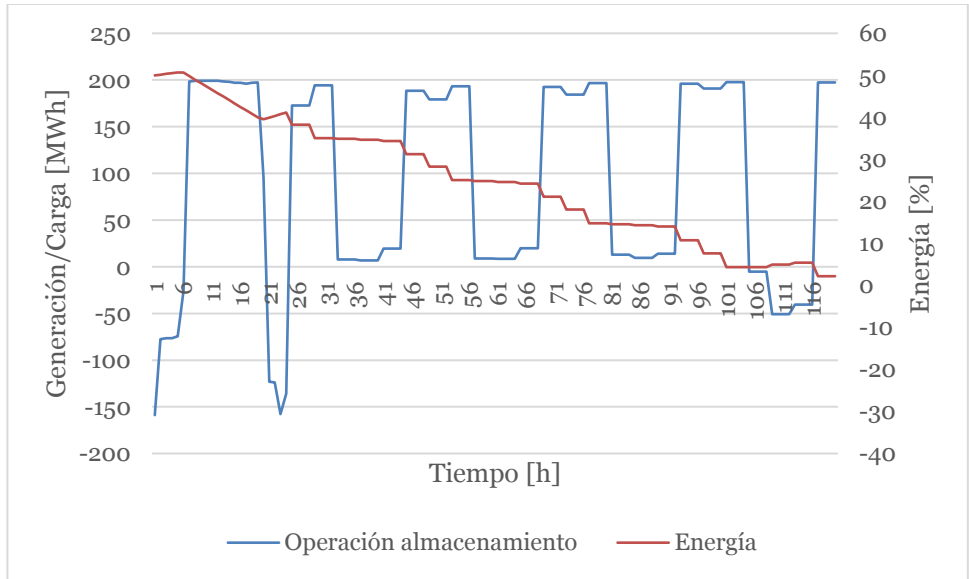


Figura 45 Operación media almacenamiento en Cumbre 500 con carga inicial 50% y presupuesto 5.

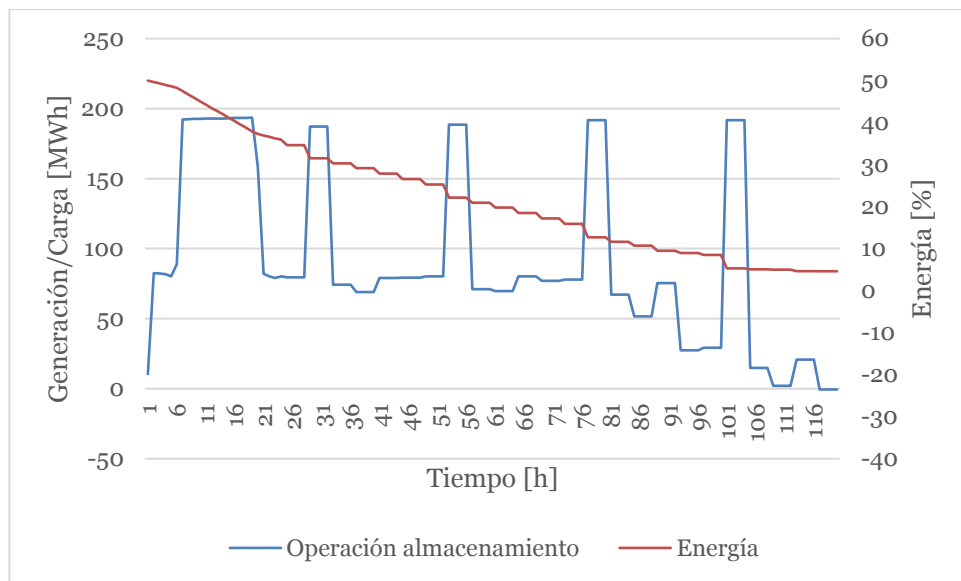


Figura 46 Operación media almacenamiento Lagunas con carga inicial 50% y presupuesto cinco.

5.3.3. Resultados para presupuesto igual a 5 con carga inicial de almacenamiento de 100%

Los resultados obtenidos con el modelo se muestran en la Tabla 22, mientras que la curva de resiliencia del sistema para este portafolio de inversiones se muestra en la Figura 47. Además, en la Figura 48 se observa la operación del sistema de almacenamiento en la subestación Cumbre 500 con carga inicial de 100% y en la Figura 49 se observa la operación del almacenamiento en Lagunas con carga inicial de 100%.

Tabla 22 Resultados para presupuesto igual a 5 y carga inicial en almacenamiento igual a 100%.

N°	Solución	EENS [GWh]
1	Línea HVDC	33.38
2	Robustecer S/E Alto Jahuel	
3	Robustecer S/E Cerro-Navia-Lo Aguirre	
4	Almacenamiento S/E Lagunas	
5	Almacenamiento S/E Cumbre 500	

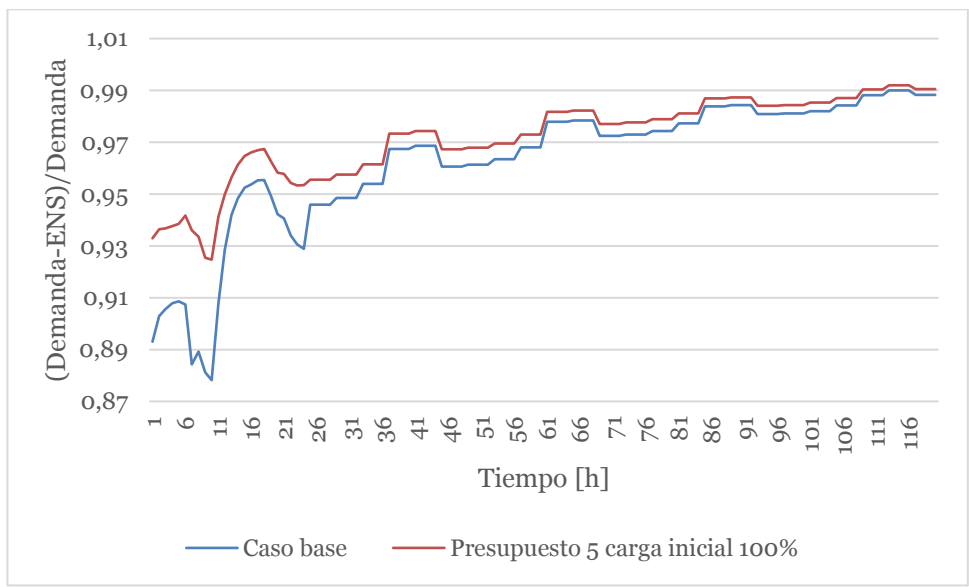


Figura 47 Curva de resiliencia promedio de todas las simulaciones para portafolio con presupuesto 5 para carga inicial de almacenamiento de 100%.

