

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

**Planificación resiliente de la
Transmisión del SEN ante escenarios
de eventos climáticos extremos**

Tesis para optar al grado de Ingeniera Civil Electricista y
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Daniela Fernanda Torres Velasco

Profesor Guía: Ricardo Álvarez
Profesor Co-Guía: Pedro Gutiérrez



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título ☒ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Planificación de la Transmisión del SEN ante escenarios de eventos climáticos extremos

Nombre del candidato(a): Daniela Fernanda Torres Velasco

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica - Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Campus: San Joaquín

Departamento: Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Ricardo Javier Álvarez Malebrán, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 08-06-2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 08-06-2026

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Tesis para optar al grado de Ingeniera Civil Electricista y Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

Título de tesis: Planificación resiliente de la Transmisión del SEN ante escenarios de eventos climáticos extremos.

Candidata

Daniela Fernanda Torres Velasco

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor guía

Ricardo Álvarez

Profesor co-guía

Pedro Gutiérrez

Santiago, 25 de Mayo de 2026

Índice General

1. Introducción	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Hipótesis.....	5
1.3 Objetivos.....	7
2. Estado del arte	9
2.1 Eventos climáticos extremos en estudios de SEP	9
2.1.1 Marco metodológico	9
2.1.2 Modelos de impacto en componentes de red.....	12
2.1.3 Evaluación del impacto de ECE en los SEP	24
2.2 Planificación de la transmisión	29
2.2.1 Formulación tradicional de TNEP	30
2.2.2 TNEP con criterios de resiliencia	37
2.2.3 Alternativas para mejorar la resiliencia de los SEP	43
3. Propuesta metodológica	53
3.1 Generación de escenarios de contingencias inducidas por ECE	56
3.1.1 Perfiles de viento.....	57
3.1.2 Modelo de líneas – velocidad de viento	60
3.1.3 Curvas de fragilidad	63
3.1.4 Generación de escenarios de vulnerabilidad	64
3.1.5 Escenarios de contingencias inducidas por ECE.....	67
3.2 Expansión óptima de SEP.....	71
3.3 Simulación de la operación.....	72
3.4 Identificación y selección de candidatos para reforzamiento	74
3.4.1 Análisis de desempeño	74
3.4.2 Selección de candidatos para reforzamiento	76

4. Implementación y resultados	81
4.1 Caso de estudio.....	81
4.1.1 Base de datos velocidad de viento	81
4.1.2 Sistema eléctrico	81
4.1.3 Estudios de vulnerabilidad y simulación de Monte Carlo	83
4.2 Resultados	89
4.2.1 Expansión Π_0 y operación	89
4.2.2 Escenarios de contingencia generados	94
4.2.3 Operación bajo ECE y análisis de desempeño inicial	98
4.2.4 Identificación y selección de candidatos para reforzamiento	107
5. Conclusiones.....	118
5.1 Sobre la propuesta	118
5.2 Sobre la aplicación al SEN	118
5.3 Sobre las hipótesis planteadas.....	119
5.4 Limitaciones y trabajo futuro	121
6. Bibliografía	123
A. Anexos	i
a. Nomenclatura.....	i
b. Tablas extendidas.....	vii

Índice de Tablas

Tabla 1: Clasificación de la velocidad de viento según escala de Beaufort. Basado de: [83].	62
Tabla 2: Casos de estudio establecidos.	86
Tabla 3: Valor esperado de ENS sistémica por O_j , por cada caso de estudio.	103
Tabla 4: Índices de desempeño por caso crítico considerado.	104
Tabla 5: Principales configuraciones espaciales observadas en la localización de la ENS, dentro del total de contingencias y casos de estudio considerados.	108
Tabla 6: Índices de desempeño por caso crítico. Π_{mod} considerando almacenamiento.	108
Tabla 7: Corredores de transmisión priorizados para refuerzo estructural, por frecuencia relativa de caída en el conjunto de casos críticos.	110
Tabla 8: Variaciones en conteo promedio de contingencias, posterior a refuerzo estructural de líneas vulnerables.	111
Tabla 9: Índices de desempeño por caso crítico. Π_0 , considerando previamente refuerzo de líneas de transmisión.	112
Tabla 10: Corredores con saturación recurrente registrada, dentro del conjunto de casos críticos.	113
Tabla 11: Corredores priorizados para construcción de línea paralela, ordenados por vulnerabilidad estructural de la línea existente.	114
Tabla 12: Índices de desempeño por caso crítico. Π_{mod} considerando líneas nuevas.	114
Tabla 13: Clasificación de la velocidad de viento según escala de Beaufort. Versión completa. Basado de: [83].	vii

Índice de Figuras

Figura 1: Número de reportes de desastres naturales a nivel mundial, desde 1970 hasta octubre de 2025. Fuente: [3].	2
Figura 2: Marco genérico para evaluar el impacto del clima en la resiliencia de los sistemas eléctricos. Fuente: [1].	10
Figura 3: Marco general para estudiar la resiliencia de los sistemas eléctricos. Fuente: [22].	11
Figura 4: Clasificaciones temporales de planificación orientada a la resiliencia y medidas de operación. Fuente: [23].	12
Figura 5: Principales tipos de ECE, sus magnitudes y componentes consideradas para evaluaciones de resiliencia por curvas de fragilidad (o cf). Fuente: [24].	13
Figura 6: Forma general de 2 curvas de fragilidad. Fuente: [24].	14
Figura 7: Curvas de fragilidad para torres y líneas de transmisión, en función de la velocidad de viento. Fuente: [9].	15
Figura 8: Curvas de fragilidad derivadas para torres y líneas de transmisión, en función de la velocidad de viento. Fuente: [26].	16
Figura 9: Curvas de fragilidad para torres de transmisión, en función de velocidad y ángulo de ataque de viento, ref. [27], [28]. Fuente: [24].	17
Figura 10: Curvas de fragilidad para líneas y torres de transmisión, para diferentes niveles de robustez. Fuente: [29].	18
Figura 11: Comparación de curvas empíricas de fragilidad para líneas de transmisión de 132-275 [kV]. Fuente: [30].	18
Figura 12: Curvas de fragilidad para 5 tipos de conductores en función de la velocidad de viento. Fuente: [31].	19
Figura 13: Curvas de fragilidad para estructuras AB y SB de planta nuclear, en función de PGA. Fuente: [32].	20
Figura 14: Curvas de fragilidad para generador diésel de emergencia, en función de PGA. Fuente: [33].	21
Figura 15: Efecto de la variación de rigidez traslacional efectiva en curvas de fragilidad del transformador de molde. Fuente: [34].	22

Figura 16: Curvas de fragilidad desarrolladas con base en los registros con (a) $PGV=30$ [cm/s] y (b) 40 cm/s. Fuente: [35].	22
Figura 17: Curva de fragilidad de línea de transmisión, en función de la duración de tormentas eléctricas. Fuente: [36].	23
Figura 18: La superficie de probabilidad de falla de la línea de transmisión en función de la temperatura y el humo. Fuente: [37].	24
Figura 19: Visión general de metodología propuesta.	53
Figura 20: Diagrama de flujo del proceso iterativo de la metodología propuesta.	54
Figura 21: Diagrama de flujo extendido de módulo (1), proceso propuesto para generar escenarios climáticos extremos, aplicada a vientos extremos.	57
Figura 22: SEP simplificado con coordenadas intermedias por componente, conformando $7l$. Diferenciado por tensiones $u1$ y $u2$. Fuente: elaboración propia.	60
Figura 23: Ejemplo ilustrativo de curvas de fragilidad para líneas de transmisión, diferenciada por nivel de tensión. Fuente: elaboración propia.	63
Figura 24: Distribución acumulada ilustrativa de ε y $q95$. Fuente: elaboración propia.	75
Figura 25: Ilustración del efecto de reforzamiento sobre curvas de fragilidad. Fuente: elaboración propia.	78
Figura 26: Ubicación aproximada de líneas de transmisión participantes en la PET. Se consideran líneas de 500 [kV] y 220 [kV]. Fuente: [18]	82
Figura 27: Superposición de grilla climática aproximada sobre de líneas de transmisión participantes en la PET. Fuente: [18]	82
Figura 28: Demanda punta anual sistémica, a lo largo del horizonte.	83
Figura 29: Capacidad instalada sistémica, desagregada por tecnología.	83
Figura 30: Curvas de fragilidad utilizadas para torres y líneas de transmisión, en función de vl, d, h , basadas del estudio de [9].	84
Figura 31: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030.	85
Figura 32: Distribución de duración de Mn identificados.	85
Figura 33: Distribución de velocidad de viento máxima por Mn .	85
Figura 34: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030. Factor $K = 1.2$, aplicado antes.	87

Figura 35: Distribución de duración de Mn identificados. Factor $K = 1.2$, aplicado antes.	87
Figura 36: Distribución de velocidad de viento máxima por Mn . Factor $K = 1.2$, aplicado antes.....	87
Figura 37: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030. Factor $K = 1.2$, aplicado después.	88
Figura 38: Distribución de duración de Mn identificados. Factor $K = 1.2$, aplicado después.	88
Figura 39: Distribución de velocidad de viento máxima por Mn . Factor $K = 1.2$, aplicado después.	88
Figura 40: Costo de inversión de nuevos componentes, acorde a Π_0	89
Figura 41: Costo de operación del sistema.	89
Figura 42: Comparación porcentual entre energía suministrada y no suministrada.	90
Figura 43: Capacidad instalada sistémica, desagregada por tecnología.	92
Figura 44: Energía total anual, desagregada por tecnología.	92
Figura 45: Vertimiento renovable respecto de la generación potencial, desagregado por tecnología.....	93
Figura 46: despacho sistémico, 2 de Julio del 2030, desagregado por tecnología.....	94
Figura 47: despacho sistémico, 3 de Julio del 2030, desagregado por tecnología.	94
Figura 48: Duración promedio de Oj por simulación, año y caso.	96
Figura 49: Número promedio de Oj por simulación, año y caso.	96
Figura 50: Número de líneas promedio caídas por Oj , por año y caso.	97
Figura 51: Número de circuitos promedio caídos por Oj , por año y caso.	97
Figura 52: Percentil 95 de número de líneas caídas por Oj , por año y caso.	98
Figura 53: Percentil 95 de número de circuitos caídas por Oj , por año y caso.....	98
Figura 54: Distribución acumulada empírica de ENS, para S1. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], modelo de falla independiente.	99
Figura 55: Distribución acumulada empírica de ENS, para S2. Parámetros: $\tau_{ul}=5$ [h], modelo de falla independiente.	99

Figura 56: Distribución acumulada empírica de ENS, para S3. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], modelo de falla correlacionada.....	100
Figura 57: Distribución acumulada empírica de ENS, para S4. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], modelo de falla de modo común.	100
Figura 58: Distribución acumulada empírica de ENS, para S5. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], $K=1,2$ antes, modelo de falla correlacionada.	101
Figura 59: Distribución acumulada empírica de ENS, para S6. Parámetros: $\tau_{ul}=5$ [h], $K=1,2$ antes, modelo de falla correlacionada.	101
Figura 60: Distribución acumulada empírica de ENS, para S7. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], $K=1,2$ después, modelo de falla correlacionada.....	102
Figura 61: Distribución acumulada empírica de ENS, para S8. Parámetros: $\tau_{ul}=5$ [h], $K=1,2$ después, modelo de falla correlacionada.....	102
Figura 62: Curvas de fragilidad de líneas de transmisión, en función de $\nu l, d, h$, basadas del estudio de [9]. Refuerzo del 20% sobre ambas.....	110

1. Introducción

1.1 Motivación

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son una de las infraestructuras más críticas en las sociedades actuales. Su operación estable y continua es fundamental para maximizar los niveles de satisfacción y bienestar social. Uno de los criterios de seguridad ampliamente utilizados en la planificación y operación de los SEP es el criterio N-1. Bajo este criterio, los SEP se planifican y operan de forma tal de mantener la continuidad de suministro en caso de falla de alguno de sus componentes principales (como una línea de transmisión, un generador o un transformador). Este esquema permite a los operadores de red contar con la infraestructura suficiente para mantener altos niveles de suministro ante perturbaciones de alta probabilidad de ocurrencia, cuya magnitud y duración son generalmente conocidos. Sin embargo, en los últimos años, la situación global ha cambiado considerablemente debido al impacto del cambio climático, que ha resultado en un aumento significativo tanto en magnitud como frecuencia de eventos climáticos extremos [1]. A diferencia de fallas aisladas de algún elemento de red, que son cubiertas por la aplicación del criterio N-1, estos eventos climáticos extremos (o ECE, por sus siglas) pueden causar fallas simultáneas en diferentes partes de los sistemas eléctricos, pudiendo generar incluso un corte de suministro generalizado (conocido como blackout, del inglés). Es por esto que surge la necesidad de adoptar enfoques más robustos en la planificación de futura infraestructura de tal manera de incluir, como aspecto clave, los efectos producidos por el cambio climático.

Los ECE, como huracanes, tormentas y sequías, son unas de las principales causas de fallas del sistema de transmisión en el mundo [2]. Estos son comúnmente conocidos como “eventos de alto impacto y de baja probabilidad” (o HILP, por sus siglas en inglés). A nivel mundial, el número de ECE ha aumentado sostenidamente desde la década 1970, tal como se puede apreciar en la Figura 1. En particular, en la figura se observa un aumento significativo en la cantidad de inundaciones, temperaturas extremas, sequías, y otros fenómenos climáticos extremos como tornados, tormentas de nieve, tormentas eléctricas,

tormentas de arena, ventiscas y vientos extremos [3]. Las consecuencias de este tipo de eventos son significativas, y resultan en pérdidas económicas y, en muchos casos, pérdidas humanas.

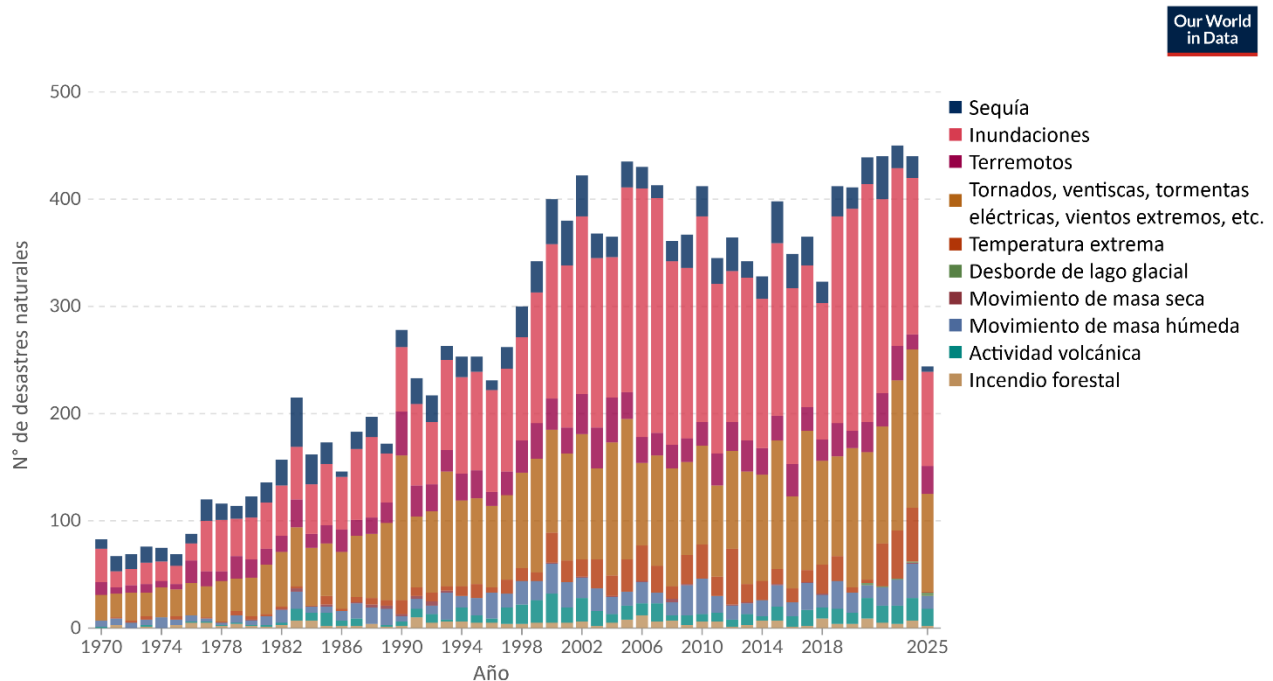


Figura 1: Número de reportes de desastres naturales a nivel mundial, desde 1970 hasta octubre de 2025. Fuente: [3].

En la actualidad, ya son visibles los impactos del cambio climático en la operación y en los componentes vitales de los sistemas eléctricos. Algunos ejemplos son la disminución operacional de la capacidad de transmisión de líneas producto de aumentos de la temperatura ambiente [4], la reducción de la distancia de los aislamientos por la formación de hielo [2], la disminución de la eficiencia del proceso de conversión térmica en plantas ante temperaturas elevadas [5], cambios en las características de las puestas a tierra de subestaciones [6] y el aumento de frecuencia e intensidad de períodos de sequía, afectando directamente a generación hidráulica [7] y térmica con refrigeración externa, entre otros. Asimismo, la generación renovable no está exenta de la influencia del cambio climático, ya que los cambios en los patrones de abundancia de nubes o variaciones en la frecuencia e intensidad de vientos afectan directamente a la generación solar y eólica [1], respectivamente. Condiciones climáticas extremas pueden llevar, incluso, a la destrucción de componentes vitales de los sistemas eléctricos, tales como el colapso de torres

debido a fuertes vientos o fallas en líneas de transmisión por tormentas eléctricas o inundaciones [2].

En vista del aumento en la ocurrencia de ECE, así como de su impacto en la seguridad y continuidad operacional de los SEP, en los últimos años ha cobrado relevancia el concepto de resiliencia de los sistemas eléctricos y la necesidad de determinar cuán resilientes son frente a estos eventos. La resiliencia de un SEP se puede definir como su capacidad para anticipar, absorber, adaptarse y/o rápidamente recuperarse de eventos disruptivos [8], como eventos HILP [9].

La capacidad de anticiparse tiene relación a la identificación temprana de posibles fuentes de ECE que pueden afectar a los sistemas eléctricos, para aplicar medidas anticipativas. A nivel de planificación, se puede realizar una planificación resiliente estructural, que integra ingeniería, ciencia de materiales y planificación ambiental para garantizar que la infraestructura resista los eventos extremos sin comprometer su integridad estructural. A nivel operacional, se puede realizar el redespacho preventivo de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento, para preparar el sistema para enfrentar la eventualidad. Por su parte, la capacidad de absorber se refiere a la capacidad del sistema de mantener la estabilidad y minimizar las interrupciones de servicio durante la ocurrencia de un evento extremo. Aquí, aspectos como capacidad de respuesta (apoyada por sistemas avanzados de monitoreo o sistemas de generación distribuida) o redundancia de líneas de transmisión, cobran relevancia al momento de reducir el impacto del evento extremo al sistema eléctrico. La capacidad de recuperación se refiere a la restauración rápida y ordenada del sistema tras la ocurrencia del evento extremo, minimizando el impacto en la red. Ejemplo de medidas que aportan a la capacidad de recuperación mientras se restaura la infraestructura afectada por el evento extremo son gestión de demanda, re-energización de líneas de transmisión y distribución, o el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, la capacidad de adaptación se refiere a capacidad del sistema para aprender de la experiencia acumulada ante eventos extremos y traducir ese aprendizaje en cambios que reduzcan su vulnerabilidad y mejoren su desempeño ante eventos futuros. Lo anterior puede incluir inversiones en infraestructura más resistente, el robustecimiento de infraestructura actual, la

actualización de estándares de diseño y la actualización de normas y protocolos operacionales.