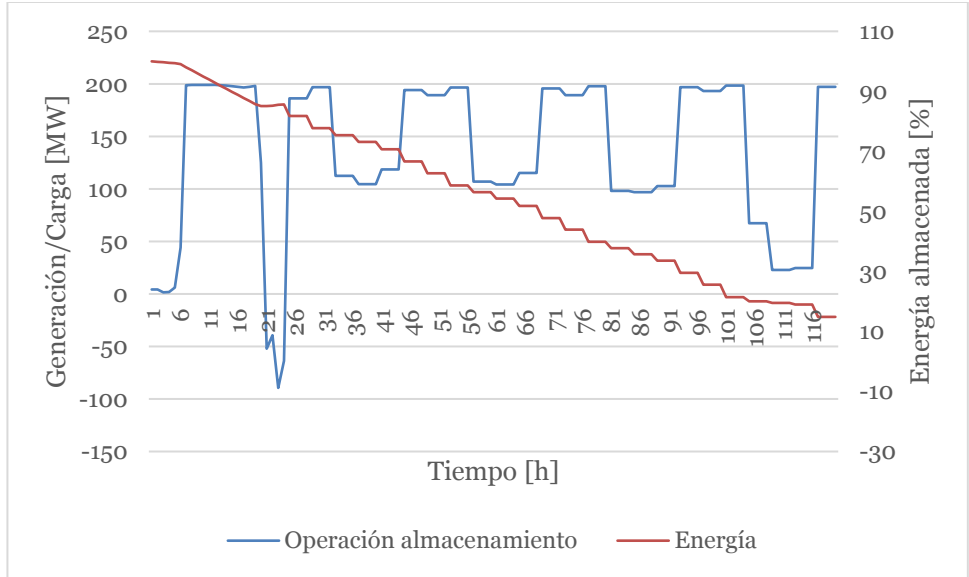


Figura 48 Operación media almacenamiento Cumbre 500 con carga inicial 100% con presupuesto 5.

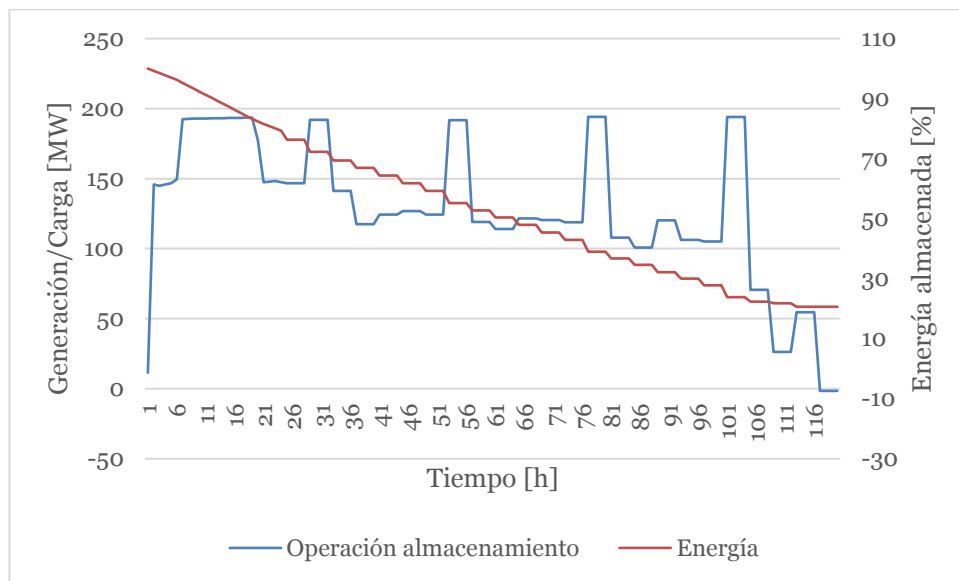


Figura 49 Operación media almacenamiento Lagunas con carga inicial 100% en presupuesto igual 5.

5.3.4. Análisis de resultados presupuesto igual a 5

A partir de los resultados presentados en la Sección 5.3, se puede notar que para un presupuesto igual a 5 la solución óptima no involucra a las cinco mejores soluciones individuales en su totalidad, por lo que emerge como solución óptima un portafolio con soluciones sinérgicas que mejoran la resiliencia del sistema.

Para el caso de carga inicial de 0%, el sistema decide invertir en almacenamiento en subestación Cumbre 500 y la subestación Lagunas, en la línea HVDC y robustecer las subestaciones Alto Jahuel y Cerro Navia- Lo Aguirre. Este mix óptimo de soluciones apunta a mejorar la resiliencia en distintos aspectos. El robustecimiento de subestaciones mitiga la $ENS_{offline}$, mientras que la línea de transmisión relaja la restricción de transporte para aminorar la energía no suministrada conectada al sistema luego del terremoto. Por último, el almacenamiento en Cumbre 500 y en Lagunas apuntan a disminuir la punta de ENS_{online} del sistema. La energía no suministrada conectada al sistema con este portafolio de inversiones se puede observar en la Figura 50. Coincidentemente, ambos sistemas de almacenamiento para el nivel de carga inicial nulo se encuentran entregando energía al máximo en el periodo en que la ENS conectada a la red tiene su máximo (periodo entre horas 6 y 10). Por otra parte, comparando con la solución de presupuesto igual a 3, se tiene que el máximo de ENS_{online} disminuye de 430 MW a 200 MW, lo que implica que aporte del almacenamiento a la resiliencia no solo depende de la inyección de energía disponible, sino que además se necesita disponer de sistema de transmisión adecuado para transportar la energía a los nodos que presentan energía para abastecer.

En relación con los resultados obtenidos para carga inicial de 50% y de 100%, se obtiene el mismo portafolio de inversión que el caso de carga nula, teniendo una métrica de resiliencia muy similar entre ambas soluciones. De lo anterior se puede desprender que el aporte de la tecnología de almacenamiento tiene directa relación con incluir nueva capacidad de inyección de energía al sistema, la que permite abastecer consumo mediante este aumento de capacidad en la red. Es posible apreciar en la Figura 51 y Figura 52 que el

aporte de los almacenamientos en conjunto se ve reflejado en que el máxima de ENS_{online} es muy similar al caso de carga inicial nula, disminuyendo el máximo de ENS_{online} a 200 [MW].

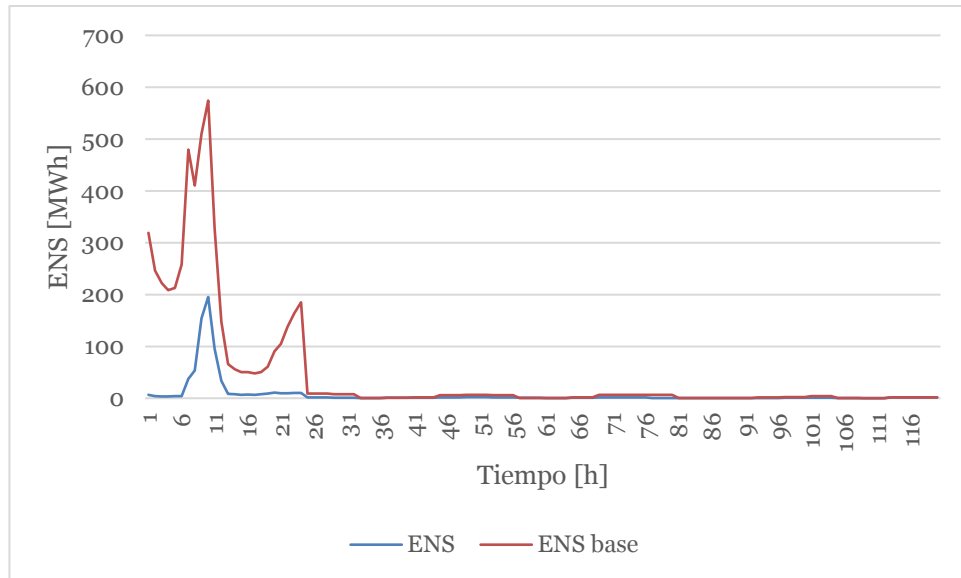


Figura 50 Energía no suministrada del sistema para presupuesto cinco y carga inicial de almacenamiento de 0%.