Un aspecto fundamental para concebir SEP más resilientes ante ECE, es contar con herramientas que permitan modelar la naturaleza de dichos eventos, incluyendo su impacto en los componentes de la red. Sin embargo, modelar el impacto del cambio climático, en particular los ECE, en la planificación y operación de los SEP es una tarea compleja, principalmente por la naturaleza estocástica e impredecible del clima. En la actualidad, los estudios enfocados en modelar el clima y su impacto en la operación de los SEP se pueden dividir en dos. Los primeros utilizan un enfoque analítico, a través de procesos de Markov en las variables de interés como los estados climáticos [10-12]. Los modelos más simples utilizan 2 estados, clima normal y clima adverso, mientras que los modelos más complejos pueden considerar múltiples escenarios, así como también “regiones climáticas”, para considerar aspectos regionales [13],[14]. En este último caso, lo usual es asumir un único modelo para las variables climáticas dentro de una misma región geográfica. El segundo enfoque consiste en utilizar técnicas de simulación de Monte Carlo [15-17], que capturan con mayor precisión la naturaleza transversal de los eventos climáticos (tanto espacial como temporalmente), modelando de manera más precisa su impacto en la operación y confiabilidad de los SEP. La desventaja de este enfoque es que requiere una alta capacidad computacional y tiempos de cómputo. A pesar de los avances realizados en cuanto al desarrollo de modelos del clima y su impacto en la planificación y operación de los SEP, su incorporación en el marco de modelos de planificación de la infraestructura eléctrica es aún incipiente.

En el caso de Chile, para planificar la infraestructura eléctrica, tanto el Coordinador Eléctrico Nacional [18], [19] como la Comisión Nacional de Energía [20] consideran estudios de proyección de demanda y escenarios de expansión del parque generador, entre otros. Sin embargo, no se incluyen estudios relacionados a eventos climáticos extremos ni se contemplan planes de reforzamiento del sistema de transmisión para cubrir al sistema ante la ocurrencia de estos eventos. Si bien el marco regulatorio actual sí permite considerar el impacto de este tipo de eventos para definir el plan de obras en transmisión, en la práctica no se hace. Lo anterior, representa un desafío para la planificación de la transmisión en Chile, dado que el país se verá expuesto a

eventos climáticos extremos con una creciente frecuencia. Para hacer frente a este desafío, es necesario integrar de manera explícita la ocurrencia de ECE en la planificación, con el objeto de anticipar y mitigar su impacto en los sistemas eléctricos de potencia.

En el contexto anterior, este trabajo de tesis propone un enfoque metodológico para la planificación resiliente de la expansión de la transmisión de SEP, el cual se aplica al caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno. El trabajo se basa en el desarrollo de un modelo de planificación de SEP que permite evaluar el desempeño del sistema frente a ECE y mejorar su resiliencia. Para ello, se integran herramientas de optimización de la infraestructura eléctrica con criterios técnico-económicos, modelos probabilísticos para simular la ocurrencia de ECE, modelos probabilísticos para simular la falla de componentes del sistema eléctrico frente a un ECE, modelos de operación ante la falla de componentes e indicadores para evaluar la robustez del sistema frente a la ocurrencia de eventos climáticos extremos.

1.2 Hipótesis

La hipótesis general de esta tesis es la siguiente: *“Una herramienta de planificación de la expansión de la transmisión que incorpore explícitamente las incertidumbres climáticas y métricas de resiliencia permite identificar y priorizar refuerzos en los SEP, mejorando su capacidad para anticiparse y absorber los impactos de eventos climáticos extremos y garantizando mayores niveles de resiliencia ante condiciones adversas.”*

Para contrastar la hipótesis general, se plantean cuatro hipótesis específicas, donde cada una aborda una dimensión específica del problema de investigación: en valor de incorporar explícitamente ECE en la planificación de la transmisión, la representación del cambio climático, la modelación de los modos de falla y el efecto de los tiempos de restauración sobre la selección de refuerzos.

H1: Valor de incorporar ECE en la planificación de la transmisión.

“Incorporar el impacto de ECE en la evaluación de planes de expansión permite identificar refuerzos que mejoran significativamente la robustez del sistema (por ejemplo, reducen la energía no suministrada esperada y/o en

cola), con un aumento acotado del costo total del sistema, en comparación con un TNEP puramente económico/determinista.”

H2: Efecto de la representación del cambio climático.

El cambio climático puede afectar tanto la intensidad de los ECE, como su frecuencia. Al ser una incertidumbre profunda, no se conoce con exactitud este impacto (solo intensidad, o también frecuencia). En este contexto, la segunda hipótesis específica de este trabajo es la siguiente:

“Asumir que el cambio climático aumentará la intensidad y la frecuencia de los ECE cambia el conjunto de corredores críticos y la priorización de refuerzos, respecto a asumir que solo impactará la intensidad de los ECE.”

H3: Efecto de los modos de falla sobre la estimación de resiliencia.

Un desafío no menor en la modelación del impacto de los ECE es que las curvas de fragilidad reportadas en la literatura técnica solo entregan la probabilidad de falla de una línea, es decir, asumen que fallan todos los circuitos. Sin embargo, en un ECE pueden coexistir dos tipos de fallas: fallas de modo común (o common-mode, del inglés), donde se cae la línea completa, y fallas de un circuito en específico. Este hecho motiva la tercera hipótesis.

“Considerar solo fallas de modo común, donde el ECE deja la línea completa fuera de servicio, e ignorar las fallas de circuitos en específico, sobrestima la energía no suministrada (o ENS, por sus siglas) en la cola (casos más críticos) y, por ende, sobrestima los refuerzos necesarios para lograr un objetivo (umbral) de ENS producto de los ECE.”

H4: Efecto de los tiempos de restauración sobre el tipo de refuerzo seleccionado.

Finalmente, otro desafío a nivel de modelación tiene relación con los tiempos de restauración de la infraestructura fallada. Estos tiempos dependen, en gran medida, de la infraestructura disponible para la reparación de la línea/circuito fallado (por ejemplo, cantidad de cuadrillas), la duración del ECE (horas, días), la intensidad del ECE (si es muy intenso, impide una reparación rápida), la extensión del ECE (local o de alcance amplio) y la naturaleza de la falla (por ejemplo, colapso de torres o caída de árboles sobre la servidumbre completa; o

una falla de aislación que afecta un circuito puntual). Esto motiva la cuarta y última hipótesis específica:

“La incorporación de tecnologías flexibles como BESS resulta más efectiva en escenarios de restauración rápida (menor tiempo de reparación) y eventos localizados, mientras que refuerzos estructurales (robustecer estructuras, incorporar circuitos paralelos) dominan bajo escenarios de restauración lenta y eventos extensos.”

1.3 Objetivos

El objetivo general de este trabajo es desarrollar una metodología para la planificación resiliente de la expansión de la transmisión de SEP que incorpore el impacto de ECE y permita determinar estrategias de reforzamiento para mejorar la robustez del sistema frente a este tipo de eventos. La metodología será implementada en un caso de estudio basado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Objetivos específicos

- Revisar el estado del arte en cuanto a: modelos y metodologías para la incorporación de aspectos de resiliencia de SEP en herramientas de planificación de la transmisión; modelos de ECE de alto impacto y baja probabilidad que afectan a la correcta operación de los SEP; curvas de fragilidad y modelos de falla de infraestructura y alternativas de reforzamiento para mitigar el impacto de ECE en los SEP.
- Proponer una metodología para la planificación de la expansión de la transmisión resiliente de los SEP ante la ocurrencia de ECE, incorporando explícitamente incertidumbre climática, métricas de resiliencia, modelos de falla de infraestructura y alternativas de refuerzo estructural y flexible.
- Modelar un evento climático extremo y su impacto en los componentes de red, considerando distintas representaciones del cambio climático, modelos de falla de infraestructura y escenarios de restauración de la infraestructura dañada, con el nivel de detalle acorde a una herramienta de planificación de la transmisión.

- Determinar la expansión resiliente del SEN ante la ocurrencia del evento climático extremo seleccionado y evaluar sus beneficios con respecto a una expansión tradicional, considerando tanto alternativas de refuerzo estructural como tecnologías flexibles tipo almacenamiento.
- Evaluar cómo la representación del cambio climático, los modos de falla y los tiempos de restauración modifican la identificación de corredores críticos, la priorización de refuerzos y la conveniencia relativa entre alternativas estructurales —como refuerzo de líneas, circuitos paralelos o redundancia topológica— y tecnologías flexibles, como sistemas de almacenamiento de energía.

2. Estado del arte

En este capítulo se revisa el estado del arte en cuanto a enfoques actuales para modelar el impacto de eventos climáticos extremos, integrar la resiliencia en la planificación de la transmisión y explorar alternativas tecnológicas para fortalecer los sistemas eléctricos. Esta revisión permite identificar las fortalezas y brechas en la literatura, destacando los desafíos específicos que esta tesis busca abordar en el contexto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile.

2.1 Eventos climáticos extremos en estudios de SEP

2.1.1 Marco metodológico

El cambio climático y su influencia en los sistemas eléctricos ha sido objeto de estudio de manera progresiva en los últimos años. En trabajos como [21] de 2014, ya se estudiaban los desafíos y oportunidades que el cambio climático presentaba para la planificación de los SEP. En este trabajo se destaca la importancia de entender las limitaciones de los modelos climáticos existentes a esa fecha, que no consideraban mayormente ECE, siendo este un aspecto esencial para evaluar la resiliencia. En [1], se propone un marco de investigación integral para determinar el impacto de eventos climáticos HILP en los SEP, así como posibles medidas de mitigación. El marco genérico, propuesto para evaluar el impacto del clima en la resiliencia de los sistemas eléctricos, se muestra en la Figura 2. La propuesta incluye modelos del clima, el impacto de HILP en la falla de los componentes del sistema eléctrico, modelado a través de curvas de fragilidad, la influencia del clima en los tiempos de restauración del SEP, y la resiliencia humana durante emergencias climáticas, entendiéndose esta última como la capacidad de operadores (o personal de terreno) del sistema para mantener una adecuada consciencia situacional, toma de decisiones oportunas y la coordinación eficaz durante la emergencia. Además, se presentan posibles estrategias de mitigación, tales como el uso de materiales más resistentes, redundancia en las instalaciones de transmisión, reservas energéticas, soluciones

de redes inteligentes, y mejoras en materias de monitoreo, protección y control. Si bien este marco permite determinar la resiliencia del sistema ante un evento climático extremo, estimar la adaptabilidad del sistema para mitigar el impacto de futuros eventos, e identificar estrategias para aumentar la resiliencia del SEP, no considera de manera explícita el impacto económico de adoptar dichas medidas. Además, no existe una realimentación para evaluar el impacto en la resiliencia del SEP de las medidas consideradas.

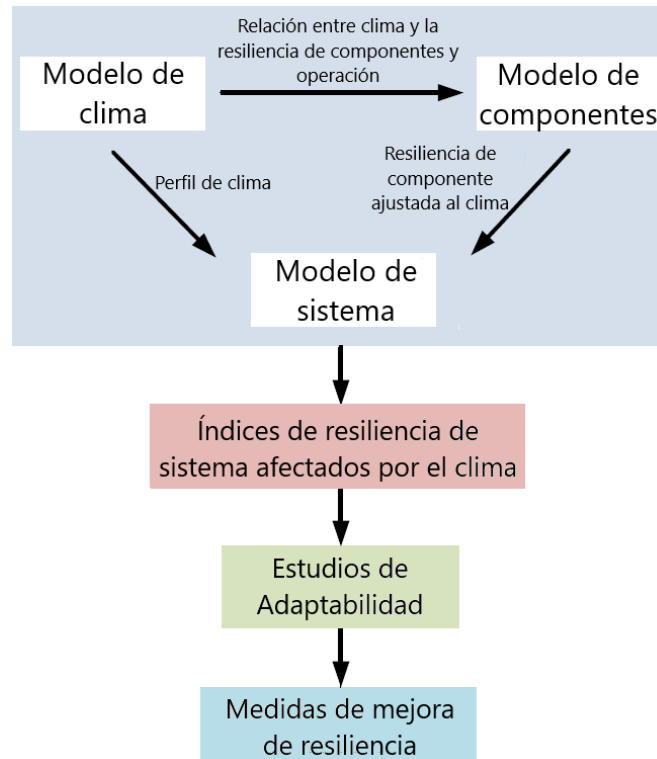


Figura 2: Marco genérico para evaluar el impacto del clima en la resiliencia de los sistemas eléctricos. Fuente: [1].

En [22], se presenta otra propuesta de marco de estudio para evaluar y mejorar la resiliencia de un SEP ante eventos climáticos. El marco de estudio propuesto se muestra en la Figura 3. Como se puede ver de esta figura, la propuesta evalúa la resiliencia del sistema en distintos estados (prevención, degradación, restauración y adaptación), y considera tanto la robustez física como la capacidad operativa del sistema. Una vez evaluada la resiliencia del sistema, se proponen medidas para mejorarla, considerando un análisis de costo/beneficio, junto con la participación de actores claves, en un proceso iterativo. Para evaluar la resiliencia, se utiliza como datos de entrada información del clima, la red, modelos de las amenazas e índices de resiliencia. Como se puede ver, este marco

de estudio es bastante amplio y permite evaluar la resiliencia del sistema en el marco de una planificación de mediano/largo plazo (estado de prevención), así como durante la ocurrencia de un evento (estados de degradación, restauración y adaptación). Sin embargo, su aplicación a SEP reales requiere de grandes esfuerzos humanos y computacionales, en particular para evaluar los estados de degradación (absorción) y restauración.

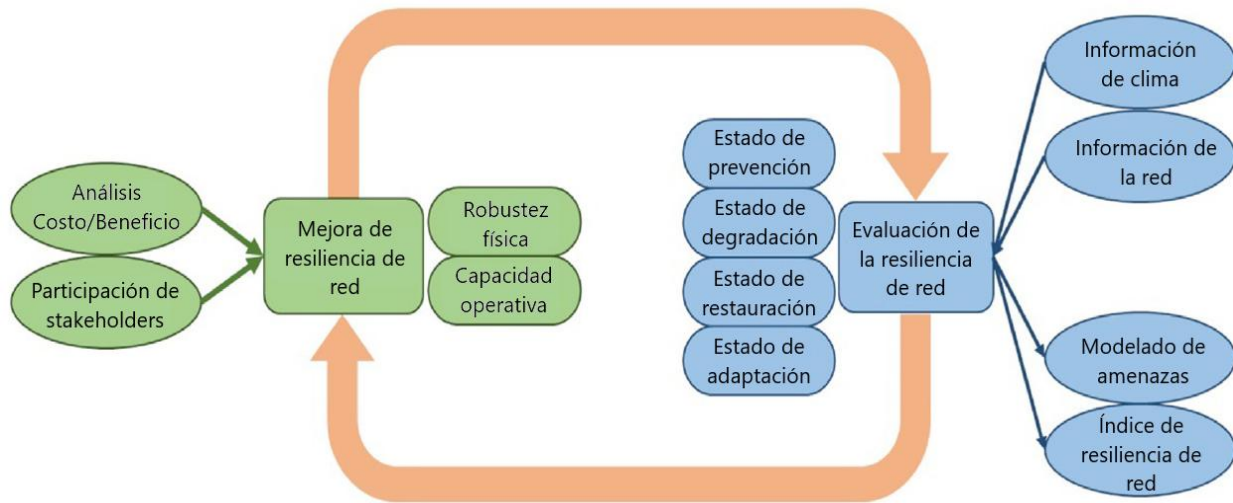


Figura 3: Marco general para estudiar la resiliencia de los sistemas eléctricos. Fuente: [22].

A nivel conceptual en [23], los autores diferencian las distintas etapas temporales y dimensiones espaciales involucrados en los estudios de resiliencia de los SEP. Además, diferencian entre medidas de planificación (largo plazo) y operación (corto plazo) que se pueden tomar en las distintas etapas temporales para mejorar la resiliencia de los SEP. En el largo plazo, en el marco de la planificación orientada a la resiliencia (o planificación resiliente estructural), destacan que esta no debe enfocarse en un evento en particular, sino en una clase de eventos. En el corto plazo, distinguen entre medidas anticipativas y preventivas (horas antes del evento), medidas en respuesta al evento (antes, durante y post evento) y medidas de restauración de servicio y de recuperación (durante y post evento). El marco de estudio permite reconocer, además, posibles oportunidades de mejora de la robustez del sistema. Si bien el nivel de detalle de este marco de estudio es amplio y escapa los alcances de este trabajo de tesis, que está enfocado en la evaluación de la resiliencia en el marco de una planificación de mediano/largo plazo, se puede ajustar para cubrir solo aspectos relevantes a la planificación de la transmisión.

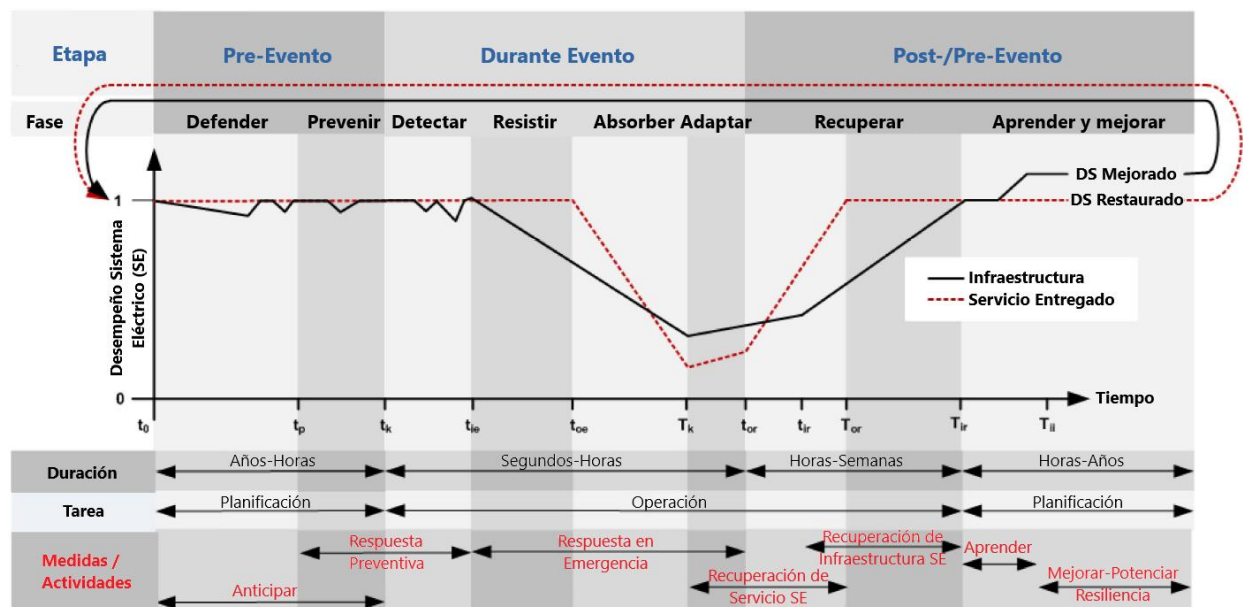


Figura 4: Clasificaciones temporales de planificación orientada a la resiliencia y medidas de operación. Fuente: [23].

Como se puede ver de los estudios presentados, existen tres aspectos básicos que son necesarios para evaluar la resiliencia de un SEP ante ECE: *i)* contar con modelos que cuantifiquen el impacto de un evento climático extremo en los componentes del SEP, *ii)* contar con índices de desempeño, que permitan cuantificar el impacto de un evento climático extremo en la operación del SEP y *iii)* contar con una metodología para cuantificar la resiliencia del SEP ante la ocurrencia de un evento climático extremo. A continuación, se presentan con más detalle cada uno de estos tres aspectos.

2.1.2 Modelos de impacto en componentes de red

Un aspecto fundamental para estimar el impacto de eventos HILP en la operación de los SEP consiste en modelar el impacto de este tipo de eventos en los componentes del sistema eléctrico. Una técnica ampliamente utilizada para ello es el uso de curvas de fragilidad. A diferencia de las tasas de falla de componentes independiente del clima, estas curvas permiten modelar la probabilidad de falla de componentes estructurales en función de la intensidad y naturaleza de un evento climático extremo. Dado que la probabilidad de falla aumenta con la severidad del evento climático, el uso de curvas de fragilidad permite capturar el impacto de eventos HILP de distintas magnitudes en la operación del SEP y determinar, así, su resiliencia.