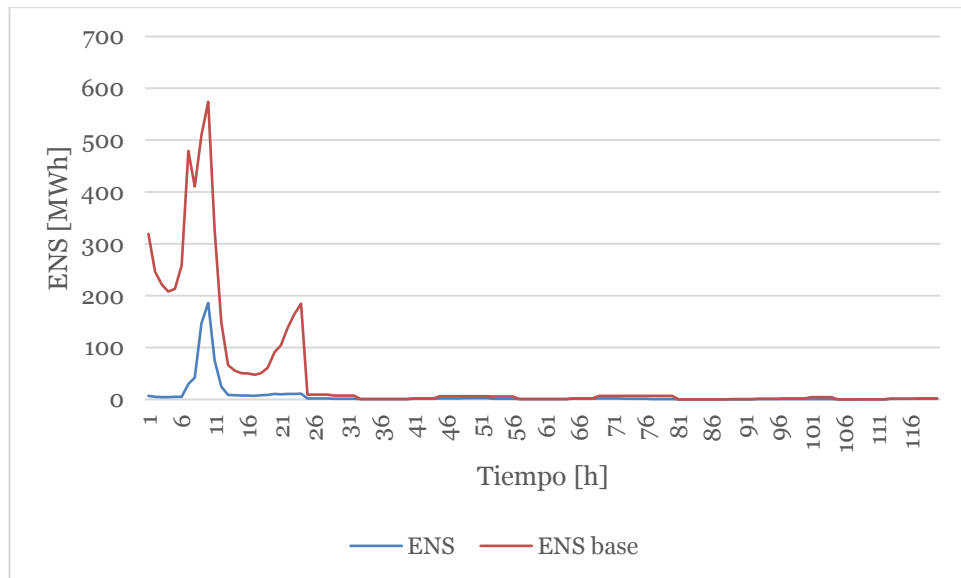


Figura 51 Energía no suministrada promedio conectada al sistema posterior al terremoto , para un presupuesto 5 y carga inicial de almacenamiento de 50%.

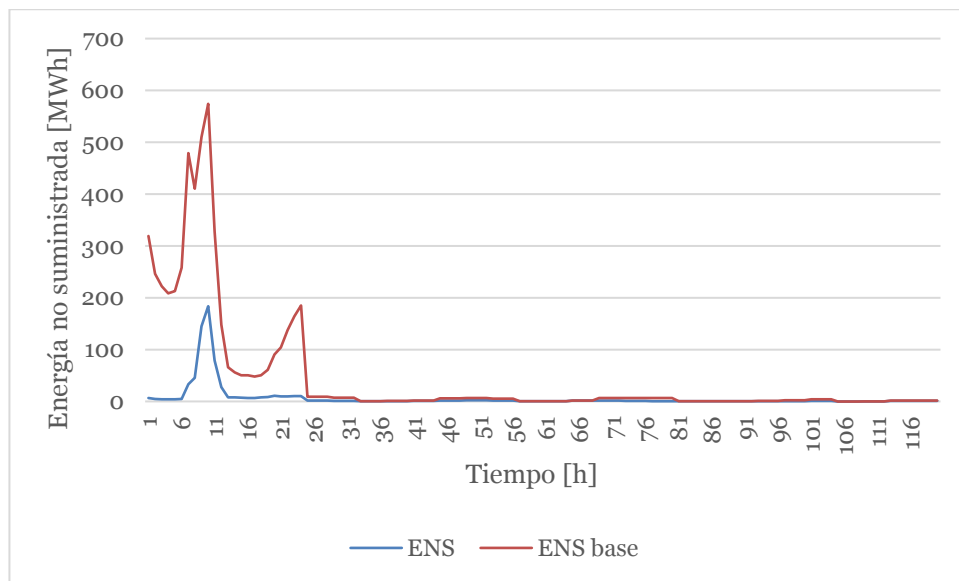


Figura 52 Energía no suministrada promedio conectada al sistema luego del terremoto, con presupuesto 5 y carga inicial en almacenamientos de 100%.

Un análisis importante de realizar a partir de estos resultados es relacionado con el almacenamiento a gran escala. A partir de la operación del sistema de almacenamiento, es relevante destacar que el aporte del almacenamiento de energía se debe al aporte que puede realizar en un periodo acotado para la resiliencia del sistema. Más aún, dicho aporte no supera las 10 horas dentro de un periodo de simulación de 120 horas, lo que implica que el aporte de los sistemas de almacenamiento no se condicen con la capacidad de acumular energía que posean, sino más bien con la potencia que pueda entregar en periodos específicos de escasez y la capacidad de absorber energía para entregar en periodos requeridos, por lo que para ser un aporte real a la resiliencia del sistema frente a terremotos es más relevante la potencia que pueda entregar el almacenamiento, en vez de una gran capacidad de acumular energía, ya que el beneficio real se basa en la inyección de energía en ventanas acotadas de tiempo posterior al sismo. Lo Anterior, siempre y cuando la restricción de transmisión no impida que la energía entregada por el almacenamiento sea un real aporte a mitigar la energía no suministrada en el sistema post terremoto.

Por último, se muestra en la Figura 53 la energía no suminsitrada esperada del sistema en función del presupuesto y también, de la carga inicial del almacenamiento. Se aprecia claramente que la EENS disminuye a medida que se aumenta el presupuesto para incluir instalaciones al sistema.