En [24], se presenta un resumen de los avances realizados en cuanto a modelos de curvas de fragilidad a lo largo de los años, para los distintos elementos de red de un sistema eléctrico y ante distintos eventos climáticos. En este trabajo, se presenta una revisión de modelos de impacto de eventos climáticos extremos como vientos extremos, actividad sísmica, tormentas de hielo, incendios, inundaciones y tormentas eléctricas. Se distingue, además, entre el impacto en los sistemas de transmisión y distribución. En la Figura 5, se muestra la relación entre los tipos de eventos climáticos, la magnitud física con la que se modela y los componentes del SEP que afecta, cuyo impacto se modela a través de curvas de fragilidad.

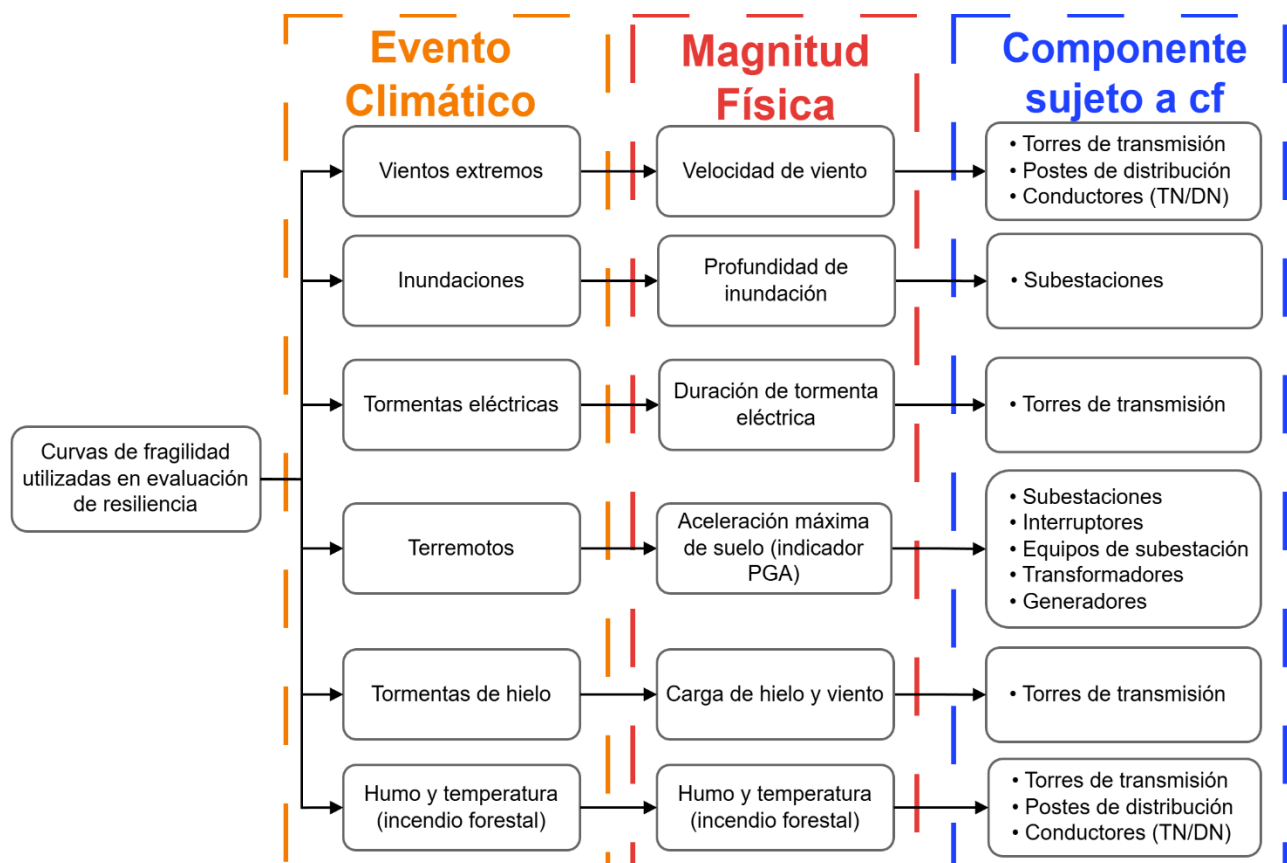


Figura 5: Principales tipos de ECE, sus magnitudes y componentes consideradas para evaluaciones de resiliencia por curvas de fragilidad (o cf). Fuente: [24].

Un aspecto interesante de este trabajo es que los autores destacan que los estudios más recientes asumen que las curvas de fragilidad siguen una distribución log-normal, de acuerdo con la siguiente función de densidad de probabilidad:

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (1)$$

Donde x representa la intensidad del evento considerado para la elaboración de la curva de fragilidad, μ corresponde al promedio y σ la desviación de la muestra. Los autores destacan que las curvas se derivan también de índices de confiabilidad, por medio de probabilidad de falla en función de la intensidad del evento. Es por esto que la variación en la pendiente de la curva de fragilidad, y consecuentemente la distribución de probabilidad de falla, depende de los valores de μ y σ utilizados, los que en general dependen de las condiciones climáticas locales, así como de las características específicas en la construcción, como el tipo de componente, la interacción entre elementos estructurales, envejecimiento de materiales, entre otros. Por ejemplo, en el caso de las torres de transmisión, la disposición entre torres y cables, o la orientación del viento, puede cambiar las probabilidades de falla modeladas. Este efecto se ve ilustrado en la Figura 6, donde las curvas de fragilidad difieren un poco en sus respectivas pendientes según la diferencia en parámetros correspondientes a su función asociada.

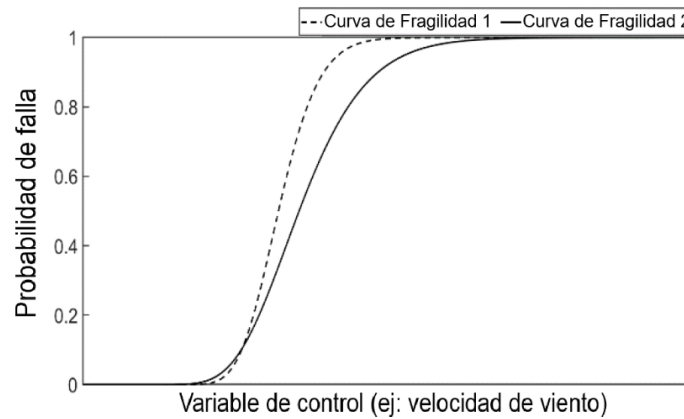


Figura 6: Forma general de 2 curvas de fragilidad. Fuente: [24].

En [9], se propone una metodología que combina el uso de curvas de fragilidad con simulaciones de Monte Carlo para modelar la probabilidad de falla de los componentes del SEP en función de la intensidad de HILP. Además, se dividen las zonas de estudio en regiones climáticas y se considera el efecto de tiempos de reparación y la respuesta de los operadores durante la contingencia. En esta investigación, las curvas de fragilidad son utilizadas para asignar una probabilidad de falla a los componentes en función de la velocidad de viento. Para

las torres de transmisión, se utilizaron las curvas de fragilidad desarrolladas en el proyecto "Resilient Electricity Networks for Great Britain" (RESNET) [25]. En el caso de las líneas de transmisión, se consideró que la probabilidad de falla aumenta de forma lineal cuando la velocidad del viento supera los 20 [m/s] y las líneas fallan con probabilidad 1 a partir de los 35 [m/s]. Para las torres, se asume que la probabilidad de falla sigue una distribución log-normal acumulativa, tal como se muestra en la Figura 7. Como se puede ver de la figura, se asume que una torre puede fallar a partir de velocidades de viento de 35 [m/s] y a partir de velocidades mayores a 100 m/s se asume que la probabilidad de falla es 1.

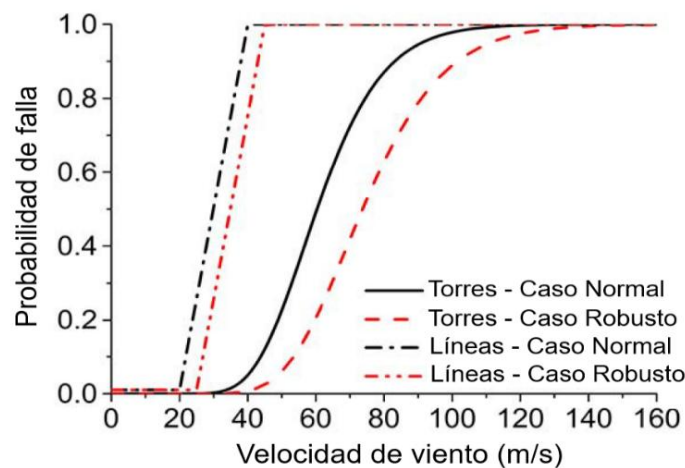


Figura 7: Curvas de fragilidad para torres y líneas de transmisión, en función de la velocidad de viento. Fuente: [9].

El caso de estudio en [9] consideró el sistema de 6 barras de la IEEE, para el que se evaluó la resiliencia ante vientos extremos. Se simularon diferentes escenarios, considerando tanto redes normales (con líneas y torres tradicionales), como redes más robustas. Para robustecer la red, se consideró el uso de componentes estructurales más robustos ante vientos fuertes, redundancia (corredores de transmisión paralelos) y menores tiempos de respuesta ante la falla de una línea o torre. De los resultados, se observó que condiciones climáticas extremas afectan significativamente índices de resiliencia como frecuencia de pérdida de carga (LOLF, por sus siglas en inglés) y la expectativa de pérdida de carga (LOLE, por sus siglas en inglés). Además, se obtuvo que incorporar redundancia es particularmente eficiente ante vientos extremos, al ser menos sensibles a los posibles retrasos en la respuesta humana ante contingencias. Por su parte, una capacidad de respuesta rápida probó ser efectiva, pero limitada ante fallas de componentes en simultáneo.

Otro ejemplo de aplicación de curvas de fragilidad se presenta en [26]. En este trabajo, los autores proponen una metodología probabilística para cuantificar el impacto de tormentas de viento en torres de transmisión y líneas aéreas. La metodología combina el uso de curvas de fragilidad y herramientas de simulación basadas en simulación de Monte Carlo y flujo de potencia óptimo, para evaluar el impacto espacial y temporal de HILP sobre la resiliencia de los SEP. Las curvas de fragilidad propuestas se muestran en la Figura 8. Dichas curvas se elaboraron utilizando un modelo estructural de las torres y líneas, junto con el uso de normativas de construcción vigentes. Asimismo, se consideró un modelo no lineal entre la tensión y deformación de las estructuras producto del viento. Al igual que en [9] y [25], en [26] también generaron curvas de fragilidad para torres y líneas reforzadas. Para reforzar las torres ante vientos extremos se consideraron componentes más resistentes a vientos fuertes y para reforzar las líneas aéreas se consideró la construcción de líneas redundantes en paralelo, junto con un aumento en la capacidad de respuesta para restaurar rápidamente corredores de transmisión dañados.

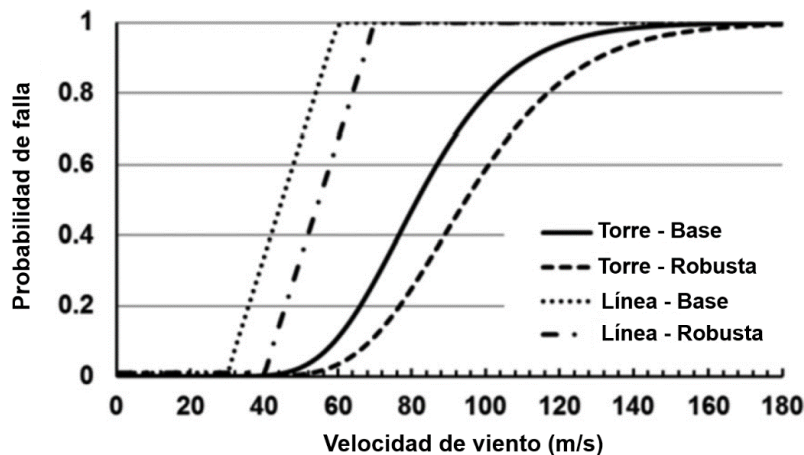


Figura 8: Curvas de fragilidad derivadas para torres y líneas de transmisión, en función de la velocidad de viento. Fuente: [26].

En el estudio publicado en [26] se evaluó el impacto de tormentas de viento en el sistema eléctrico de Gran Bretaña y se analizó su resiliencia ante diversos escenarios, generados por medio de simulaciones secuenciales de Monte Carlo. En los resultados obtenidos se muestra que, entre las tres medidas de refuerzo consideradas, la robustez fue la medida más efectiva para reducir la probabilidad de falla bajo condiciones de viento extremas, observándose una mejora generalizada en los índices LOLF y energía no suministrada esperada (EENS, por

sus siglas en inglés). En el caso de medidas como el aumento en la capacidad de respuesta, estas demostraron ser más efectivas que las medidas de redundancia ante condiciones de viento extremas, de aproximadamente 50 [m/s]. En cambio, la redundancia resultó ser más efectiva para velocidades de viento moderadas, cercanas a los 30 [m/s].

De manera ilustrativa, en la Figura 9 se muestra la diferencia entre las curvas de fragilidad desarrolladas en [27] y [28]. Esta diferencia se produce principalmente por la consideración de la interacción entre las torres y los cables. Mientras que [28] considera esta interacción, [27] no lo hace. Esta diferencia en la modelación se traduce en una variación de hasta 0.26 en la probabilidad de falla a una velocidad de viento de 35 [m/s] con un ángulo de incidencia de 45°, lo que resalta el impacto de considerar aspectos de diseño en la obtención de las curvas de fragilidad.

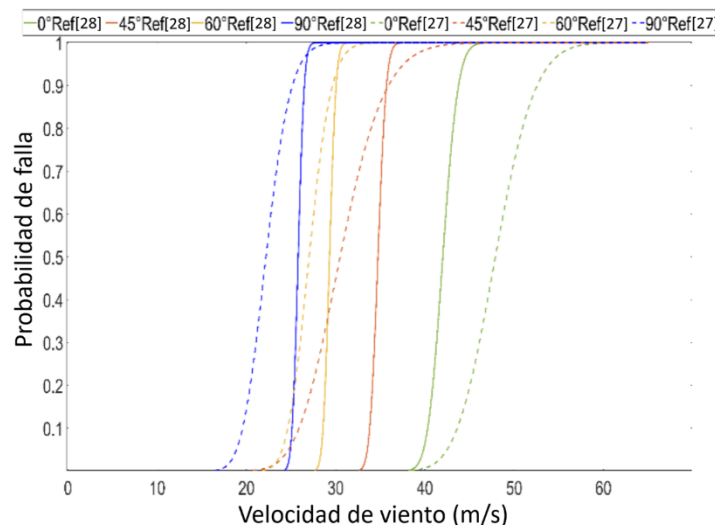


Figura 9: Curvas de fragilidad para torres de transmisión, en función de velocidad y ángulo de ataque de viento, ref. [27], [28]. Fuente: [24].

En la Figura 10, se presentan curvas que comparan diferentes niveles de robustez estructural para líneas y torres de transmisión, bajo escenarios base y de refuerzo [29]. Las medidas de refuerzo se diseñaron mediante ajustes en las propiedades de diseño de las estructuras, aumentando (o disminuyendo) la robustez estructural de líneas y torres y alterando la capacidad de carga y resistencia a vientos extremos. Estos ajustes se traducen en combinaciones de desplazamiento y cambios en pendiente de curvas de fragilidad de los componentes estudiados.

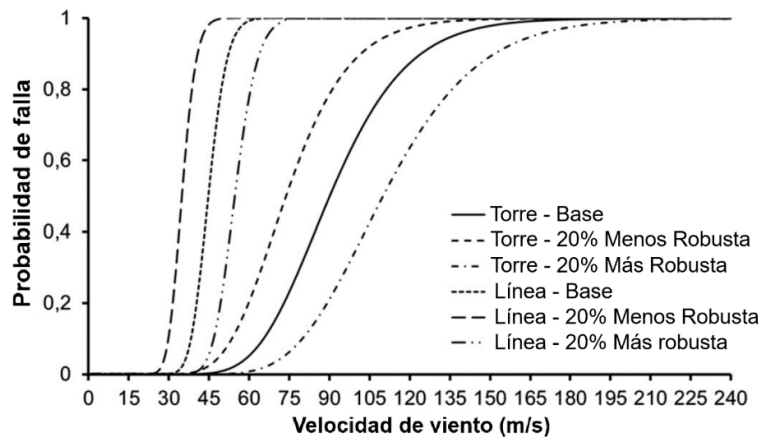


Figura 10: Curvas de fragilidad para líneas y torres de transmisión, para diferentes niveles de robustez. Fuente: [29].

La Figura 11 presenta curvas de fragilidad empíricas para líneas de transmisión de 132 a 275 [kV], que fueron obtenidas de datos históricos en el Reino Unido [30]. Como se puede ver, las curvas de fragilidad difieren si se tienen en cuenta aspectos físicos como altura de las torres y características mecánicas de las líneas según su nivel de tensión.

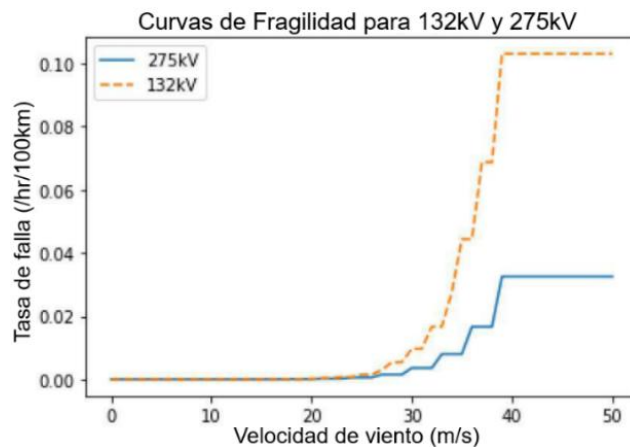


Figura 11: Comparación de curvas empíricas de fragilidad para líneas de transmisión de 132-275 [kV]. Fuente: [30].

Los tipos de conductores también impactan en resistencia de las líneas a vientos extremos. En la Figura 12 se muestran curvas de fragilidad para cinco tipos de conductores ACSR (conductor de aluminio reforzado con acero) sujetos a huracanes. En el análisis de [31] se muestra cómo la probabilidad de falla de las líneas varía en función de las características físicas de cada conductor, como fuerza nominal, peso, número y diámetro de hebras de aluminio y acero. Por ejemplo, conductores con mayor proporción de acero como Drake y Mallard muestran una mayor resistencia ante vientos extremos, en comparación a

conductores como Coot y Tern. Aspectos como longitud de vano o ángulo de incidencia de viento también impactan, tal como se mostró en este estudio.

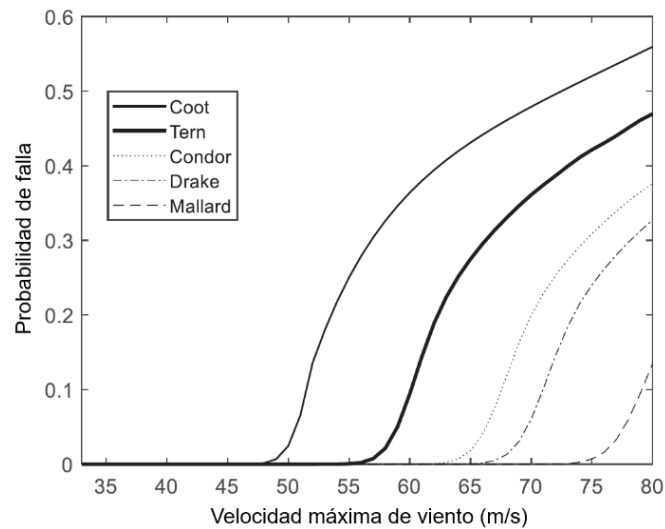


Figura 12: Curvas de fragilidad para 5 tipos de conductores en función de la velocidad de viento. Fuente: [31].

De las curvas de fragilidad como función de la velocidad del viento presentadas hasta ahora (en las referencias [9], [24], [26-31]) se puede ver que estas se diferencian bastante entre sí. Por ejemplo, en [9] se asume que las líneas pueden empezar a fallar a partir de los 20 [m/s], mientras que en [31] se asume que empiezan a fallar recién a partir de los 48 [m/s] aproximadamente (para el grupo de conductor Coot). La pendiente de aumento de probabilidad tampoco es la misma: algunas asumen una pendiente constante (por ejemplo [9] y [26]), mientras que otras asumen una distribución log-normal. En algunos casos, el aumento es, además, muy pronunciado, como las reportadas en [27], [28], por lo que la velocidad del viento por sobre la cual la probabilidad de falla de las líneas sea 100% es bastante baja y prácticamente la misma que la velocidad del viento a partir del cual la línea puede fallar (por ejemplo, en las reportadas en [24]). Otro aspecto a destacar es que solo se reportan curvas de fragilidad de líneas y no de circuitos individuales. Esto significa que solo consideran fallas de modo común (common-mode), y no fallas de circuitos individuales. Todas las curvas, excepto la presentada en [30], desprecian el impacto de la longitud de la línea y el tiempo de duración del evento extremo. Sin embargo, de la curva presentada en [30] no queda claro cómo incorporar las variaciones del viento dentro de una hora o en horas consecutivas. Otro aspecto que queda claro de esta revisión es que las curvas de fragilidad dependen de muchas variables (tipo de conductor,

estructura, velocidad de ataque del viento y condiciones locales, entre otros), por lo que obtener curvas precisas para cada línea requiere estudios detallados que involucren altos esfuerzos humanos y computacionales (en caso de utilizar, además, modelos de las líneas).

ECE como sismos de gran intensidad también son objeto de estudio en el análisis de HILP y su efecto en los SEP. En [32], los autores presentan un estudio de fragilidad sísmica de la estructura de una planta de energía nuclear sometida a terremotos. La Figura 13 muestra las curvas obtenidas para estructuras vitales de la planta nuclear como el edificio auxiliar (AB, por sus siglas en inglés) y el edificio de blindaje (SB, por sus siglas en inglés), como función de la aceleración horizontal máxima (PGA, por sus siglas en inglés). Dichas curvas fueron desarrolladas para distintos materiales de construcción de estas estructuras, con diferentes límites de los estados dependiendo del nivel de daño: LS1 (daño leve), LS2 (daño menor-medio), LS3 (daño medio) y LS4 (daño severo). Estas curvas expresan la probabilidad de que el daño supere cada uno de esos umbrales a medida que aumenta la PGA. Por ello, las curvas asociadas a daños leves se activan a menores valores de PGA y se ubican más a la izquierda, mientras que para que se produzcan daños mayores se requieren mayores niveles de aceleración, por lo que las curvas se ubican más a la derecha.

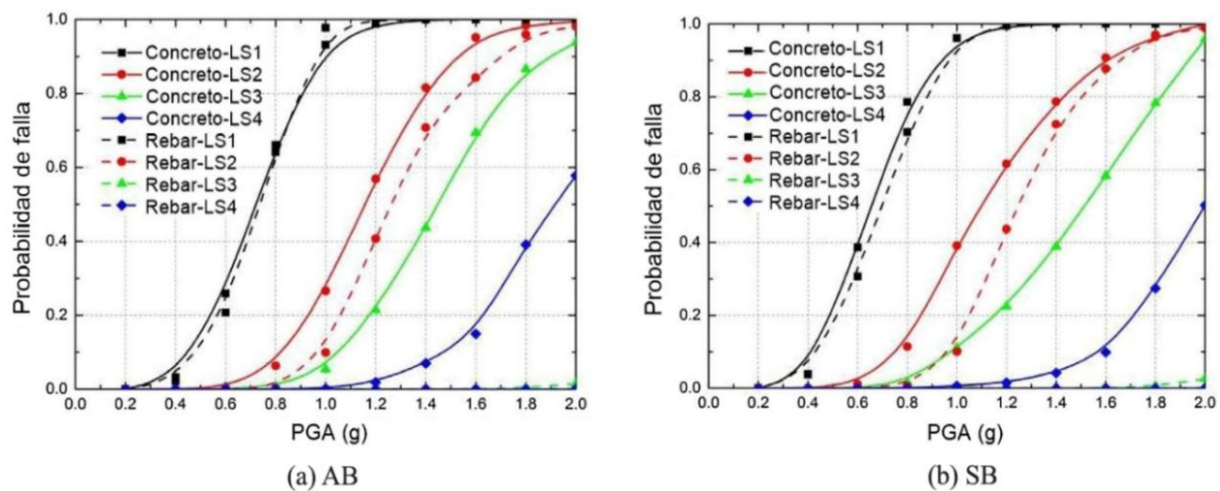


Figura 13: Curvas de fragilidad para estructuras AB y SB de planta nuclear, en función de PGA. Fuente: [32].

Otro ejemplo de curvas de fragilidad asociadas a terremotos fue elaborado en [33], donde se analiza la fragilidad sísmica de un generador diésel de emergencia, necesario para garantizar el funcionamiento normal de una central nuclear. Este estudio fue parte de una propuesta de un sistema de protección sísmico

tridimensional, cuyo objetivo era mejorar la resistencia de la estructura ante la ocurrencia de terremotos. En este estudio, los autores derivaron curvas de fragilidad del conjunto generador-sistema de protección, tal como se muestra en la Figura 14. Estas curvas fueron elaboradas a partir de múltiples registros sísmicos tridimensionales, escalados de forma progresiva en función de PGA. En el mismo estudio, los autores derivaron también curvas de fragilidad para elementos claves del sistema de aislamiento como las tuberías que conectan el generador con el sistema de la central), y sus cojinetes, utilizados para desacoplar el generador de vibraciones en el suelo.

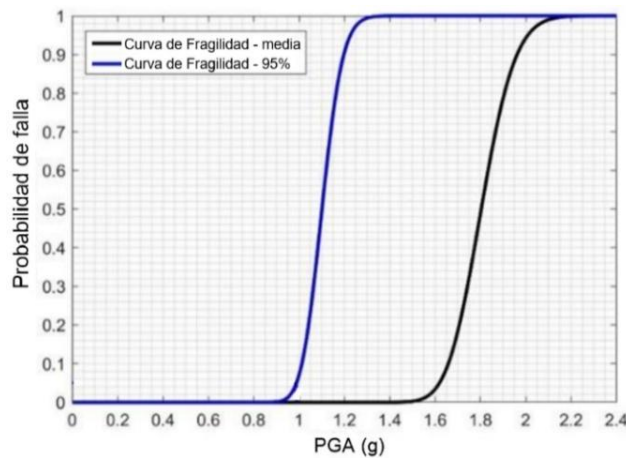


Figura 14: Curvas de fragilidad para generador diésel de emergencia, en función de PGA. Fuente: [33].

A nivel de equipo, el transformador también ha sido objeto de estudio para análisis de fragilidad ante eventos extremos. Para el caso de terremotos, en [34] se evaluó la vulnerabilidad sísmica de un transformador híbrido de molde de resina fundida. Como resultado, se obtuvieron curvas de fragilidad sísmica para 3 puntos débiles de transformadores con distintos niveles de rigidez traslacional efectiva K_t , en función de PGA (véase Figura 15). El primer punto débil analizado corresponde a daños en espaciadores (DS1), el segundo al movimiento excesivo de la bobina en la dirección Y (DS2), y el tercero corresponde al aflojamiento de los pernos vinculados entre las vigas inferior y de la cama (DS3). Además, en la elaboración de las curvas, se consideraron distintos niveles de desempeño funcional, siendo estos operacional (OP), retención de posición (PR) y seguridad de vida (LS). Como se puede ver de las figuras para los 3 puntos débiles estudiados, lo primero que se pierde es la capacidad operacional, luego la capacidad de retener la posición y, finalmente, el transformador representa un peligro a la seguridad de las personas producto de daños severos.

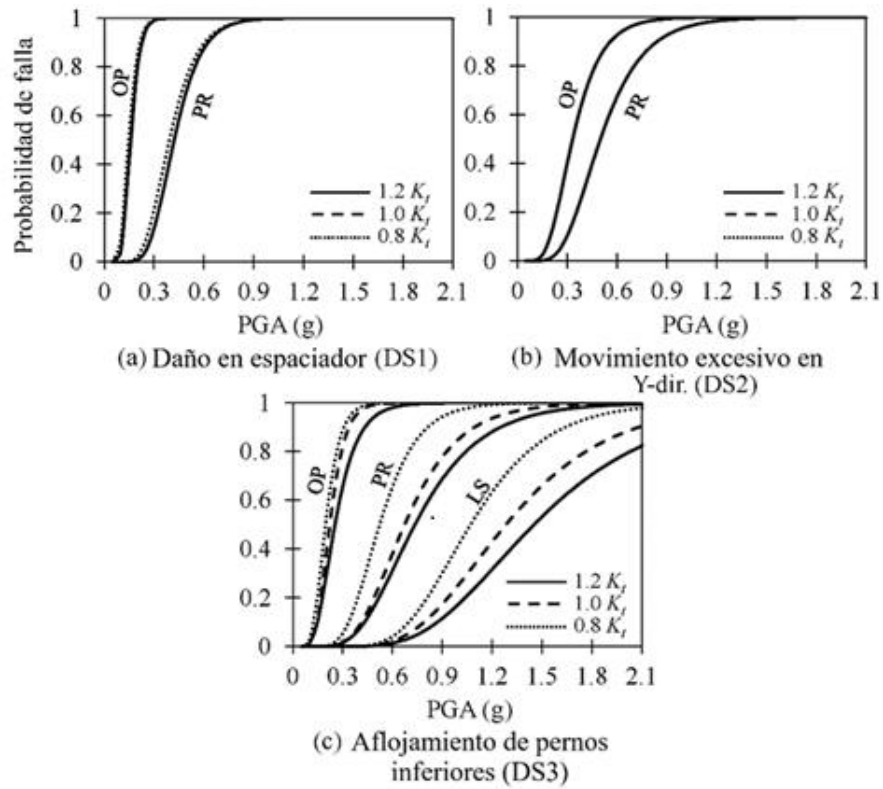


Figura 15: Efecto de la variación de rigidez traslacional efectiva en curvas de fragilidad del transformador de molde. Fuente: [34].

Para el caso de desconectadores, también se han estudiado curvas de fragilidad. En [35], se analizó el impacto de sismos en un desconectador de un circuito de 420 [kV], tal como se muestra en la Figura 16. Como se puede observar, se desarrollaron curvas de fragilidad multivariadas: en función de velocidad máxima de suelo (PGV, por sus siglas en inglés) y PGA. Asimismo, se determinó la probabilidad de que el desconectador sufra un daño moderado (25% de su tensión máxima) y severo (50% de su tensión máxima).

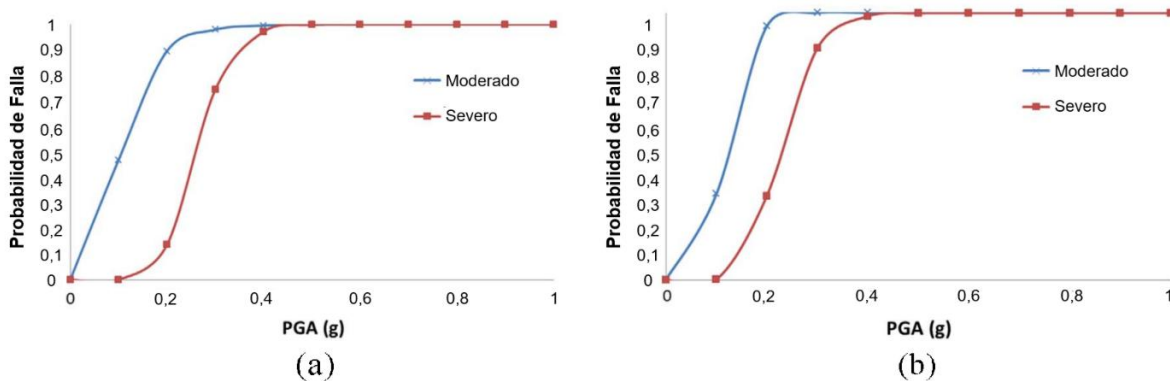


Figura 16: Curvas de fragilidad desarrolladas con base en los registros con (a) PGV=30[cm/s] y (b) 40 cm/s. Fuente: [35].

El impacto de tormentas eléctricas en las líneas de transmisión también se ha estudiado. En [35], se determinaron curvas de fragilidad de líneas de transmisión producto del impacto de rayos, en función de la duración de tormentas eléctricas. En el estudio, se utilizaron registros de tormentas eléctricas en China suroccidental en el período 2014-2016, y se obtuvo la curva mostrada en la Figura 17. Como se puede ver de la figura, la curva es bastante precisa para duraciones de tormenta bajo los 300 minutos, pero para duraciones mayores pierde representatividad.

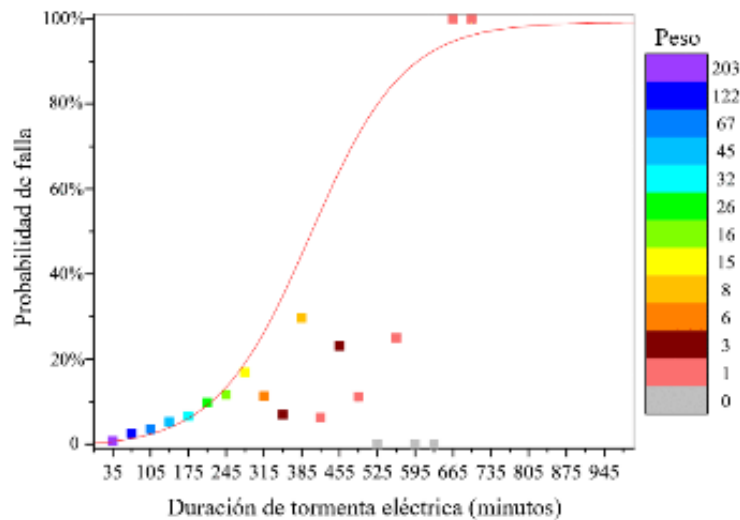


Figura 17: Curva de fragilidad de línea de transmisión, en función de la duración de tormentas eléctricas. Fuente: [36].

Otro tipo de ECE considerados en el análisis de resiliencia de sistemas eléctricos, son los incendios forestales. En [37], se propone un marco de sistema de alerta temprana de incendios forestales, considerando la predicción de incendios forestales junto con la probabilidad de falla de las líneas involucradas. Como resultado, se derivaron superficies de fragilidad, como la presente en la Figura 18. En este caso, los autores consideraron el porcentaje de densidad de humo y la temperatura ambiente como principales factores que afectan a la falla de una línea. Una ventaja de utilizar estas variables es que son relativamente sencillas de medir.

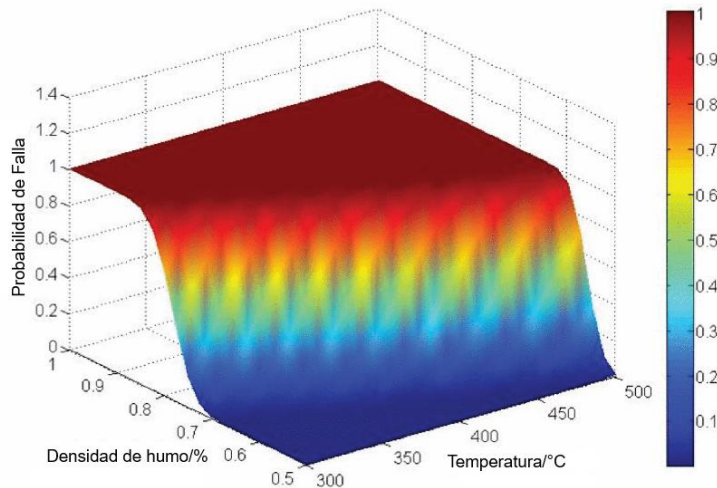


Figura 18: La superficie de probabilidad de falla de la línea de transmisión en función de la temperatura y el humo. Fuente: [37].

Como se presentó en esta sección, las curvas de fragilidad son una herramienta clave para evaluar las vulnerabilidades de los componentes eléctricos frente a eventos climáticos extremos. Estas curvas permiten modelar la probabilidad de falla de componentes de un SEP bajo diferentes intensidades de eventos, proporcionando una base sólida para identificar riesgos y priorizar estrategias de mitigación.

2.1.3 Evaluación del impacto de ECE en los SEP

En la sección anterior, se presentó la forma de modelar el impacto de eventos HILP en los componentes de un SEP, a través de las curvas de fragilidad. En esta sección, se muestra cómo evaluar el impacto de HILP en los SEP.

Una de las herramientas más utilizadas en el estudio de HILP en los SEP son las simulaciones de Monte Carlo. A grandes rasgos, la simulación de Monte Carlo es una técnica numérica que, mediante muestreo aleatorio repetido, permite la estimación de distribuciones de probabilidad y métricas asociadas a variables aleatorias en sistemas inciertos [38]. Esta técnica se basa en la generación de múltiples escenarios aleatorios, a partir de una o más distribuciones de probabilidad para las variables con incertidumbre, y en el análisis estadístico de los resultados para obtener aproximaciones probabilísticas. A medida que aumenta el número de simulaciones, las estimaciones de las métricas de interés (por ejemplo, el valor esperado, percentiles o probabilidad de excedencia) convergen y se reduce el error de muestreo. De manera general, para la

implementación de una simulación de Monte Carlo se siguen los siguientes pasos [39], [40]:

- Establecer un modelo matemático, identificando la variable dependiente a predecir y las variables independientes.
- Especificar las distribuciones de probabilidad de las variables independientes, utilizando datos históricos/conocidos para definir un conjunto de valores probables.
- Realizar simulaciones de manera reiterada generando valores aleatorios para las variables independientes, hasta obtener suficientes resultados para crear una muestra representativa del espacio de incertidumbre.
- Mientras menor sea la probabilidad de que ocurran sucesos de interés (como por ejemplo, fallas de líneas de transmisión), mayores cantidades de simulaciones son requeridas para estimar con precisión sus probabilidades y métricas. En estos casos, si es necesario, también puede emplearse técnicas de muestreo eficiente (p. ej., muestreo estratificado o por importancia).

En el ámbito de la evaluación de confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico, es muy común utilizar el valor esperado junto con métricas de cola de un índice de confiabilidad determinado, para cuantificar el desempeño del sistema ante incertidumbre. En [41], se muestra un ejemplo para explicar cómo se estima la probabilidad de falla mediante variables de estado indicadoras X_i , que toman el valor 0 si el sistema está en funcionamiento, o 1 si falla. Se define $\bar{Q}$ como el valor esperado de la probabilidad de falla del sistema (en función de X_i) y, a partir de la muestra de N estados del sistema, se calcula una estimación no sesgada de la varianza de $\bar{Q}$. La precisión de la simulación de Monte Carlo se define a partir del coeficiente de variación α (en función de la estimación de la varianza de $\bar{Q}$), para el cual se obtiene una relación cerrada entre N , α y $\bar{Q}$:

$$\alpha \approx \sqrt{\frac{1 - \bar{Q}}{N\bar{Q}}}$$

Para un nivel de precisión α deseado, el número de muestras N necesarias para el análisis de dicho sistema depende fundamentalmente de la probabilidad de

falla $\bar{Q}$, no del tamaño del sistema como tal. Es por esto, que se destaca que la simulación de Monte Carlo es la metodología particularmente adecuada para la evaluación de la resiliencia de sistemas eléctricos de gran escala, especialmente cuando se consideran múltiples combinaciones de fallas y estados del sistema, en contraste con técnicas analíticas.

Generalmente, la probabilidad de falla $\bar{Q}$ suele ser muy pequeña. Esto implica que, para una precisión dada, el número de muestras N es inversamente proporcional a la probabilidad de falla $\bar{Q}$. En otras palabras, el esfuerzo computacional se centraría en cuán frecuentes son las fallas y en el nivel de precisión requerida, y no en la cantidad total de componentes.