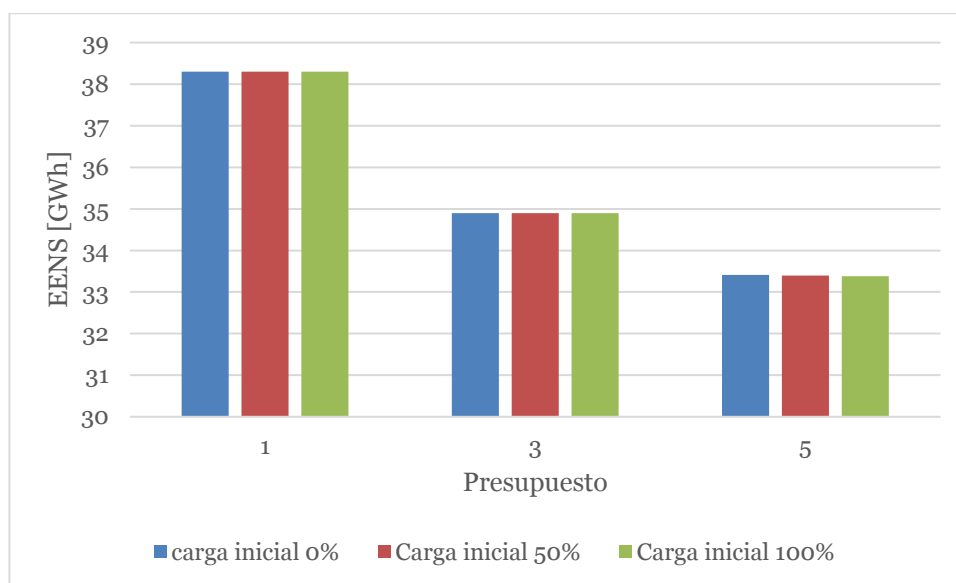


Figura 53 Energía no suministrada esperada del sistema en función del presupuesto y de la carga inicial del almacenamiento.

En la Tabla 23 se muestra que el mínimo de la curva de resiliencia es mayor que en todos los casos para el presupuesto igual a cinco. Por otra parte, este portafolio de inversiones no presenta mejoría para lograr restaurar el 95% del suministro, pero si para mejorar el tiempo en que se restaura el 98%. Con relación al costo del sistema a causa de la energía no suministrada, se observa en la Tabla 24 que dicho costo disminuye dado el desempeño del portafolio de presupuesto 5, pero con respecto al portafolio de presupuesto 3 disminuye en el valor esperado en solo 1 millón de dólares.

Tabla 23 Mínimo de curva de resiliencia y tiempos de restauración de suministro para caso base y caso de presupuesto igual a 5.

Caso	Base	Presupuesto 5
Hora 95%	34	14
Hora 98%	86	62
Mínimo curva resiliencia	0.879	0.924

Tabla 24 Costos de falla del sistema cinco días posteriores a un terremoto.

Caso	Base	Presupuesto 5
Costo falla	\$59,999,455	\$45,398,533

En la Figura 54 se muestra el mapa georreferenciado de las subestaciones del sistema eléctrico nacional reducido utilizado en este modelo, con lo que se aprecia que el nivel de energía no suministrada esperada es muy similar entre las subestaciones del norte y sur del país, concentrándose en la región Metropolitana el mayor nivel de energía no suministrada. Es importante destacar que si bien la gran mayoría de subestaciones tienen un nivel similar en la escala de colores, esto se debe a que la diferencia en el caso base para la menor EENS en un nodo y para la mayor, es muy grande comparado con el caso de presupuesto cinco, presentado en la Figura 55, en donde si bien hay diferentes niveles en cuanto a la EENS, esto se debe a que el rango de variación entre la barra con menor EENS

y la barra con mayor EENS es menor. La energía no suministrada por subestación comparada para el mejor caso de presupuesto igual a 5 y el caso base se presenta en la Figura 56, donde se aprecia la importante diferencia en cuanto a EENS entre ambos casos y el aporte realizado por el portafolio de inversión.

Respecto a los resultados presentados en los mapas de riesgo, se tiene que la mayor energía no suministrada se encuentra en la zona central, específicamente en las barras Cerro Navia- Lo Aguirre y Alto Jahuel, ya que están concentradas el mayor nivel de demanda en el sistema eléctrico, por lo que un daño equivalente en otras subestaciones del SEN y estas instalaciones mencionadas, provoca una mayor demanda desconectada de la red la cual no puede ser suministrada. Debido a lo anterior, los portafolios de inversión están alineados con mejorar las condiciones de operación posteriores al terremoto, por ejemplo, crear un enlace entre los nodos del norte del sistema con las subestaciones más importantes en niveles de consumo, sumando también, robustecimiento en dichas subestaciones, con lo que se busca mitigar la desconexión de consumo del sistema dado un sismo importante. Más aún, en caso de incluir centrales de almacenamiento de energía, estas se acompañan de holgura en el sistema de transmisión (línea HVDC) para poder entregar energía desde su ubicación al norte del país hacia el centro de consumo (S/E Alto Jahuel, S/E Cerro Navia- Lo Aguirre) en la ventana de tiempo posterior a la ocurrencia del terremoto.

Finalmente, en la Figura 57 se muestra la energía no suministrada de cada subestación del sistema georreferenciada para un terremoto 8.8 grados en las cercanías de la ciudad de Concepción y la energía no suministrada por subestación se observa en Figura 58. A partir de este mapa, se logra comprender que si bien la ubicación del terremoto es importante para analizar los efectos sobre la energía no suministrada, esta no está completamente correlacionada con el nivel de energía no suministrada. En otras palabras, intuitivamente se espera que el daño reflejado en la EENS de las subestaciones más cercanas al origen del terremoto sean mayores y se atenúen al aumentar la distancia respecto al origen del sismo. Sin embargo, en el mapa indica que a pesar de que el evento sísmico se efectúe en Concepción, la energía no suministrada mayor registrada es en el centro del país. Esto tiene relación con el nivel de demanda de las subestaciones y además, el suministro de dicha demanda en el centro del país se abastece mediante instalaciones ubicadas a lo largo del sistema, con lo que el efecto en ENS no se condice completamente con la ubicación geográfica de la instalación frente al origen del sismo, sino que más bien se correlaciona con la operación del sistema y su topología. Adicionalmente, resulta contraintuitivo que en la subestación Charrúa no se evidencie un aumento considerable de EENS al producirse un terremoto en las cercanías de Concepción. Esto puede guardar relación con que existe una sobre instalación de capacidad de generación en la zona, lo que permite mitigar la energía no suministrada de la subestación, pero que si se ve reflejada en un aumento de EENS en las subestaciones más alejadas y de mayor consumo del país, como lo son Alto Jahuel y Cerro Navia – Lo Aguirre.

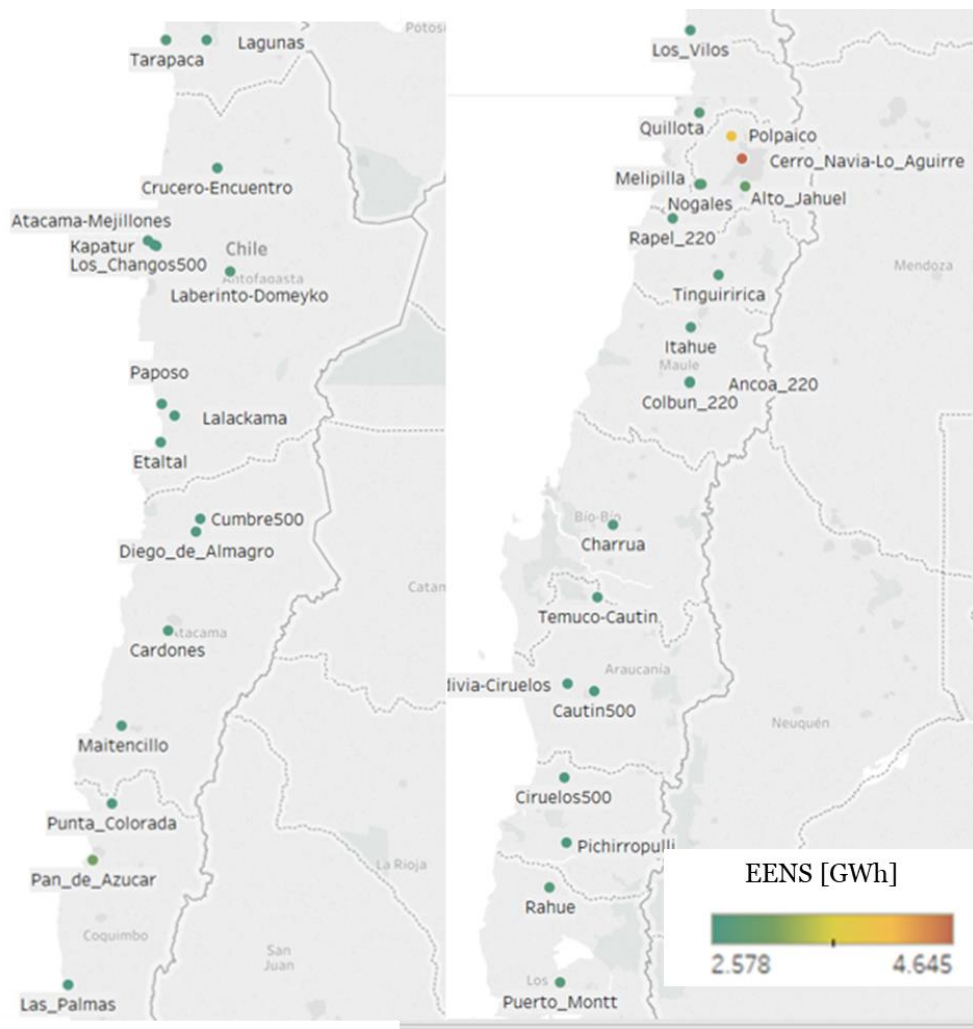


Figura 54 Mapa de riesgo del SEN que muestra la EENS promedio de todas las simulaciones para el caso base.

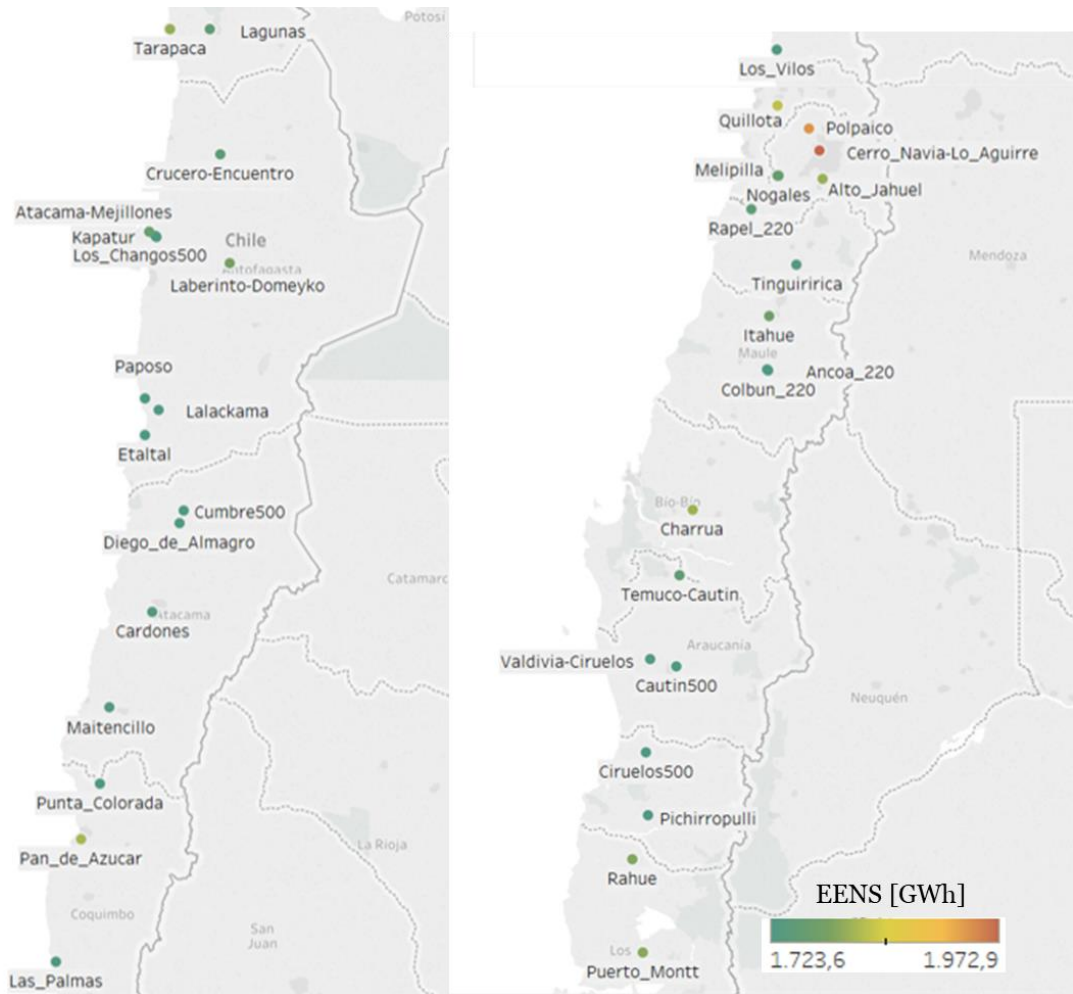


Figura 55 Mapa de riesgo con EENS promedio de todas las simulaciones por barra para el caso con presupuesto 5 y carga inicial de almacenamiento de 50%.