Un ejemplo de aplicación de simulaciones de Monte Carlo en el estudio de resiliencia de SEP se presenta en [42], donde se propone una metodología para evaluar el impacto de sismos en un sistema eléctrico. En este trabajo, se utiliza el concepto de ingeniería sísmica basada en el rendimiento (PBEE, por sus siglas en inglés) para analizar la resiliencia de un sistema frente a estos eventos extremos. Al adoptar el enfoque PBEE, se descompone el problema de riesgo sísmico en cuatro etapas: análisis de la amenaza, análisis de respuesta, análisis de daño y análisis de pérdidas. En particular, la simulación de Monte Carlo está presente en las dos últimas etapas mencionadas. Para determinar la resiliencia, se generaron 100.000 escenarios aleatorios de acuerdo a la siguiente metodología:

- En cada simulación, se asignan valores aleatorios de PGA, en función de la ubicación geográfica del activo en análisis.
- Se utilizan curvas de fragilidad y el valor de PGA obtenido para determinar la falla de dicho activo de forma aleatoria.
- Se actualiza la disponibilidad de los activos de red, y se ejecuta un flujo de potencia para evaluar el suministro de demanda.
- Por último, se calcula una métrica de desempeño como la ENS por simulación, y su valor esperado (EENS) considerando todas las simulaciones, lo que permite obtener una distribución estadística de la resiliencia del sistema ante ECE.

Otra de las ventajas de la simulación de Monte Carlo en la evaluación de seguridad en sistemas eléctricos, es que dicha técnica permite ver más allá de las contingencias consideradas como probables y considerar eventos poco probables, pero con un impacto significativo [15]. En [26], se propone una metodología para evaluar el impacto de tormentas de viento en líneas y torres de transmisión para el análisis de resiliencia de sistemas eléctricos ante eventos extremos. La metodología combina el uso de curvas de fragilidad para componentes individuales y herramientas basadas en simulación de Monte Carlo para la evaluación del impacto sistémico de una tormenta de viento, a través de índices como LOLF o EENS. Para ello, se utiliza la siguiente metodología:

- Se asignan escenarios aleatorios de vientos extremos, considerando diferentes intensidades y ubicaciones.
- Se determina la probabilidad de falla de cada componente de red afectado, a través del uso de curvas de fragilidad.
- Se determina qué componentes fallan, se actualiza el modelo del sistema y se asigna un tiempo de reparación, de acuerdo con el nivel de daño del elemento considerado.
- Finalmente, el impacto del evento extremo es evaluado mediante el cálculo de LOLF y EENS y se determina la resiliencia de la red en base a los resultados de estos indicadores.

Cabe destacar que más ejemplos de aplicación de simulaciones de Monte Carlo se encuentran en diversos puntos en las investigaciones revisadas anteriormente, ya que es una herramienta vital en el análisis de fragilidad en componentes. En la misma línea, el uso conjunto de herramientas como curvas de fragilidad y simulaciones probabilísticas ha sido investigado extensivamente en múltiples trabajos a lo largo de los años. Estas metodologías permiten identificar fallas críticas en componentes individuales y evaluar impactos a nivel sistémico bajo condiciones de incertidumbre climática. Esto resulta especialmente relevante en el contexto de la planificación de expansión de transmisión, que no solo enfrenta el desafío de optimizar recursos bajo múltiples restricciones, sino también incorporar incertidumbre atribuida a cambio climático y evaluar la resiliencia de las redes frente a ECE.

Métricas de desempeño

Actualmente, existen múltiples métricas de desempeño para evaluar la resiliencia de un sistema eléctrico ante ECE. Estas métricas pueden variar según la duración de la falla, su severidad, y el punto de referencia desde el cual se consideran (estudios de suficiencia, co-optimización generación - transmisión, o estudios de resiliencia en los sistemas de distribución) [41]. Para efectos de esta tesis, se considerarán métricas orientadas a la severidad de la falla y al desempeño del sistema ante ECE.

Uno de los principales indicadores de resiliencia de los SEP es la energía no suministrada (o ENS, por sus siglas) producto del evento. Aquí, se puede definir el índice de ENS, I_{ENS} , como la proporción de la energía que no pudo ser suministrada ENS_{esc} , ya sea por falta de generación o capacidad del sistema de transmisión, en comparación con la demanda total Dem_{esc} del sistema en el horizonte de estudio, según sea el escenario. Matemáticamente, se expresa de la siguiente forma:

$$I_{ENS} = \frac{ENS_{esc}}{Dem_{esc}} \quad (2)$$

Otro indicador de resiliencia es el aumento de costos totales de operación $C_{total,esc}$, en comparación con el escenario de referencia $C_{total,base}$, es decir, sin contingencia (ECE). Este indicador se puede expresar como incremento relativo de la siguiente forma:

$$I_{CT} = \frac{C_{total,esc}}{C_{total,base}} \quad (3)$$

La participación de energías renovables también se ha utilizado como indicador de referencia. Al igual que en los casos anteriores, el impacto en la generación renovable, I_{PR} , se puede cuantificar como el cambio relativo entre la generación renovable $G_{ren,esc}$ producto del ECE y generación renovable base $G_{ren,base}$ (sin la ocurrencia de ECE):

$$I_{PR} = \frac{G_{ren,esc}}{G_{ren,base}} \quad (4)$$

El vertimiento de energías renovables también se puede utilizar como indicador. En este caso, se calcula como la razón entre el nivel de energía renovable que no puede utilizarse dadas limitaciones de la red $G_{vert,esc}$, y la generación potencial que se pudo inyectar a la red $G_{pot,esc}$ en el mismo horizonte:

$$I_V = \frac{G_{vert,esc}}{G_{pot,esc}} \quad (5)$$

Finalmente, un último indicador relevante de resiliencia son las emisiones totales, en relación con las emisiones de un escenario de referencia (sin la ocurrencia de ECE):

$$I_E = \frac{\text{Emisiones totales}_{esc}}{\text{Emisiones totales}_{base}} \quad (6)$$

De esta forma, el uso conjunto de simulaciones de Monte Carlo y métricas de desempeño permite cuantificar de manera coherente el impacto de ECE sobre los SEP, en dimensiones que van desde la energía no suministrada y el aumento de costos de operación (impacto social y económico) hasta el aumento en el nivel de emisiones totales (impacto ambiental). En particular, estas métricas pueden evaluarse por escenario y luego agregarse estadísticamente (p. ej., valor esperado y percentiles) para caracterizar tanto el desempeño promedio como los casos más severos. Estos indicadores entregan una base cuantitativa fundamental para la caracterización de severidad de escenarios generados y la comparación del desempeño del sistema bajo distintas condiciones de falla, complementando así los criterios económicos tradicionales utilizados en la planificación de la transmisión.

2.2 Planificación de la transmisión

El problema de expansión de la transmisión (TNEP, por sus siglas en inglés), consiste en determinar la cantidad y ubicación de activos de transmisión (líneas, transformadores), siguiendo criterios de optimalidad (ya sea técnica, económica, medioambiental, etc.) [43]. El problema de la expansión de la transmisión ha sido estudiado desde la década de 1970, cuando Garver buscaba la ruta óptima entre generación y demanda [44]. Desde entonces, el problema de TNEP ha sido objeto de constantes estudios y propuestas de mejora, por ejemplo, aumentando

la cantidad de elementos de red y restricciones operacionales consideradas. Modelos actuales de TNEP consideran horizontes de planificación largos (15 a 30 años), con resolución anual, y en intervalos de tiempo más pequeños, por ejemplo, horaria. Otra mejora sustancial consistió en migrar de modelos determinísticos, a modelos robustos o estocásticos. Estos modelos permiten capturar la incertidumbre, por ejemplo en generación, demanda, confiabilidad y/o disponibilidad de recursos renovables [45]. En cuanto al nivel de detalle en la operación, existen formulaciones que consideran explícitamente el criterio de seguridad N-1 [46] y modelos de pre-despacho (*unit commitment*) [47-49].

2.2.1 Formulación tradicional de TNEP

La formulación general de TNEP, que se utilizará en el marco de esta tesis, consiste en un problema de optimización multianual, cuyo objetivo es determinar la expansión óptima del SEP en un horizonte de planificación de mediano plazo (por ejemplo, 10 años). Dada la creciente incorporación de recursos renovables y los altos niveles de variabilidad horaria y estacional de la demanda, los modelos actuales de TNEP consideran requerimientos de flexibilidad (por ejemplo, reservas, rampas) e incorporan elementos flexibles como baterías. A continuación, se presenta una formulación general del problema de TNEP (para nomenclaturas, ver Sección A.a):

$$\text{Min} \sum_{y \in \mathcal{Y}} \frac{1}{q^{y-y_0}} [C_y^{inv} + C_y^{op}] \quad (7)$$

Donde:

$$C_y^{inv} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \sum_{h \leq y} I_{p,h} c_{p,h}^{inv} + \sum_{e \in \mathcal{E}} \sum_{h \leq y} I_{e,h} c_{e,h}^{inv} \quad (8)$$

$$C_y^{op} = C_y^{op\&Mfijo} + C_y^{var} + C_y^{demnoserv} + C_y^{vertERNc} + C_y^{vert} + C_y^{vert+afluFict} \quad (9)$$

$$C_y^{op\&Mfijo} = \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y}^{op\&Mfijo} \bar{p}_{g,y} \quad (10)$$

$$C_y^{var} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y} P_{g,y,k,t} \quad (11)$$

$$C_y^{demnoserv} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sigma_k \sum_{b \in \mathcal{B}} c^{demnoserv} D_{b,y,k,t}^{noserv} \quad (12)$$

$$C_y^{vert} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}} c^{vert} P_{g,y,k,t}^{vert} \quad (13)$$

$$C_y^{vertERNC} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}^{ERNC}} c^{vertERNC} P_{g,y,k,t}^{vertERNC} \quad (14)$$

$$C_y^{vert+afluFict} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sigma_k \sum_{r \in \mathcal{R}} c^{vertFict} Q_{r,y,t}^{vertFict} + Q_{r,y,t}^{afluFict} \quad (15)$$

La función objetivo presentada en (7) consiste en minimizar los costos de inversión, y operación (en valor presente), para todo el horizonte de planificación. La ecuación (8) representa los costos de inversión C_y^{inv} para el año y (valores anualizados), resultantes de la suma de costos de inversión en proyectos de transmisión y almacenamiento. Los costos de operación C_y^{op} quedan representados en (9), y consisten en costos de operación y mantención (fijos), costos variables de operación de generadores, costos por demanda no servida y costos de vertimiento de renovables. Estos últimos no siempre se consideran. El desglose específico de los costos se presenta en (10) - (15).

Sujeto a:

Restricciones de balance y reservas

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,y,k,t} - \sum_{g \in \mathcal{G}_b \cap \mathcal{G}^{bomb}} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in \mathcal{E}_b} (P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c) + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{in}} F_{l,y,k,t} \\ - \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{out}} F_{l,y,k,t} + D_{b,y,k,t}^{noserv} = d_{b,y,k,t} + P_{b,y,k,t}^{vert} \quad ; \quad \forall y, k, t, b \end{aligned} \quad (16)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}^{th}} R_{g,y,k,t}^{prim} + \sum_{e \in \mathcal{E}} R_{e,y,k,t}^{prim} \geq r_{y,d,t}^{RpD} \quad ; \quad \forall y, t \quad (17)$$

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \mathcal{G}^{th}} \bar{R}_{g,y,k,t}^{sec} + \sum_{e \in \mathcal{E}} \bar{R}_{e,y,k,t}^{sec} \\ \geq r_{y,d,t}^{RSD} + \sum_{g \in \mathcal{G}^{ERNc}} \gamma_y^{RSErnc} P_{g,y,k,t} \quad ; \quad \forall y, t \end{aligned} \quad (18)$$

Las restricciones en (16) representan el balance de potencia por cada nodo b del sistema, en cada día representativo k , y por cada hora t del horizonte de planificación. Las restricciones (17) y (18) representan los requisitos de reserva primaria y secundaria respectivamente, para responder ante desequilibrios en frecuencia, atribuidas ya sea a incertidumbres de corto plazo en la generación renovable y la demanda, o ante fallas de generadores o grandes clientes industriales.

Restricciones de líneas de transmisión

$$|F_{l,y,k,t}| \leq \bar{f}_l(z_l^0 + Z_{p,y}) \quad ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall l \in \mathcal{L} \quad (19)$$

$$\left| \frac{F_{l,y,k,t}}{S_{base}} - \frac{\theta_{u_l,y,k,t} - \theta_{v_l,y,k,t}}{x_l} \right| \leq M_p(1 - z_l^0 - Z_{p,y}); \quad \forall y, k, t \wedge \forall l \in \mathcal{L} \quad (20)$$

Las restricciones (19) - (20) representan los límites por las líneas de transmisión y transformadores. En (19) se determina el flujo máximo, que depende de la cantidad de elementos existentes z_l^0 y de la decisión de inversión $Z_{p,y}$, además de considerar la adición o retiro de líneas a un corredor C_i , por proyecto p .

En (20) se relacionan los flujos de los elementos con los ángulos de las barras. Para elementos candidatos, se utiliza una formulación disyuntiva a través del parámetro M_p , considerando líneas existentes, añadidas o retiradas según corresponda. Notar que, para líneas existentes, el lado derecho de (20) es igual a cero.

Restricciones de sistemas de almacenamiento

$$E_{e,y,k,t} = E_{g,y,k,t-1} + \eta_e P_{e,y,k,t}^c - \frac{P_{e,y,k,t}^d}{\eta_e} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (21)$$

$$\underline{\mathcal{E}}_e(Z_{e,y} + z_e^0) \leq E_{e,y,k,t} \leq \bar{\mathcal{E}}_e(Z_{e,y} + z_e^0) ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (22)$$

$$E_{g,y,k,0} = E_{g,y,k,|\tau_k|} ; \quad \forall y, k \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (23)$$

$$P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c + R_{e,y,k,t}^{prim} + R_{e,y,k,t}^{sec} \leq \bar{p}_e Z_{e,y} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (24)$$

$$P_{e,y,k,t}^d + P_{e,y,k,t}^c \geq \underline{p}_e Z_{e,y} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (25)$$

$$E_{e,y,k,t-1} - P_{e,y,k,t}^d + P_{e,y,k,t}^c - 0.25(R_{e,y,k,t}^{prim} + R_{e,y,k,t}^{sec}) \geq 0 ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (26)$$

$$E_{e,y,k,t-1} - P_{e,y,k,t}^d + P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{\mathcal{E}}_e(Z_{e,y} + z_e^0) ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (27)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{p}_e(Z_{e,y} + z_e^0) ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^d \leq \bar{p}_e(Z_{e,y} + z_e^0) ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (29)$$

Las restricciones (21) - (29) modelan la operación de los sistemas de almacenamiento de energía. El balance de energía en cada hora t del horizonte de planificación, queda modelado en (21), donde η_e corresponde a la eficiencia de cada unidad. La ecuación (22) representa los límites de energía almacenada de cada unidad. Para asegurar una operación cíclica, en (23) se obliga a que la energía almacenada al inicio y al fin del día sea la misma. Las ecuaciones (24) y (25) determinan que la potencia de carga y descarga, junto con las reservas primaria y secundarias de subida, no superen el límite máximo de cada unidad. Cabe destacar que, por simplicidad, no se consideran reservas de bajada. La ecuación (26) asegura que exista suficiente energía almacenada para el despacho de las baterías y para proveer reservas primarias y secundarias durante un intervalo de 15 minutos, mientras que (27) asegura que no se exceda el límite de almacenamiento de la batería. Finalmente, el límite de potencia máxima de carga y descarga queda representado por las ecuaciones (28) y (29).

Restricciones de generadores térmicos

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{prim} + \bar{R}_{g,y,k,t}^{sec} \leq U_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (30)$$

$$P_{g,y,k,t} \geq U_{g,y,k,t} \underline{p}_{g,y} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (31)$$

$$U_{g,y,k,t} = U_{g,y,k,t-1} + S_{g,y,k,t} - D_{g,y,k,t} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (32)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{up} + S_{g,y,k,t} p_g^S ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (33)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{down} + D_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (34)$$

$$U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{on}}^t S_{g,y,k,t'} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (35)$$

$$1 - U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{off}}^t D_{g,y,k,t'} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{th} \quad (36)$$

Las restricciones (30) - (36) están relacionadas con la operación de los generadores térmicos. En (30), se definen los límites para la potencia inyectada y las reservas primarias y secundarias y en (31) se definen los límites inferiores para la potencia inyectada. Tal como se mencionó anteriormente, en esta formulación no se consideran reservas de bajada, solo de subida. La variable $U_{g,y,k,t}$ determina el estado de encendido/apagado de las unidades de generación y las variables $S_{g,y,k,t}$ y $D_{g,y,k,t}$ corresponden a la acción de encender y apagar un generador, respectivamente.

En (32) se definen la relación entre estas variables. Las restricciones de rampa de subida y de bajada de los generadores térmicos se definen en (33) y (34), asumiendo que cuando una unidad se enciende, su potencia mínima de encendido queda limitada por p_g^S . Análogamente $\bar{p}_{g,y}$ representa la potencia máxima de apagado. Los tiempos mínimos de operación (encendido) y apagado de las unidades, son expresados en (35) y (36) respectivamente.

Restricciones de generadores hidráulicos

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{prim} + \bar{R}_{g,y,k,t}^{sec} \leq \bar{p}_{g,y,k,t} ; \quad \forall y,k,t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{hidro} \quad (37)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq r_g^{up} ; \quad \forall y,k,t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{hidro} \quad (38)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq r_g^{down} ; \quad \forall y,k,t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{hidro} \quad (39)$$

$$0 \leq P_{g,y,k,t}^{bomb} \leq \bar{p}_g^{bomb} ; \quad \forall y,k,t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{hidro} \quad (40)$$

Respecto a centrales hidráulicas, las restricciones (37) - (40) abordan los límites de operación de estas. Cabe destacar que, para las centrales hidráulicas de pasada, el límite operacional $\bar{p}_{g,y,k,t}$ depende de la disponibilidad del recurso hídrico. Para las centrales con embalse, esta variable corresponde a la potencia máxima de la central, es decir, es independiente del día representativo k y la hora t . La potencia máxima asociadas a sus generadores es limitadas en (37), en función a las reservas primaria y secundaria. Los límites de rampa de subida y de bajada, están representados en (38) y (39) respectivamente. Finalmente, la potencia consumida por los generadores a bombeo queda limitada por medio de la ecuación (40).

Para las centrales hidráulicas de embalse, se debe considerar el volumen de agua almacenada, de acuerdo con lo establecido en (41) - (47).

$$\begin{aligned} V_{r,y,k,t} = & V_{r,y,k,t-1} + 0,0036 \left(\sum_{g \in \mathcal{G}_r^{fin} \cap \mathcal{G}^{hidro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} + \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{fin} \cap \mathcal{G}^{vert}} Q_{g,y,k,t}^{vert} \right. \\ & + \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{fin} \cap \mathcal{G}^{filt}} Q_{g,y,k,t}^{filt} + \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{fin} \cap \mathcal{G}^{bomb}} \frac{P_{g,y,k,t}^{bomb}}{\eta_g^{bomb}} - \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{ini} \cap \mathcal{G}^{hidro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} \\ & - \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{ini} \cap \mathcal{G}^{vert}} Q_{g,y,k,t}^{vert} - \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{ini} \cap \mathcal{G}^{filt}} Q_{g,y,k,t}^{filt} \\ & \left. - \sum_{g \in \mathcal{G}_r^{fin} \cap \mathcal{G}^{bomb}} \frac{P_{g,y,k,t}^{bomb}}{\eta_g^{bomb}} + Q_{r,y,k,t}^{vertFict} + Q_{r,y,k,t}^{aflFict} + w_{r,y,k,t} \right) \end{aligned} \quad (41)$$

$$\forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin}$$

$$\underline{v}_r \leq V_{r,y,k,t} \leq \bar{v}_r ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (42)$$

$$V_{r,y,0,0} = v_{r,y}^{ini} ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (43)$$

$$V_{r,y,|D|,0} - \sigma_{|D|}(V_{r,y,|D|,0} - V_{r,y,|D|,|\tau_k|}) = v_{r,y}^{fin} ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (44)$$

$$V_{r,y,k+1,0} = V_{r,y,k,0} - \sigma_k(V_{r,y,k,0} - V_{r,y,k,|\tau_k|}) ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (45)$$

$$0 \leq Q_{g,y,k,t}^{dump} \leq \bar{Q}_g ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (46)$$

$$Q_{g,y,k,t}^{filt} = \alpha_{r_g^{ini}}^{filt} V_{r_g^{ini},y,k,t} ; \quad \forall y, k, t, r \wedge \forall g \in \mathcal{G}_r^{ini,fin} \quad (47)$$

La ecuación (41) modela el balance hídrico, en función de la potencia generada, caudal vertido, caudal filtrado y potencia de bombeo, de generadores que toman caudal y entregan caudal a embalses r , según sea el caso. Esta restricción garantiza que el volumen del embalse se mantenga dentro de sus límites durante el periodo de operación. Los límites de almacenamiento máximo y mínimo del volumen de agua almacenado en cada embalse $V_{r,y,k,t}$ quedan representados en (42). El volumen al inicio y al final del año y de cada embalse r debe ser el mismo, de acuerdo a (43) y (44). El volumen en el embalse al inicio del día representativo $k + 1$, queda acoplado al volumen al final del día representativo k por medio de (45). Por último, los límites de vertimiento y el cálculo de caudal filtrado en los embalses quedan descritos por medio en (46) y (47), respectivamente.

Restricciones de generadores renovables

$$P_{g,y,k,t} + P_{g,y,k,t}^{vertERNC} = \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{ERNC} \quad (48)$$

$$E_{g,y,k,t}^{csp} = E_{g,y,k,t-1}^{csp} + \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} - \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{csp} \quad (49)$$

$$0 \leq E_{g,y,k,t}^{csp} \leq \bar{\epsilon}_g^{csp} ; \quad \forall y, k, t \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{csp} \quad (50)$$

$$E_{g,y,k,0} = E_{g,y,k,|\tau_k|} ; \quad \forall y, k \wedge \forall g \in \mathcal{G}^{csp} \quad (51)$$

Las centrales renovables se pueden dividir entre aquellas que cuentan con sistema de almacenamiento energético, como las centrales CSP, y las que no, como las eólicas y solar fotovoltaicas. En cuanto a las centrales ERNC sin almacenamiento, su potencia está limitada por la cantidad de unidades instaladas y la disponibilidad de recursos primarios, restricción expresada en la ecuación (48).

En cuanto a las centrales CSP, su balance de energía de almacenamiento está representado en (49). La restricción de almacenamiento máximo y mínimo es definida en (50). En (51) se fija que el nivel de almacenamiento al inicio y al día de cada día representativo debe ser del mismo.

Restricciones de inversión

$$Z_{p,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{p,h} \leq 1 ; \quad \forall y, p \quad (52)$$

$$Z_{e,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{e,h} \leq z_{e,y} ; \quad \forall y \wedge \forall e \in \mathcal{E} \quad (53)$$

$$Z_{p,y} \leq 0 ; \quad \forall y < y_p^{ent} \wedge \forall p \in \mathcal{P} \quad (54)$$

Las restricciones (52) y (53) relacionan la capacidad acumulada de cada proyecto, en el año y , $Z_{*,y}$, con la decisión de inversión $I_{*,h}$. Finalmente, para proyectos de líneas o transformadores, el primer año de entrada posible se restringe en (54). Esto porque líneas y transformadores requieren tiempo para su construcción (incluyendo procesos de licitación y evaluación ambiental), por lo que no siempre podrán estar disponibles en los primeros años.

2.2.2 TNEP con criterios de resiliencia

En los últimos años, diversos investigadores han comenzado a considerar aspectos de resiliencia en el TNEP. En [43] se presenta una revisión completa

sobre los trabajos más significativos a la fecha (de su publicación) sobre los diversos desarrollos de TNEP. Entre ellos, se encuentra el modelo propuesto en [50], donde se presenta un marco probabilístico de planificación de transmisión para reducir la vulnerabilidad de la red ante ECE. Para ello, la propuesta propone como métricas de riesgo para cuantificar la vulnerabilidad del sistema ante la ocurrencia de eventos extremos los costos de operación y ENS, junto con un índice de ajuste económico, que representa los distintos niveles de aversión al riesgo del planificador. Así, el modelo de optimización consiste en minimizar la suma de los costos de inversión del sistema y el índice de ajuste económico del sistema. En cuanto al tratamiento de incertidumbre, se considera la incertidumbre en la generación eólica, la demanda y fallas de componentes de red. En este último caso, se considera la tasa de fallas forzadas (FOR, por sus siglas en inglés). Para encontrar el plan óptimo, se utiliza un enfoque metaheurístico, basado en el algoritmo de optimización denominado *history driven differential evolution*. En este enfoque iterativo, primero se genera un plan de expansión que cumple con el criterio N-1. Luego, se evalúa la confiabilidad del sistema resultante utilizando simulaciones de Monte Carlo y se obtiene el valor de la función objetivo asociada al plan. Este proceso se repite hasta lograr convergencia. La propuesta fue evaluada en un modelo del sistema IEEE de 118 barras, para un horizonte de planificación de 1 año, con una condición de operación. Si bien los resultados muestran que el modelo logra minimizar la exposición al riesgo del sistema resultante, la propuesta tiene varias desventajas para su uso práctico. Primero, el algoritmo de optimización metaheurístico no permite asegurar la optimalidad de la solución. Segundo, la propuesta metodológica requiere realizar un gran número de simulaciones de Monte Carlo para cuantificar el índice de ajuste económico del sistema, lo que hace inviable la propuesta en un caso de estudio más realista. Es por esta razón que el caso de estudio consiste en solo un año para el horizonte de planificación con una condición de operación.

En [51], se propone modelo de expansión de la transmisión resiliente, diseñado para abordar la vulnerabilidad de la red eléctrica ante eventos HILP, en este caso, fallas de líneas dobles. El modelo propuesto incluye restricciones de seguridad (criterio N-1) y considera posibles fallas en cascada producto de los eventos HILP. El problema de TNEP busca minimizar los costos de inversión y operación y energía no suministrada. Para ello, el problema se resuelve utilizando

Descomposición de Benders. A diferencia de la descomposición clásica de Benders, donde se define un problema maestro que sólo contiene las decisiones de inversión y un subproblema, que contiene solo decisiones de operación, utilizan dos subproblemas. El primer subproblema, SP1, busca minimizar los costos totales de generación, considerando el criterio N-1. El segundo subproblema, SP2, busca determinar la carga no suministrada (en [MW]) producto de las fallas dobles. Si para una falla doble la carga no suministrada supera un umbral definido por el usuario, se analizan posibles eventos en cascada, para cuantificar la carga no suministrada de manera más detallada. Si el problema resultante (SP2) es factible, es decir, si la ENS se encuentra por debajo del umbral definido por el usuario, entonces se agrega un corte de optimalidad al problema maestro. De lo contrario, se agrega un corte de factibilidad. El modelo propuesto fue implementado en el sistema IEEE de 24 barras. Este modelo cuenta con 41 corredores, 14 unidades de generación y se consideraron fallas dobles en 97 líneas. No se especifica la cantidad de bloques utilizados. De los resultados se observó que los casos basados en TNEP resilientes lograron reducir el promedio de la carga no suministrada de 941.2 [MW] a 70.9 [MW] y la carga no suministrada máxima de 1981.6 [MW] a 970 [MW]. El costo total del plan sin considerar resiliencia fue de 281 M\$, mientras que el costo total del plan con la mayor resiliencia, es decir, con el menor umbral de carga no suministrada definido por el usuario, fue de 595 [M\$]. Estos resultados muestran la efectividad de la propuesta en aumentar la resiliencia del SEP antes eventos HILP. No obstante, las desventajas de esta propuesta son: 1) la simulación de eventos en cascada requiere altos esfuerzos computacionales, razón por la cual el modelo propuesto fue evaluado en un sistema pequeño, para solo un año. Es posible que se haya utilizado también solo un bloque de demanda, ya que no fue especificado; 2) el modelo propuesto utiliza bloques de demanda, por lo que no considera restricciones operacionales del parque generador, como tiempos mínimos de encendido/apagado ni reservas, entre otros. Esto limita el uso práctico de la herramienta; 3) el modelo no considera la probabilidad de ocurrencia de los eventos HILP (en este caso, fallas en líneas dobles), por lo que todas las fallas tienen la misma probabilidad de ocurrencia. Por esta razón limitan la carga no suministrada, en vez de cuantificar el impacto económico de ella.

En [52], se propone una optimización conjunta de la expansión de la transmisión y recursos energéticos distribuidos, enfocado en la resiliencia frente a ECE, en este caso, huracanes. Este modelo considera tanto las condiciones normales de operación como las de emergencia, modelando tres niveles de daño en los componentes del sistema: daño moderado, severo y completo. Dichos niveles de daño se caracterizan mediante curvas de fragilidad para determinar la probabilidad de falla en subestaciones, líneas de transmisión y parques eólicos. Además, consideran que los tiempos de reparación de cada componente varían según el nivel de daño y siguen una distribución normal. Por ejemplo, en caso de daños moderados en las subestaciones, asumen que el promedio de los tiempos de reparación es de 72 horas, con una desviación estándar de 36 horas. Para las líneas, en caso de daños moderados, asumen que el promedio de los tiempos de reparación es de 24 horas, con una desviación estándar de 12 horas. Para los parques eólicos, asumen que, en caso de daños moderados, el tiempo promedio de reparación es de 48 horas, con una desviación estándar de 24 horas. Una vez generados escenarios de eventos extremos y su impacto en los componentes de red, utilizan un método *fast-forward* para reducir la cantidad de escenarios y tener un conjunto representativo [53], [54]. Se asume que un evento HILP ocurre solo una vez en el año. El modelo de optimización consiste en minimizar los costos de inversión más el valor esperado de costos de operación y carga no suministrada, tanto en condición de operación normal y ante una emergencia, para un horizonte de planificación de un año. Los costos de carga no suministrada se consideran tal que lleven a costos esperados de energía no suministrada similares a los costos operacionales en condiciones normales. Es decir, la resiliencia del sistema se cuantifica a través del desprendimiento de carga esperado en condiciones de emergencia. Para resolver el problema de optimización se utilizó descomposición de Benders con dos subproblemas: el primer subproblema determina los costos de operación en condiciones normales, mientras que el segundo subproblema los costos de operación y energía no suministrada en condiciones de emergencia. El modelo propuesto fue implementado en el sistema IEEE de 118 barras. Como resultado, se logró una reducción de desprendimiento de carga de 79% ante la ocurrencia del huracán Harvey, y de un 54% durante ante la ocurrencia del huracán Ike, ambos con distintas intensidades, en comparación con el plan sin considerar eventos extremos. Una de las principales desventajas de este modelo es que el caso de

estudio consideró solo un año en el horizonte de planificación, lo que limita fuertemente su uso práctico. Además, si bien consideran los tiempos de reparación de los componentes afectados, dado que solo utilizaron 4 días representativos en un año, el impacto en la red en situaciones extremas queda sobrestimado, dado que, en general, la reparación de los elementos de red tarda más de un día. Esta sobrestimación se maneja de manera arbitraria, a través del valor de la energía no suministrada, la cual no refleja costos reales, sino que se ajusta de manera tal que den costos similares con respecto a los costos de operación.

En [55], se desarrolla la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión ante eventos climáticos extremos como terremotos e inundaciones. El modelo utiliza un AC-OPF, por lo que le permite incluir como candidatos a expansión no solo refuerzos convencionales para mejorar la resiliencia del sistema como nuevas unidades de generación y reforzamiento de líneas, sino que además fuentes de potencia reactiva como equipos FACTS. Otra novedad del trabajo es que los refuerzos de línea también están sujetos a falla durante eventos extremos. El modelo de planificación consiste en minimizar los costos de operación, instalación de elementos para mejorar la resiliencia del sistema y los costos esperados de un apagón producto de la ocurrencia de un desastre natural. Para considerar el impacto de desastres naturales, utilizan primero simulaciones de Monte Carlo para generar una gran cantidad de escenarios de falla de los elementos de red, utilizando la tasa de falla de los componentes ante cada desastre natural. Luego, utilizan el método de Kantorovich para reducir la cantidad de escenarios [56]. Finalmente, incorporan los escenarios resultantes en el problema de optimización estocástico. El problema de optimización se resuelve mediante un algoritmo evolucionario. La propuesta fue implementada en modelos basados en los sistemas IEEE de 6, 89 y 145 barras, para un horizonte de 5 años con resolución anual y un nivel de demanda por año. En total, se consideraron 80 escenarios de fallas. Como resultado, se observó de manera generalizada que el modelo logra reducir la EENS para distintos niveles de carga. Si bien este modelo permite considerar aspectos técnicos de la red, como por ejemplo el nivel de tensión en las barras, tiene como grandes desventajas el uso de un algoritmo evolutivo para su resolución, que no permite obtener la solución óptima y que, además, requiere

grandes esfuerzos computacionales, razón por la cual se utilizó una sola condición de operación para representar un año.

Finalmente, otro ejemplo de planificación conjunta se estudia en [57], en donde se propone un modelo de planificación de expansión de la generación y transmisión, considerando estados climáticos de largo plazo, como por ejemplo los ocasionados por fenómenos como El Niño y La Niña. La propuesta utiliza un enfoque de optimización robusta de tres etapas, formulado como un problema de optimización de 5 niveles. En el primer nivel (también, primera etapa) se determina el plan óptimo considerando incertidumbre en las condiciones climáticas, la generación renovable y las contingencias. En el segundo nivel, para un plan de expansión fijo, en el segundo nivel se identifican las condiciones climáticas más desfavorables. Luego, en el tercer nivel (segunda etapa), se optimiza la operación del sistema (energía y reservas) considerando información perfecta en cuanto a las condiciones climáticas. En el cuarto nivel, se identifican las peores combinaciones de contingencias y generación renovable. Finalmente, en el quinto nivel (tercera etapa) se determina el redespacho óptimo de las reservas para hacer frente al escenario más desfavorable, identificado en el nivel anterior. Este esquema permite simular de manera más realista el proceso de toma de decisiones, donde el operador del sistema ajusta la predicción de inyección de las energías renovables en base a las condiciones climáticas, antes de planificar la operación del sistema. El objetivo del problema de optimización es minimizar los costos de inversión y los costos de operación más desfavorables, en base a los escenarios climáticos de largo plazo, considerando, además, un nivel de aversión al riesgo. Para resolver el problema de optimización, se utilizó una variante del algoritmo anidado de generación de columnas y restricciones. La propuesta fue implementada en un modelo del SEN de 160 barras y 262 líneas de transmisión existentes. El efecto de los fenómenos de El Niño y La Niña sobre la generación renovable se modelaron en términos de producción promedio, desviación estándar y correlación espacial, considerando 6 regiones. Los resultados obtenidos mostraron que la propuesta permite considerar la incertidumbre de corto plazo (es decir, inyección de renovables dependiendo del estado climático), lo que permite tomar decisiones de operación que pueden modificar el plan de expansión. Esto, a su vez, permite reducir los costos totales del sistema y mejorar su resiliencia. Cabe destacar que en la propuesta no se entregan detalles del horizonte de planificación o cantidad de días

representativos. No obstante, las soluciones obtenidas fueron analizadas en detalle utilizando una estrategia de análisis fuera de muestra (*out-of-sample analysis*), es decir, se analizó el rendimiento del sistema para realizaciones de las fuentes de incertidumbres no consideradas en el modelo de optimización.

Como se puede ver del estado del arte, la mayoría de las propuestas busca resolver el problema de expansión de la transmisión incorporando el modelo e impacto de los ECE de manera endógena. La gran desventaja de este enfoque es que el problema de optimización resultante es altamente complejo, lo que hace necesario introducir simplificaciones como utilizar sistemas pequeños, considerar pocas condiciones operacionales, utilizar algoritmos de optimización metaheurísticos o simplificar los modelos de las ECE (por ejemplo, no considerar su probabilidad de ocurrencia).

2.2.3 Alternativas para mejorar la resiliencia de los SEP

Existen diversas alternativas para mejorar la resiliencia de los SEP, que van desde acciones operacionales hasta reforzamientos de la infraestructura. En esta sección se presentan las principales alternativas encontradas en la literatura técnica.

Line Switching

Line switching es una medida operacional que consiste en desconectar selectivamente ciertas líneas de transmisión durante la operación del sistema eléctrico para optimizar el flujo de potencia y mitigar, así, el impacto de contingencias. Opciones de *line switching* han sido consideradas, también, en el marco de TNEP. Por ejemplo, en [58] se consideraron opciones de *line switching* para la planificación del sistema eléctrico del sur de Brasil. Para este caso, considerar *line switching* permitió mitigar congestiones y optimizar la operación económica del sistema en el corto plazo, cuando no es posible construir nuevas líneas. Sin embargo, en dicha planificación no se consideró la resiliencia ante ECE ni alternativas de reforzamiento del sistema ante estos.

De manera similar, en [59], se presenta un modelo de TNEP que considera *line switching*, junto con el dimensionamiento y la ubicación óptima de baterías,

aplicado a SEP con alta participación de generación eólica. El modelo utiliza un enfoque de optimización robusta, de forma tal de representar las incertidumbres asociadas a la demanda y la generación eólica. Además, se introduce el concepto de “presupuesto para incertidumbre”, que consiste en limitar la cantidad de escenarios de incertidumbre de la producción eólica y fotovoltaica. Mientras mayor es el presupuesto para la incertidumbre, se consideran más cantidad de escenarios de producción eólica y fotovoltaica, por lo que se obtienen planes de expansión más conservadores. El modelo propuesto fue implementado en los sistemas de prueba IEEE de 24 y 73 barras, y se evaluó el impacto de permitir distintas cantidades de maniobras de *line switching* en un periodo determinado (un día, con resolución horaria). Como resultado, se obtuvo que aumentar el número permitido de maniobras de *line switching* permite una reducción significativa de costos totales de expansión y operación. La resiliencia del sistema para distintos planes de expansión se evaluó expost en un proceso de post-optimización con escenarios con datos reales, donde se obtuvo que las maniobras de *line switching* permiten una mejora generalizada del sistema para soportar incertidumbre en demanda y generación. Si bien el modelo propuesto considera incertidumbres asociadas a la producción de generación eólica y fotovoltaica, no se analiza la efectividad de *line switching* como refuerzo ante impactos de eventos climáticos severos. Adicionalmente, cabe destacar que ambos sistemas son enmallados, por lo que las acciones de *line switching* cobran relevancia, ya que permiten redireccionar los flujos de líneas congestionadas hacia corredores en paralelo que no están congestionados.

En [60], se presenta un modelo de TNEP orientado a la resiliencia, donde se consideran opciones de *line switching* para afrontar ECE como tifones. El modelo considera la incertidumbre de la vulnerabilidad de componentes de red durante estos eventos, a través de un conjunto de incertidumbre tipo caja relacionado con tifones (*typhoon-related box uncertainty set*), en el cual la tasa de falla de los componentes varía dentro de un rango estrechamente relacionado con la intensidad del tifón. El modelo de optimización es de tipo min-max-min, donde el nivel superior minimiza la inversión en líneas de transmisión, el nivel del medio busca la combinación de fallas de línea que maximiza la EENS y el nivel inferior minimiza la EENS a través de opciones de *line switching*. El modelo se implementó en los sistemas de prueba de 30 barras de la IEEE y en un sistema de 261 barras de una región del este de China. Los resultados muestran que

considerar opciones de *line switching* permite mejorar significativamente la resiliencia del sistema con menos inversión en líneas. No obstante, el modelo no explora el beneficio conjunto de opciones de *line switching* con otras tecnologías complementarias como alternativas de reforzamiento.

A pesar de las ventajas operacionales que tiene realizar maniobras de *line switching*, en sistemas poco enmallados, como el chileno, su impacto es menor, por lo que no serán consideradas en el marco de esta tesis.

Líneas subterráneas

Otra alternativa para mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos ante ECE es el uso de líneas subterráneas. En [61], se propone un modelo de TNEP enfocado en mejorar la resiliencia de los SEP ante ECE como huracanes, considerando líneas subterráneas. Dicho modelo es formulado como optimización robusta estocástica multinivel que utiliza datos históricos de ECE. El objetivo del trabajo es determinar qué líneas deben ser ubicadas bajo tierra, y proteger el sistema ante el peor escenario de fallas de líneas. La probabilidad de fallas de componentes es modelada por medio de curvas de fragilidad, en función de la intensidad del evento climático. El modelo propuesto fue implementado en un sistema modificado para pruebas de confiabilidad de la IEEE, y el sistema de 118 barras de la IEEE, ante diversos escenarios (perfiles) de vientos extremos. Los resultados obtenidos muestran la eficacia de cables subterráneos para mitigar los efectos de ECE, mostrando una reducción significativa de costos operativos y niveles de desprendimiento de carga, en comparación con el uso de solo líneas aéreas. Además, se menciona la importancia de adaptar estrategias de resiliencia a las posibles amenazas características de cada área geográfica, destacando que cables subterráneos como alternativas de reforzamiento pueden ser menos eficaces en zonas sísmicas o con tendencia a inundaciones.