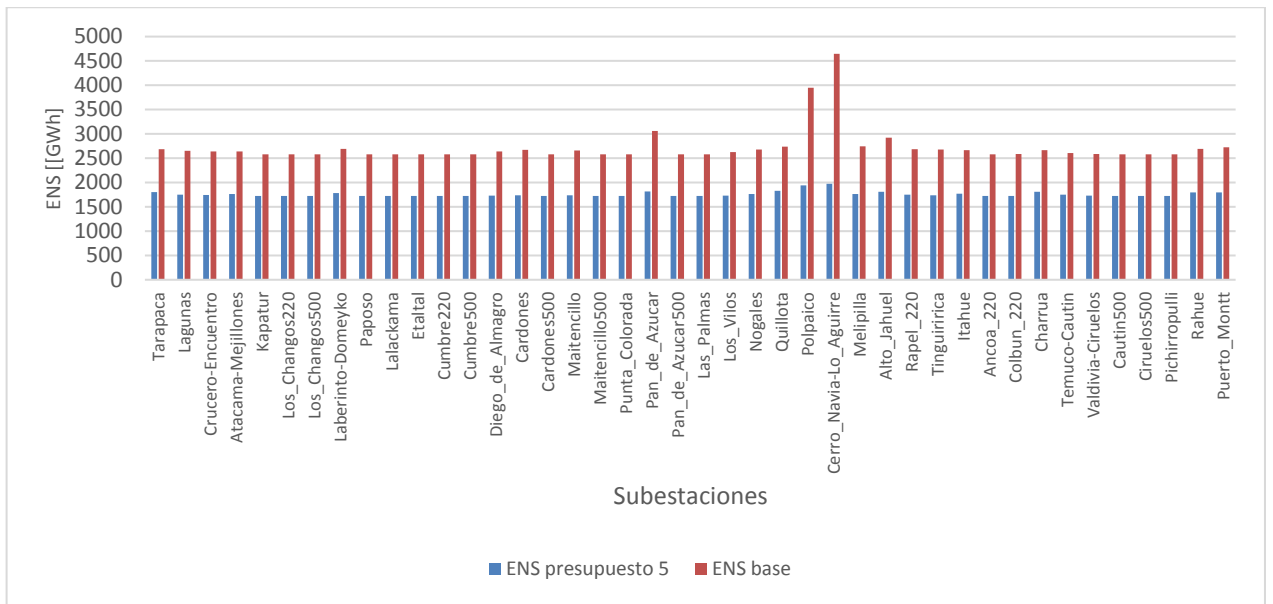


Figura 56 Contraste de energía no suministrada esperada por subestación para el mejor caso de presupuesto 5 y el caso base.

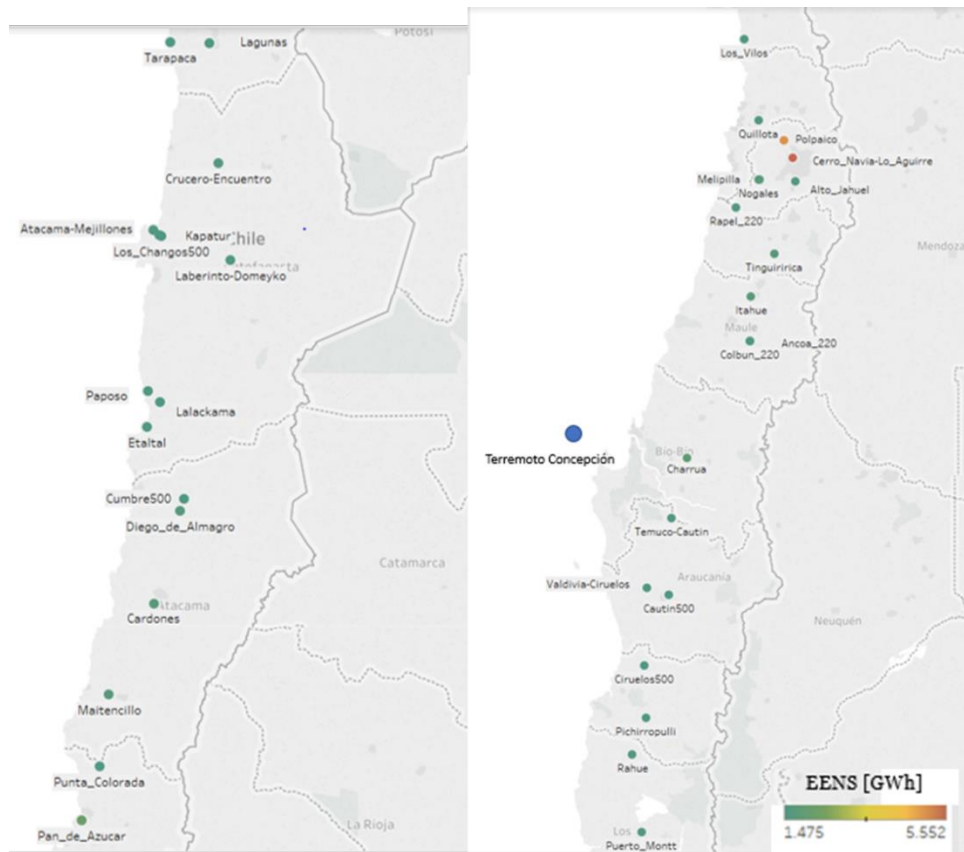


Figura 57 Mapa georreferenciado de la energía no suministrada esperada en cada barra del sistema, cuando el terremoto ocurre en Concepción.

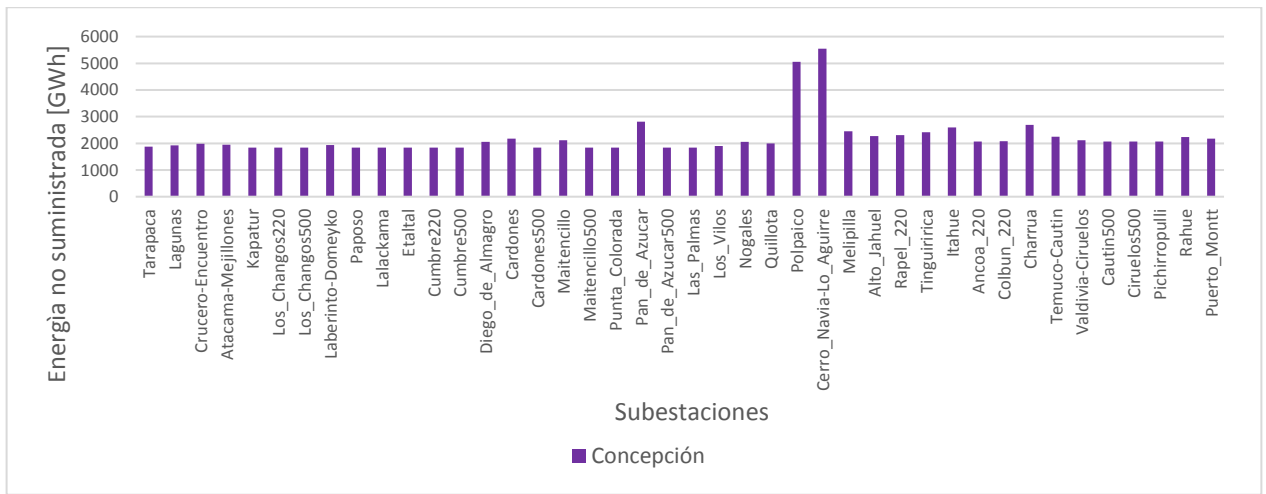


Figura 58 Energía no suministrada por subestación para el caso de terremoto en Concepción.

Capítulo 6: Conclusiones

Este estudio permitió cuantificar el beneficio del almacenamiento de energía de gran escala en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional, enfocado en mejorar la resiliencia de éste frente a terremotos. En particular, se logró determinar portafolios de inversión óptimos en función de una restricción de presupuesto, además de caracterizar y cuantificar el aporte de la tecnología de almacenamiento en la red eléctrica chilena.