Un complemento interesante a este estudio se presenta en [62], donde se compara el impacto de implementar líneas subterráneas para mejorar los niveles de resiliencia de sistemas de distribución ante tormentas de viento. Se presenta un modelo de expansión que minimiza los costos de inversión, operación y reparación a largo plazo, así como también penalizaciones por EENS. El impacto de las tormentas de viento es considerado por medio de uso de curvas de fragilidad, modelando la tasa de falla de corredores con líneas aéreas y

subterráneas. El modelo propuesto fue implementado en una red de distribución rural en Cataluña, España, en 3 escenarios con horizontes temporales de 10 a 20 años y considerando diferentes penalizaciones de la EENS. En los resultados, se observa que líneas aéreas presentan los mayores valores de EENS en caso de fallas, en contraste a lo obtenido para los casos que consideran líneas subterráneas. Si bien el uso de cables subterráneos implica mayores costos de instalación, esta alternativa puede ser eficaz para mejorar la resiliencia en los SEP ante la ocurrencia de tormentas de viento.

Si bien el uso de líneas subterráneas permite mitigar fuertemente el impacto de ECE como tormentas eléctricas, vientos extremos, inundaciones, etc., su alto costo, en comparación con líneas aéreas, las hace inviable para la realidad nacional, por lo que no serán consideradas en este trabajo.

Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento, en particular las baterías (BESS, por sus siglas en inglés), son un apoyo vital en la red, al contar con la capacidad de almacenar energía en momentos de baja demanda, y liberarla durante peaks en consumo, proporcionando una mayor flexibilidad operativa. A la vez, estos sistemas resultan una alternativa atractiva a considerar en modelos de TNEP ya que, al ser capaces de funcionar como refuerzo al sistema ante contingencias, permiten, en muchos casos, retrasar o incluso evitar inversiones en nuevos corredores de transmisión [63], así como mitigar el impacto asociado al retraso de proyectos de expansión. En cuanto a la resiliencia ante ECE, los sistemas de almacenamiento de energía también han sido estudiados como medidas para mitigar los efectos de eventos HILP.

En [64], se presenta un modelo de TNEP que integra estrategias para mejorar la resiliencia del SEP, incluyendo la ubicación óptima de BESS como recursos de partida en negro (más conocido como *black start*, del inglés) durante ECE. El modelo de optimización consiste en dos etapas. En la primera etapa se determina la construcción de líneas, baterías y recursos de partida en negro, mientras que en la segunda etapa se minimizan los costos de generación y de desprendimiento de carga ante la ocurrencia de ECE. El problema de optimización se resuelve utilizando el algoritmo Generación de Columnas y Restricciones basada en Dualidad (*duality-based column and constraint generation*). La propuesta fue

implementada en los sistemas IEEE de 30 y 39 barras considerando escenarios de contingencias críticas. Los resultados mostraron que el modelo propuesto logra una reducción significativa de costos operativos y los niveles de desprendimiento de carga durante contingencia. Además, los resultados muestran que considerar baterías como recurso para partida en negro permite no solo mejorar la resiliencia del sistema, sino que, además, minimizar los costos operativos y la cantidad de líneas de transmisión necesarias en el plan de expansión. No obstante, el trabajo realizado no aborda explícitamente la incertidumbre climática en planificación de expansión de transmisión y BESS, además de haber sido implementado en un sistema pequeño. En [65], se presenta un modelo multietapa de planificación conjunta de la transmisión, sistemas de almacenamiento (BESS) y parques eólicos para mejorar la resiliencia de los SEP frente a huracanes. Además de incluir líneas de transmisión en corriente alterna, también se consideran opciones en corriente continua, basadas en convertidores de fuente de voltaje continuo multiterminal (o VSC-MTDC por sus siglas en inglés). Estas líneas permiten reducir el impacto de ECE gracias a su gran nivel de flexibilidad y su capacidad de partida en negro (*black start*). El impacto de huracanes sobre los SEP es considerado a través de curvas de fragilidad, que modelan la tasa de falla de líneas y torres de transmisión en función de la velocidad del viento. La planificación también incorpora una política de integración de energías renovables. Para seleccionar puntos de operación representativos en cada etapa, se utiliza una técnica de agrupamiento cronológico por intervalos temporales (*chronological time-period clustering*). Además, entrenan una red neuronal de memoria a corto y largo plazo bidireccional (B-LSTM, por sus siglas en inglés) para predecir el crecimiento de demanda a largo plazo. El modelo fue implementado en un sistema modificado de la IEEE de 24 barras bajo distintos escenarios de huracanes, simulados por medio de simulación de Monte Carlo. Los resultados obtenidos muestran que considerar líneas HVDC y BESS, además de líneas AC, resulta en planes de expansión más económicos y facilita la integración de energías renovables. Más aún, muestran que, para el caso de estudio analizado, considerar solo líneas AC para mejorar la resiliencia del sistema ante HILP no es económico. A pesar de los buenos resultados obtenidos, no queda claro si la propuesta puede ser aplicada a sistemas reales, ya que fue implementada en un sistema de prueba pequeño.

Los equipos de almacenamiento también forman parte de la tecnología de potenciadores de red (o *grid boosters*, del inglés). Un *grid booster* consiste en un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías a gran escala, que permite aumentar la capacidad y flexibilidad de las líneas de transmisión existentes. Las baterías, ubicadas estratégicamente en la red, se mantienen en estado de stand-by y se activan solamente en caso de contingencia. De esta forma, el *grid booster* permite cumplir el criterio N-1 a través de acciones de control rápidas, en vez de redundancia de activos y despacho preventivo. Un *grid booster* también puede ser implementado con cualquier fuente de energía con la capacidad de reaccionar rápidamente [66], como parques eólicos, BESS, almacenamiento por bombeo, turbinas de gas o tecnologías convertidoras de potencia a calor o potencia a gas. En [67], se utiliza un *grid booster* para el manejo correctivo de congestiones en redes de transmisión. Sin embargo, al igual que en [66], no se explora las posibles aplicaciones de *grid booster* en planificación a largo plazo, en contextos de resiliencia ante ECE.

Como se puede ver, la flexibilidad operacional que entregan los sistemas de almacenamiento, en particular las baterías por su acción rápida, pueden ser una estrategia costo-eficiente para mejorar la resiliencia de los SEP ante ECE.

FACTS

Los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (o FACTS, por sus siglas en inglés), también han sido integrados en modelos de TNEP. En [68], se propone un modelo de TNEP que considera reforzamientos como equipos de compensación reactiva estáticos (o SVC, por sus siglas en inglés) y compensación serie controlada por tiristores (ambos calificando como equipos FACTS), así como convertidores VSC-MTDC. No obstante, el modelo no considera de manera explícita el impacto de ECE. En [69], se incluyen FACTS en un modelo de co-optimización de la transmisión y la generación, considerando criterios de resiliencia. El objetivo es minimizar los costos de inversión y operación, así como reducir el valor de EENS por cortes eléctricos causados por desastres naturales. El modelo fue implementado en un caso de estudio basado en sistemas de prueba de 6 y 188 barras de la IEEE. Como resultado, se obtuvo que la combinación de recursos como reforzamiento estructural de líneas, nuevas unidades de generación y FACTS serie/paralelo reduce simultáneamente la EENS y mejora el desempeño del sistema (menores pérdidas y mejor desempeño de la tensión.

Además, muestran que para no tener EENS en caso de los ECE analizados, es necesario penalizar fuertemente la ENS, lo que, a su vez, resulta en un aumento significativo de los costos totales del sistema. Concretamente, para el caso de estudio realizado, para no tener ENS la penalización requerida fue de aproximadamente entre 17.7–20.1 [k\$/MWh], lo que aumentó los costos totales del sistema entre un 17% y un 61%, en comparación con el caso base, con una penalización razonable de la ENS.

En base a lo anterior, los FACTS pueden ser una alternativa viable para mejorar la resiliencia del sistema ante ECE. Sin embargo, para capturar los beneficios en cuanto al control y estabilidad de tensión es necesario contar con modelos de flujos AC, lo que aumenta fuertemente la complejidad del modelo. En cuanto a los equipos FACTS que permiten controlar los flujos, su impacto en el SEN chileno puede ser limitado, debido al poco nivel de enmallamiento del sistema. Es por esto que, en el marco de este trabajo, no se considerarán equipos FACTS como alternativas para mejorar la resiliencia, aunque se propondrá su consideración en un trabajo futuro.

Capacidad Térmica Dinámica

Uno de los esfuerzos para mejorar el uso de la infraestructura eléctrica existente es considerar las características físicas de las líneas de transmisión en relación con el ambiente donde estas se encuentran. En esta área, se destaca la capacidad térmica dinámica (o DTR, por sus siglas en inglés). Los DTR son equipos de medición capaces de calcular la capacidad real del conductor en función de las condiciones ambientales, como radiación, velocidad de viento o temperatura. Estos equipos operan en tiempo real, y permiten ajustar la operación del sistema para considerar la capacidad real de las líneas. En caso de que un corredor muestre condiciones ambientales favorables, su incorporación en el marco del TNEP puede incluso retrasar nuevas inversiones en transmisión.

Estudios como [70], proponen un modelo de TNEP estocástico, que contempla la implementación de DTR en líneas de transmisión aéreas con el objeto de aumentar la capacidad de transmisión efectiva de la mismas en función condiciones climatológicas a las que están sujetas. Dicho modelo considera la construcción de nuevas líneas, junto a la instalación de equipos DTR. El uso de DTR permite no solo aprovechar el aumento de capacidad de las líneas, sino que,

además, mitigar riesgos de sobrecarga en escenarios desfavorables, donde la capacidad térmica estática (basada en condiciones climáticas estándar y sin variabilidad externa) es mayor que la capacidad real. Para su validación, se realizaron simulaciones en sistema de prueba de la IEEE de 24 y 300 barras. Para resolver el problema de optimización se utilizó descomposición de Benders. La resiliencia de los SEP en estudio se vio reflejada principalmente mediante la reducción de niveles de sobrecarga en las líneas y el costo asociado a desprendimiento de carga y vertimiento de energía eólica. Los resultados mostraron que, en el caso de estudio, al considerar DTR, disminuyó la cantidad de líneas nuevas a construir, los costos de operación, el desprendimiento de carga y el vertimiento de energía renovable. Cabe destacar que el estudio limita el análisis de DTR a líneas de longitudes menor a 80 [km], excluyendo líneas de mayor longitud donde restricciones de estabilidad cobran mayor relevancia en la capacidad de la línea, por sobre restricciones térmicas.

En [71], se presenta un modelo de planificación conjunta de generación y transmisión, que combina la aplicación de DTR y *line switching* para capturar condiciones ambientales variables y disminuir, así, las congestiones. Para su evaluación, se realizaron simulaciones en los sistemas de la IEEE de 24 y 118 barras. Los resultados mostraron que considerar ambas tecnologías (DTR y *line switching*) redujo de manera significativa los costos de inversión, a diferencia de modelos que no consideran ambas opciones de manera simultánea. Mostraron, además, que las opciones de DTR y *line switching* son una opción costo-eficiente cuando la expansión de la red no es capaz de seguir el aumento de la demanda. De manera similar, en [72] se presenta un modelo de expansión de la transmisión estocástico basado en confiabilidad, que incorpora incertidumbres en las variables ambientales (como cambios en la temperatura ambiente y la velocidad de viento), así como en la demanda y la generación eólica. El modelo propuesto fue implementado en el sistema para pruebas de confiabilidad de la IEEE de 24 barras, integrando escenarios de fallas N-1 y N-2 como casos de estudio. Los resultados obtenidos mostraron que el uso de DTR permitió reducir de manera efectiva el número de líneas requerido en el plan de expansión, traduciéndose en menor inversión generalizada y menores niveles de desprendimiento de carga. No obstante, al igual que en [70] y [71], en este trabajo no se consideró condiciones climáticas extremas ni de mayor duración.

Tal como se puede ver, a pesar de que DTR es una opción tecnológica costo-eficiente para aumentar la capacidad operacional de líneas de transmisión, aún no se considera su impacto en el análisis de resiliencia de los SEP ante ECE. La desventaja es que, para considerar DTR en el marco de la planificación, se requieren datos de las variables ambientales a lo largo de la línea (temperatura, dirección y velocidad del viento, nivel de radiación, entre otros), junto con los modelos de capacidad de la línea en función de estas variables.

Aplicabilidad de medidas revisadas

En cuanto a las medidas revisadas para mitigar los efectos relacionados con ECE, es importante realizar una observación en su aplicabilidad para Chile. Con relación a *line switching*, esta alternativa presenta múltiples ventajas, siendo una de las principales el nivel de flexibilidad operacional que otorga. Sin embargo, esta estrategia es relevante en sistemas enmallados, donde es posible redireccionar los flujos de potencia para mitigar congestiones. En sistemas poco enmallados, como el chileno, su relevancia disminuye. Considerando que implementar opciones de *line switching* aumenta fuertemente la complejidad del problema de optimización, al introducir muchas variables de decisión binarias, no será considerada en el marco de esta tesis.

Para el caso de cables subterráneos, los altos costos, en comparación con líneas aéreas, limitan su rango de aplicación a sistemas de distribución o para zonas donde líneas aéreas no son una alternativa (por ejemplo, conexión de parques eólicos off-shore). Además, tal como se muestra en [62], los cables subterráneos no son más resistentes ante eventos como terremotos e inundaciones. Esto es especialmente crítico para Chile, al ser uno de los países más sísmicos del mundo [73], sin mencionar los desastres causados por el nivel de precipitaciones que ha sufrido en la zona centro-sur del país por frentes de mal tiempo, por ejemplo, el ocurrido el 2024 [74]. Por estas razones, no se considerarán cables subterráneos en el marco de esta tesis.

Una opción que sí es atractiva es el cambio de conductor o el reforzamiento de líneas existentes, para hacerlos más resistentes ante ECE. Esta opción ofrece múltiples beneficios adicionales, como aumentar la capacidad de transmisión de las líneas existentes y reducir pérdidas de transmisión, mejorando la eficiencia general del sistema. Además, conductores más resistentes pueden soportar de

mejor manera condiciones adversas, reduciendo el riesgo de fallos y potenciando la resiliencia de la red. La desventaja de estas opciones es que su implementación requiere, en general, dejar las líneas fuera de servicio, lo que no siempre es posible. A pesar de esta limitación práctica, sí se considerarán en el marco de esta tesis, para evaluar el impacto que podría tener en el sistema.

Otra alternativa tecnológica interesante es la incorporación de equipos como *grid boosters*. Estos equipos, ubicados estratégicamente, pueden aumentar la resiliencia del SEP frente a eventos HILP. La desventaja es que su incorporación en el marco de un modelo de TNEP puede aumentar fuertemente la complejidad del modelo de optimización. Es por esto que, en el marco de esta tesis, se evaluará la incorporación de *grid boosters* de manera exógena (manual). Es decir, se analizará el beneficio de contar con *grid boosters* en corredores que presenten alta congestión y/o donde un ECE lleve a altos valores de ENS.

En cuanto a equipos de DTR, si bien representan una alternativa interesante para hacer frente a ECE, su incorporación requiere altos esfuerzos en cuanto a datos de las variables climáticas relevantes, así como el desarrollo de modelos de capacidad de la línea. Es por esto, que no se considerarán en el marco de esta tesis y su consideración se dejará como trabajo futuro.

En cuanto a los equipos FACTS, la flexibilidad operacional que entregan también permiten mitigar el impacto de ECE. Sin embargo, para capturar el impacto de equipos FACTS en paralelo, se requiere contar con modelos de flujo AC. En cuanto a los equipos FACTS que permiten redireccionar los flujos, estos son más efectivos en sistemas enmallados. En este contexto, su impacto en el SEN puede ser limitado debido al bajo nivel de enmallamiento.

Finalmente, tal como lo muestra la literatura técnica, los sistemas de almacenamiento como baterías pueden ser una alternativa costo-eficiente para hacer frente a ECE, por lo que sí serán considerados en el marco de esta tesis.

3. Propuesta metodológica

Para alcanzar los objetivos planteados en este trabajo, se propone una metodología organizada en cuatro módulos cuya estructura general se presenta en la Figura 19. La metodología consiste en un procedimiento iterativo que acopla la caracterización de eventos climáticos extremos (módulo (1)), la planificación multianual de la expansión de la transmisión bajo criterios tradicionales (módulo (2)), la simulación operacional del SEP y estudio de desempeño bajo ECE (módulo (3)) y la incorporación de refuerzos sobre el plan inicial de expansión (módulo (4)). De cada módulo se obtienen, respectivamente, los escenarios de contingencias, el plan de expansión multianual, el desempeño ante ECE y el plan de expansión reforzada ante ECE, que sirven de insumo al módulo siguiente. El procedimiento incorpora un proceso de realimentación entre la evaluación de desempeño del módulo 3 y la actualización del plan de expansión en el módulo 2, y finaliza cuando se satisfacen los criterios de desempeño/resiliencia definidos. El detalle del flujo operacional del procedimiento, con sus entradas, procesos intermedios y criterio de parada, se presenta en la Figura 20.

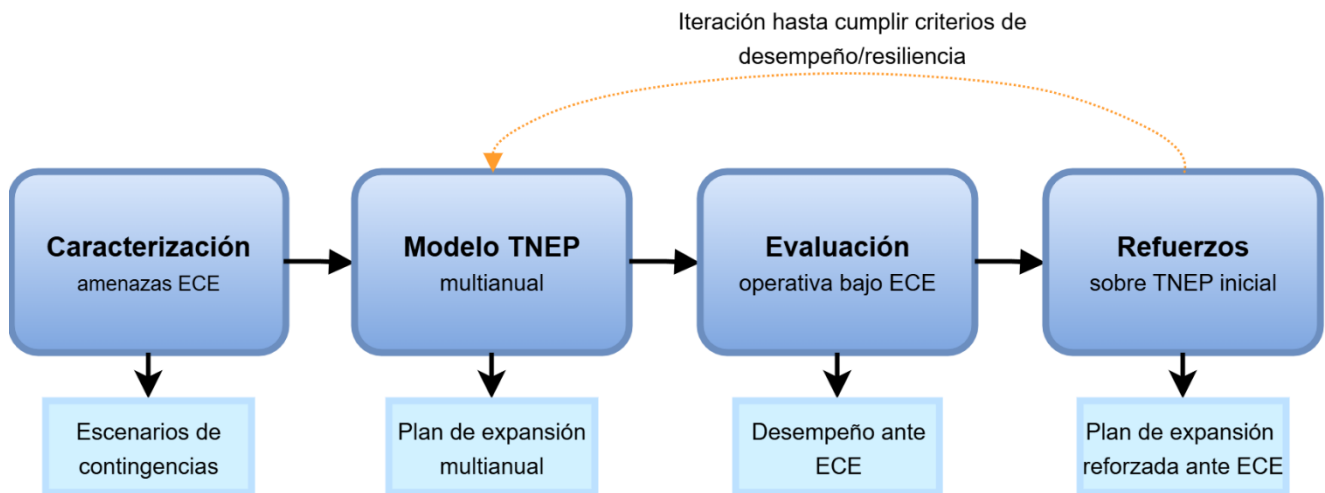


Figura 19: Visión general de metodología propuesta.