Refiriéndose a los resultados obtenidos, en primer lugar, se logra determinar el rol fundamental que cumplen los reforzamientos de subestaciones en un sistema eléctrico. Esto se debe a que cuando ocurre un terremoto, éste puede causar daño en una subestación eléctrica, lo que trae como consecuencia la desconexión de parte del consumo conectado a dicha subestación, el cual no es posible de abastecer incluso si no existen limitantes en el sistema de transporte de energía o de capacidad disponible de generación. Dicho lo anterior, se concluye que robustecer las subestaciones para tener una menor probabilidad de desconexión de consumo frente a un terremoto es fundamental para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a terremotos.

Respecto al almacenamiento de energía a gran escala, es posible notar que el aporte de esta tecnología a la resiliencia del sistema se basa en la mitigación de energía no suministrada del sistema, la cual se encuentra conectada a la red posterior al evento sísmico de gran intensidad. Más aún, el aporte del almacenamiento tiene diferencias no significativas en función de la carga inicial del sistema en el instante en que ocurre el terremoto. Esto se debe a que el aporte del almacenamiento de energía a la resiliencia del sistema no se relaciona directamente con la capacidad de almacenar energía, sino que más bien con la capacidad de entregar potencia al sistema en ventanas de tiempo precisas. Esto se debe a que el aporte del almacenamiento de energía se produce en ventanas de tiempo acotadas justo después de la ocurrencia del terremoto cuando efectivamente existe energía no suministrada debido principalmente a restricciones de transmisión o generación, cuyas capacidades han sido degradadas como consecuencia del terremoto. A medida que transcurre el tiempo, la mayor parte de la energía desabastecida corresponde a consumo que se desconecta del sistema dada las contingencias sufridas directamente en el punto de conexión (e.g. subestaciones primarias) o aguas abajo. Más aún, en base a lo anterior es posible proponer las tecnologías de almacenamiento distribuidas en el sistema eléctrico para confrontar problemas de resiliencia frente a terremotos.

Esto guarda relación con que la energía no suministrada conectada al sistema se encuentra presente en un periodo acotado de la semana posterior al terremoto, con lo que incluso estando con carga inicial nula, el almacenamiento decide almacenar energía para entregarla en el periodo crítico de energía no suministrada mitigando la ENS del sistema. A partir de esto se concluye que el aporte del almacenamiento de energía no se correlaciona con la capacidad de almacenamiento de energía sino más bien con la capacidad de entregar potencia al sistema justo después de la falla y por un tiempo determinado asociado a las reparaciones del sistema de transmisión, con lo que es posible aumentar el beneficio de almacenar energía aumentando la capacidad de descarga sin la necesidad de que la capacidad de almacenamiento sea de gran escala. Esto debido a que una solución de gran capacidad de almacenamiento incrementa el costo de inversión, y no necesariamente el beneficio a la resiliencia del sistema, por lo que la costo-efectividad de la solución tiende a disminuir.

En cuanto a las soluciones individuales, se determina que la mejor solución es la línea de interconexión en corriente continua entre la subestación Crucero-Encuentro y Cerro Navia-Lo Aguirre, la cual basa su aporte a la resiliencia en relajar la restricción de sistema de transmisión del sistema para abastecer energía no suministrada conectada al sistema posterior al terremoto. Sin embargo, a partir del análisis se determina que el aporte de la línea no es producto exclusivo de la tecnología HVDC, sino que, por la holgura de transmisión entregada al sistema, permitiendo a los subsistemas del SIC y SING apoyarse mutuamente en caso de una catástrofe.

Considerando los resultados del presupuesto igual a tres, se determina instalar un enlace entre el SIC y el SING, el cual entrega holgura en la capacidad de transporte de energía para generar apoyo entre ambos sistemas y así mitigar la energía no suministrada conectada al sistema en el periodo posterior al terremoto. Además, se decide robustecer subestaciones Cerro Navia- Lo Aguirre y Alto Jahuel, las cuales son relevantes al concentrar los mayores niveles de demanda edel sistema eléctrico y así aminorar la probabilidad de desconexión de demanda del sistema producto de un sismo de alta intensidad.

Por otra parte, en el caso de presupuesto igual a cinco, el portafolio se conforma por un enlace que entrega holgura en capacidad de trasporte entre el SING y el SIC, robustecer las dos subestaciones con mayor concentración de demanda en el sistema (Cerro Navia-Lo Aguirre y Alto Jahuel), y además instalar dos centrales de almacenamiento de energía, ubicadas en las barras Lagunas y Cumbres 500, las cuales ayudan a mitigar la energía no suministrada conectada al sistema eléctrico posterior al terremoto, apoyándose de la holgura del sistema de transmisión.

Económicamente, se tiene que, si bien incluir inversiones nuevas en el sistema ayuda a mejorar la resiliencia de éste, el costo de la energía no suministrada valorizada a costo de falla va disminuyendo cada vez menos al aumentar el presupuesto del portafolio de inversión. Más aún, el costo de la energía no suministrada en los cinco días tiene un comportamiento asintótico a medida que aumenta la restricción de presupuesto, por lo que la mejora en la resiliencia no es directamente proporcional al tamaño del portafolio de inversiones.

A raíz de los mapas de riesgo se puede observar que el nivel de ENS en las barras disminuye considerablemente al incluir soluciones de inversión para mejorar la métrica de resiliencia del sistema. Por otra parte, se observa que la energía no suministrada guarda relación con las características operacionales y topológicas del sistema eléctrico nacional y no se condice directamente con la posición del evento sísmico, donde se evidencia que a pesar de que el terremoto se produzca en una localización extrema del país, la energía no suministrada tiene una mayor presencia en el centro del SEN.

Por otra parte, los mayores niveles de energía no suministrada se concentran en el centro del país, lo que guarda relación con los nodos de mayor consumo en el sistema. Esto tiene una implicancia directa en las decisiones de inversión, ya que la gran mayoría de las soluciones se alinean para mitigar la energía no suministrada esperada en las subestaciones de mayor consumo energético y así, poder mejorar la resiliencia del sistema frente a terremotos.

Finalmente, se puede concluir que con la restricción de presupuesto igual a 1, el sistema disminuye la EENS de 46.12 [GWh] a 38.39 [GWh]. Luego, para un presupuesto igual a 3, la EENS baja a 34.9 [GWh], lo que implica una mejoría respecto al presupuesto igual a uno, pero es incrementalmente menor el beneficio respecto al incluir una única alternativa de solución en el caso base. Por último, en el mejor de los casos de presupuesto igual a cinco, la EENS disminuye a 33.358 [GWh]. Siguiendo con la tendencia anterior, si bien mejora respecto al portafolio de presupuesto igual a tres, se tiene que al aumentar el presupuesto, el beneficio a la resiliencia del sistema frente a terremotos aumenta asintóticamente.

6.1. Trabajos futuros

Un aspecto que no se estudia en este trabajo es el costo de inversión de cada una de las soluciones propuestas. Los portafolios de inversión se determinan mediante un presupuesto que indica la cantidad de instalaciones que se pueden agregar al sistema, independiente de su costo de inversión. Dicho lo anterior, un análisis de costo-beneficio podría entregar un enfoque distinto en relación al real aporte de las tecnologías

Por otra parte, se logra cuantificar el beneficio del almacenamiento a gran escala y una de las principales conclusiones es la independencia del aporte del almacenamiento respecto a la capacidad de almacenamiento de energía. A partir de esto, un estudio pendiente a realizar es el del óptimo dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía, ya que, si bien el beneficio que se entrega no tiene directa relación con la capacidad de acumular energía, si la tiene con la capacidad de entregar potencia al sistema, la cual se ve acotada con posibles restricciones de transmisión, por lo que el correcto dimensionamiento del sistema es un análisis futuro que puede entregar mucho valor al estudio de estos sistemas y su beneficio a la resiliencia frente a terremotos. En resumen, los aspectos a mejorar se presentan a continuación.

- Análisis económico del costo de inversión de cada solución candidata del modelo.
- Dimensionamiento óptimo del almacenamiento de energía que mejora la resiliencia del sistema frente a terremotos para el sistema eléctrico nacional.
- Estudiar el beneficio del almacenamiento de energía de manera local o distribuido, para determinar si logra el mismo aporte que el almacenamiento a gran escala.
- Estudiar beneficio de almacenamiento y otras tecnologías para escenarios distintos al caso promedio de las simulaciones, por ejemplo, la respuesta de las tecnologías en los peores casos.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] S. M. Rinaldi, J. P. Peerenboom, and T. K. Kelly, “Identifying, understanding, and analyzing critical infrastructure interdependencies,” *IEEE Control Syst. Mag.*, vol. 21, no. 6, pp. 11–25, 2001.
- [2] M. Panteli and P. Mancarella, “Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events,” *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, 2017.
- [3] UK Energy Reserch Centre, “Building a Resilient UK Energy System,” United Kingdom, 2011.
- [4] AECOM Australia Pty Ltd, “Energy Storage Study: A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities,” Australia, 2015.
- [5] Ministerio de Energía, “Energía 2050,” Santiago de Chile, 2015.
- [6] T. Lagos, F. Ordonez, R. Sacaan, H. Rudnick, A. Navarro-Espinosa, and R. Moreno, “Discrete optimization via simulation to determine reliable network investments,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018–Janua, no. May, 2018.
- [7] R. Sacaan, H. Rudnick, T. Lagos, F. Ordonez, A. Navarro-Espinosa, and R. Moreno, “Improving power system reliability through optimization via simulation,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [8] R. Allan, “Power system reliability assessment-A conceptual and historical review,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 46, no. 1, pp. 3–13, 1994.
- [9] M. Keogh and C. Cody, “Resilience in Regulated Utilities,” *mkeogh@naruc*, no. November, pp. 898–9374, 2013.
- [10] A. R. Berkeley III, M. Wallace, and NIAC, “A Framework for Establishing Critical Infrastructure Resilience Goals: Final Report and Recommendations,” 2010.
- [11] L. H. Fink and K. Carlsen, “Operating under stress and strain”, *IEEE Spectr.*, vol. 15, no. 3, pp. 48–53, 1978.
- [12] Ministerio de Energía, “Ley N° 20.936, Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional,” Santiago de Chile, 2016.
- [13] U.S. Department of the Interior; U.S. Geological Survey, “USGS,” *Water-use*, 2005. [Online]. Available: <http://water.usgs.gov/watuse/data/2005/>.
- [14] Ministerio de Energía, “Ruta Energética 2018-2022”, Santiago de Chile, 2018.
- [15] N. R. Romero, L. K. Nozick, I. D. Dobson, N. Xu, and D. A. Jones, “Transmission and generation expansion to mitigate seismic risk,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3692–3701, 2013.
- [16] C. A. Kircher, R. V. Whitman, and W. T. Holmes, “HAZUS Earthquake Loss Estimation Methods,” *Nat. Hazards Rev.*, 2006.

- [17] E. Yamangil, R. Bent, and S. Backhaus, “Designing Resilient Electrical Distribution Grids,” *Los Alamos Natl. Lab.*, 2014.
- [18] W. Yuan, J. Wang, F. Qiu, C. Chen, C. Kang, and B. Zeng, “Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016.
- [19] H. Nagarajan, E. Yamangil, R. Bent, P. Van Hentenryck, and S. Backhaus, “Optimal Resilient transmission Grid Design,” in *19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016*, 2016.
- [20] H. Nagarajan, R. Bent, P. Van Hentenryck, S. Backhaus, and E. Yamangil, “Resilient Transmission Grid Design: AC Relaxation vs. DC approximation,” pp. 1–8, 2017.
- [21] D. N. Trakas and N. D. Hatziaargyriou, “Optimal Distribution System Operation for Enhancing Resilience Against Wildfires,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2260–2271, 2018.
- [22] Y. Fang, “Optimizing the Resilience of Interdependent Infrastructure Systems against Intentional Attacks,” pp. 62–67, 2017.
- [23] A. Poulos, S. Espinoza, and H. Rudnick, “Seismic Risk Assessment of Spatially Distributed Electric,” *6th World Conf. Earthquake, 16WCEE 2017*, no. May, p. 12, 2017.
- [24] S. Espinoza *et al.*, “Seismic resilience assessment and adaptation of the Northern Chilean power system,” *2017 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. March, pp. 1–5, 2017.
- [25] R. Sacaan, A. Navarro-espinoza, F. Ord, H. Rudnick, and R. Moreno, “Designing Resilient Power Networks Against Natural Hazards,” no. 1.
- [26] A. Navarro-Espinoza, R. Moreno, Lagos, Ordoñez, Sacaan, and Rudnick, “Improving distribution network resilience against earthquakes,” *Resil. Transm. Distrib. Networks 2017*, no. August, pp. 3–8, 2017.
- [27] K. Zach, H. Auer, and G. Lettner, “D2.1 Report summarizing the Current Status , Role and Costs of Energy Storage Technologies,” 2012.
- [28] “Will pumped storage hydropower capacity expand more quickly than stationary b.” [Online]. Available: https://www.iea.org/newsroom/news/2019/march/will-pumped-storage-hydropower-capacity-expand-more-quickly-than-stationary-b.html?utm_content=buffere313a&utm_medium=social&utm_source=linkedin.com&utm_campaign=buffer. [Accessed: 11-Mar-2019].
- [29] T. Lagos G., “Designing resilient power networks against natural hazards,” Santiago de Chile, 2017.
- [30] C. SIC, “Informe final Estudio de continuidad de suministro 2015, Departamento de Estudios Dirección de Peajes,” Santiago de Chile, 2016.
- [31] Ministerio de Energía, “Informe técnico final plan de expansión anual de transmisión año 2017.” Santiago de Chile, 2017.

- [32] A. H. Slocum, M. N. Haji, A. Z. Trimble, M. Ferrara, and S. J. Ghaemsaidi, “Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 18, pp. 80–99, 2016.
- [33] Ministerio de Energía, “Res-Exenta-N°677, Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas medianos.,” Santiago de Chile, 2018.