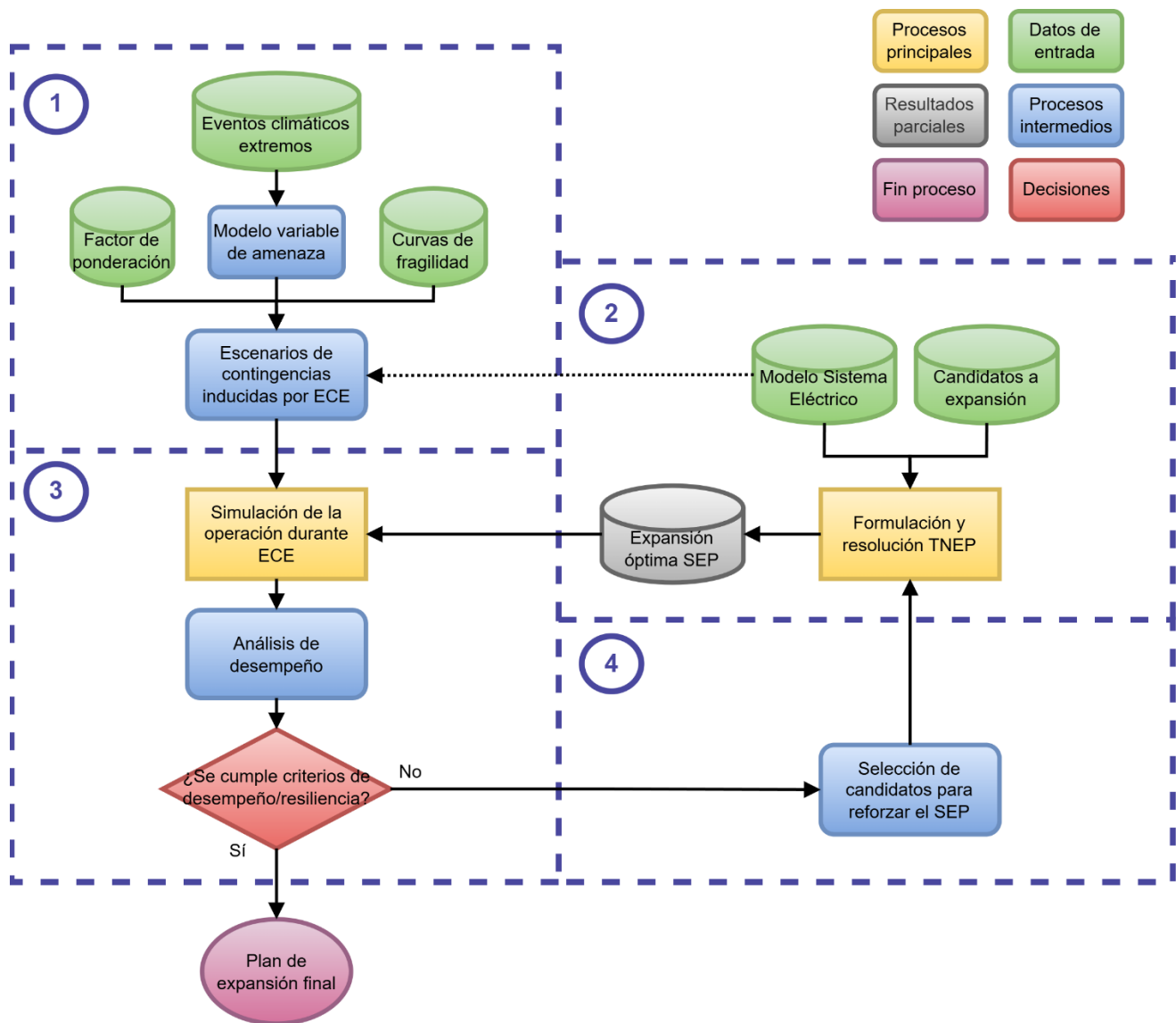


Figura 20: Diagrama de flujo del proceso iterativo de la metodología propuesta.

A continuación, se describe en detalle cada uno de los cuatro módulos asociados a la propuesta metodológica. El primer módulo (1) tiene como objetivo generar escenarios de contingencias inducidas por ECE, que pueden poner en riesgo la seguridad y el suministro de la demanda del sistema. Para ello, por cada ECE a considerar, lo primero es identificar la amenaza y modelar su medida de intensidad, que cuantifica la severidad del evento. Por ejemplo, para tormentas de viento, la variable de amenaza es la velocidad del viento; para inundaciones, la variable de amenaza son las precipitaciones. Los escenarios se representan como trayectorias horarias de medida de intensidad de cada

amenaza, con el fin de capturar de manera adecuada su impacto en la operación del sistema (por ejemplo, para capturar el aporte de los sistemas de almacenamiento de corta duración). Además, las trayectorias deben cubrir un horizonte de varios años, acorde con el modelo de planificación del sistema. Asimismo, para cada elemento de red (existentes, proyectados y posibles candidatos a expansión) se definen curvas de fragilidad asociadas a cada ECE, que relacionan la medida de intensidad de cada amenaza con la probabilidad de falla de los activos de red. Finalmente, para considerar los efectos del cambio climático, se considera un factor de ponderación K sobre la medida de intensidad de la amenaza. Tal como se mostrará en detalle en la sección 3.1.2, este factor permite representar dos situaciones: *i*) el cambio climático aumenta la frecuencia e intensidad de los ECE y *ii*) el cambio climático aumenta la intensidad de los ECE, pero no su frecuencia. Con estos datos y parámetros, se utilizan simulaciones de Monte Carlo para generar múltiples escenarios de contingencias inducidas por ECE. Cada escenario especifica (*i*) la trayectoria horaria de la medida de intensidad del ECE y (*ii*) el estado de disponibilidad de los elementos de red resultante, identificando los elementos de red que fallan (año, día y hora). El tiempo de restauración es fijo (por ejemplo, 10 horas) y se determina al comienzo del estudio. Al variar este tiempo de restauración, se puede identificar el impacto de contar con menores tiempos de reparación.

El segundo módulo (2) consiste en un modelo de planificación multianual de la transmisión bajo criterios tradicionales. En la primera iteración se resuelve el problema de expansión, sin imponer requisitos explícitos de resiliencia. Luego, a medida que avanzan las iteraciones, se incorporan alternativas de reforzamiento para mejorar el desempeño del sistema ante la ocurrencia de ECE.

En el tercer módulo (3), se evalúa el desempeño del sistema proyectado bajo ECE, simulando la operación para los escenarios generados y cuantificando métricas de resiliencia (por ejemplo, ENS, sobrecostos, vertimiento y emisiones). Esta evaluación se realiza por escenario y luego se agrega estadísticamente (p. ej., valor esperado y/o percentiles) para caracterizar tanto el desempeño promedio como los casos más severos.

Finalmente, a partir del análisis de los resultados obtenidos, en el cuarto módulo (4) se identifican corredores y elementos críticos y se proponen candidatos de reforzamiento. Para determinar el impacto de cada candidato, se

simula nuevamente la operación del sistema bajo ECE, pero fijando la entrada de los candidatos de reforzamiento al plan de expansión inicial. De esta forma, por cada candidato seleccionado con criterios de resiliencia, el costo efectivo del candidato se determina como la diferencia entre el costo total del sistema (inversión y operación) con y sin el candidato de reforzamiento. Esto permite capturar el beneficio económico de contar con el candidato a reforzamiento, gracias a la disminución de los costos operacionales, lo que se traduce en menores costos totales para mejorar la resiliencia del sistema. De esta forma, en cada iteración se generan planes progresivamente más robustos frente a la ocurrencia de ECE. El desempeño de cada refuerzo se mide en cuanto a costos totales y efectividad (por ejemplo, reducción de ENS y/o métricas en cola) durante ECE y, en base a estos resultados, se seleccionan las medidas más prometedoras, las cuales se incorporan al plan de expansión final una vez verificado el cumplimiento de los criterios de desempeño/resiliencia.

En el marco de esta tesis, la metodología se implementa y evalúa considerando como ECE de estudio las tormentas de viento extremo y su impacto sobre la infraestructura de transmisión. No obstante, cabe destacar que el enfoque propuesto es general y puede extenderse, sin pérdida de generalidad, a la evaluación de otros ECE (por ejemplo, inundaciones, incendios o sismos) y, además, a la consideración conjunta de eventos de distinta naturaleza. A continuación, se presenta en detalle cada uno de los módulos, con énfasis en el caso de vientos extremos.

3.1 Generación de escenarios de contingencias inducidas por ECE

La siguiente figura muestra un esquema metodológico para generar escenarios de contingencias inducidas por ECE, parte del primer módulo (1). En las siguientes subsecciones se explica en detalle cada uno de los pasos de esta metodología.

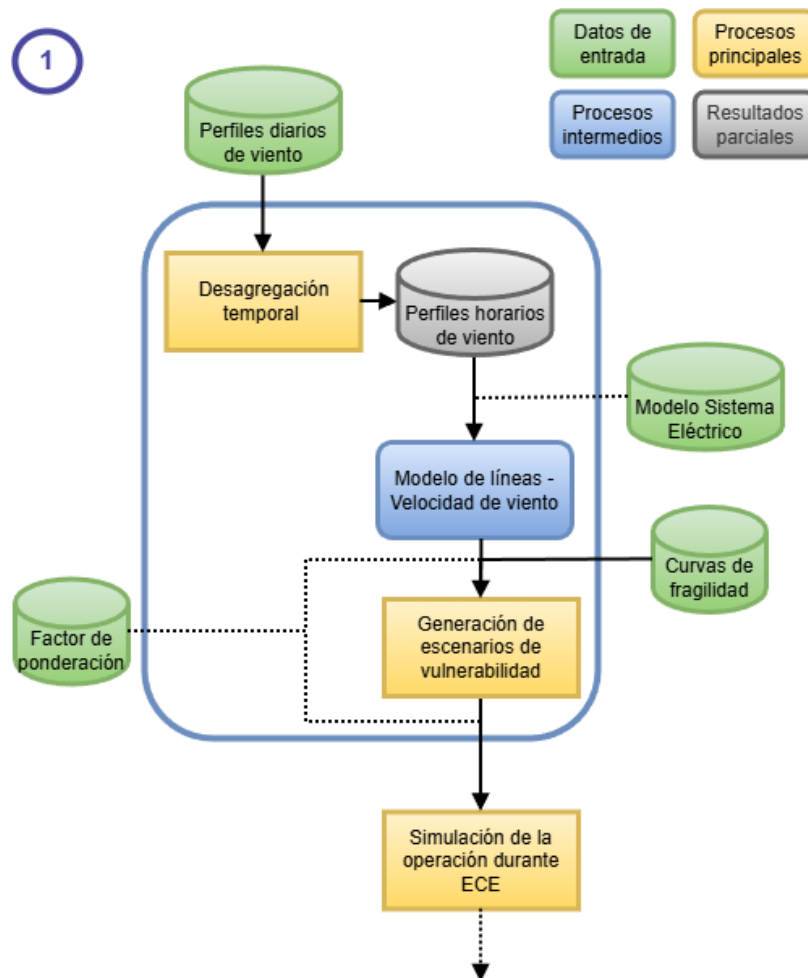


Figura 21: Diagrama de flujo extendido de módulo (1), proceso propuesto para generar escenarios climáticos extremos, aplicada a vientos extremos.

3.1.1 Perfiles de viento

Para el estudio y caracterización de condiciones climáticas futuras que podrían afectar a un sistema eléctrico, se hace necesario recurrir a bases de datos que cuenten con proyecciones climáticas estandarizadas, generadas a partir de modelos climáticos globales en repositorios disponibles. Para estos efectos, información puede ser obtenida en bases de datos como las generadas en la sexta fase del Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP6, por sus siglas en inglés) [75]. Esta iniciativa reúne simulaciones de un amplio conjunto de modelos climáticos globales, fundamentales para la investigación en esta área [76]. CMIP6 es particularmente relevante como fuente de datos, ya que incorpora tanto simulaciones históricas como proyecciones futuras bajo diferentes escenarios socioeconómicos compartidos (SSPs, por sus siglas en inglés) [77], lo

que permite analizar la evolución del clima considerando variaciones en las emisiones y en el uso de suelo hacia fines del siglo XXI.

Con un escenario establecido, se selecciona la variable meteorológica representativa de la amenaza a estudiar. En el caso de vientos, se considera la velocidad de viento cercano a la superficie (en [m/s]), generalmente informada como velocidad media a una altura de referencia sobre el nivel del mar. La extracción de datos debe ser realizada para un dominio espacial que cubra el sistema eléctrico a estudiar y para un horizonte temporal coherente con los datos disponibles de TNEP participe de la metodología. En términos de estructuras de datos, las proyecciones climáticas quedan definidas sobre una malla climática, en la que cada celda es representativa de una porción de territorio y es asociada una serie temporal de valores de velocidad de viento.

Cabe destacar que la resolución temporal de estos modelos climáticos mundiales en este tipo de base de datos es diaria [78], y la resolución espacial está determinada por la discretización propia del modelo utilizado. Dado que se busca representar trayectorias intra-diarias de intensidad asociadas a eventos extremos y, vincularlas con el comportamiento del sistema eléctrico, se hace necesario emplear técnicas de desagregación temporal.

Para aumentar la resolución temporal a una escala horaria, se implementó una estrategia de desagregación temporal (o *downscaling*, del inglés), utilizando perfiles de viento históricos análogos [79-81]. Esta técnica permite la reconstrucción de series horarias coherentes que respeten el valor medio de velocidad de viento proyectado, conservando la estructura relativa de variabilidad intra-diaria observable. Para cada punto de la malla climática asociada a la base de datos futura, definido por una latitud y y una longitud x , y para cada día d del período proyectado (el horizonte a estudiar), se selecciona el día histórico d^h del mismo mes cuya media diaria de viento sea más cercana al valor futuro proyectado. Esta comparación se realizó mediante el criterio de error cuadrático mínimo entre proyección futura y valor histórico, según:

$$\varepsilon_{d^h,y,x} = \left(v_{d,y,x}^{fut} - \bar{v}_{d^h,y,x}^{hist} \right)^2 \quad (55)$$

Donde:

- $\varepsilon_{d^h,y,x}$ es el error cuadrático asociado al día histórico d^h en las coordenadas (y,x) .
- $v_{d,y,x}^{fut}$ es la velocidad media diaria de viento proyectada para el día d , en (y,x) .
- $\bar{v}_{d^h,y,x}^{hist} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} v_{d^h,h,y,x}^{hist}$ corresponde a la media diaria del perfil horario histórico, mientras que,
- $v_{d^h,h,y,x}^{hist}$ es la velocidad de viento histórica a la hora h , del día d^h en la celda (y,x) .

El día con menor error es identificado como el día representativo d^* , cuyo perfil horario $v_{d^*,h,y,x}^{hist} = [v_{d^*,1,y,x}^{hist}, v_{d^*,2,y,x}^{hist}, \dots, v_{d^*,24,y,x}^{hist}]$ observado se utiliza como base para el ajuste. Este perfil se ajusta mediante una transformación proporcional que conserva su variabilidad intra-diaria, pero reescala su magnitud total para que el nuevo perfil proyectado tenga como promedio el valor diario proyectado $v_{d,y,x}^{fut}$. Este ajuste se realiza multiplicando cada valor horario del perfil histórico $v_{d^*,h,y,x}^{hist}$ por un factor de escalamiento, tal que:

$$v_{d,h,y,x}^{fut} = \frac{v_{d,y,x}^{fut} \cdot 24}{\sum_{h=1}^{24} v_{d^*,h,y,x}^{hist}} \cdot v_{d^*,h,y,x}^{hist} \quad (56)$$

Donde $v_{d,h,y,x}^{fut} = [v_{d,1,y,x}^{fut}, v_{d,2,y,x}^{fut}, \dots, v_{d,24,y,x}^{fut}]$ representa el perfil horario resultante para el día d , y el término $\frac{v_{d,y,x}^{fut} \cdot 24}{\sum_{h=1}^{24} v_{d^*,h,y,x}^{hist}}$ corresponde al factor de escalamiento. Este procedimiento garantiza que la media del perfil ajustado sea igual al valor diario proyectado, es decir, que $\frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} v_{d,h,y,x}^{fut} = v_{d,y,x}^{fut}$, y mantiene la variabilidad horaria relativa del día análogo original.

Este proceso de *downscaling* se aplica de forma sistemática a cada punto de la malla climática de la base de datos y a cada día del período proyectado de interés, generando una base de datos de viento futura con resolución horaria, indexada por día d , hora h y coordenadas geográficas (y,x) , respetando coherencia estadística y espacial entre datos históricos y datos proyectados. Cabe destacar que, si bien este procedimiento preserva la variabilidad intra-diaria relativa del día análogo, puede subestimar ráfagas extremas no presentes en el registro

histórico. Este efecto se aborda mediante el uso de un factor de ponderación climático K (véase sección 3.1.4).

3.1.2 Modelo de líneas – velocidad de viento

Como resultado del proceso de *downscaling* descrito en la sección anterior, la velocidad del viento queda representada a través de un conjunto de valores discretos $v_{d,h,y,x}^{fut}$, cada uno asociado a una celda de la grilla climática de la base de datos de proyecciones climáticas.

Bajo esta representación, el paso siguiente en la metodología consiste en asociar las velocidades del viento a cada componente del sistema eléctrico a estudiar. Para esto, cada componente l se representa mediante una traza espacial discreta γ_l , compuesta por puntos geográficos intermedios, que identifica qué celdas de la malla climática son atravesadas por las líneas. De manera general, esta discretización se expresa por el conjunto $\gamma_l = \{(y_{l,1}, x_{l,1}), (y_{l,2}, x_{l,2}), \dots, (y_{l,m}, x_{l,m})\}$, donde cada par $(y_{l,p}, x_{l,p})$ corresponde a la latitud $y_{l,p}$ y la longitud $x_{l,p}$ del punto intermedio p sobre la traza de l , y m corresponde al número total de puntos intermedios utilizados para aproximar su geometría. La Figura 22 muestra de manera ilustrativa la aplicación de esta metodología.

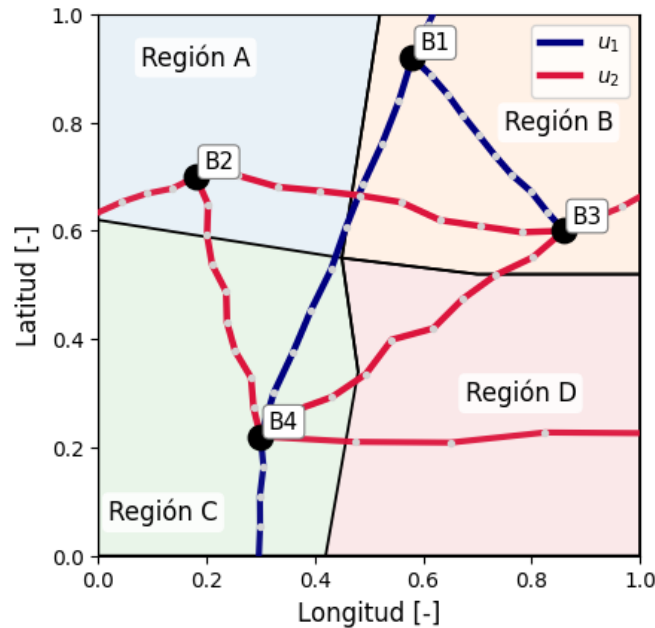


Figura 22: SEP simplificado con coordenadas intermedias por componente, conformando γ_l . Diferenciado por tensiones u_1 y u_2 . Fuente: elaboración propia.

Una vez establecida la representación discreta γ_l como la traza espacial de cada componente l , el siguiente paso consiste en asociar a dicha traza los valores horarios de velocidad de viento de la grilla climática considerada. Es decir, cada valor de velocidad de viento $v_{d,h,y,x}^{fut}$ se asocia a una línea l , definiéndose un conjunto de registros de velocidades de viento geolocalizadas por componente en estudio mediante coincidencias de coordenadas, es decir, $\mathcal{V}_{l,d,h} = \{v_{l,d,h,y,x}^{fut} : \text{si } \exists p \in \{1, \dots, m\} \mid (y_{l,p}, x_{l,p}) = (y, x)\}$.

Una vez asociadas las coordenadas geográficas y los vientos proyectados por cada componente l , se genera una base de datos $\mathcal{D}^{vi}$ que incluye i) por cada línea l , su conjunto de coordenadas geográficas intermedias γ_l , distinguiendo por nivel de tensión u_l , y ii) las velocidades de viento horarias asociadas $v_{l,d,h,y,x}^{fut}$ en el horizonte a estudiar. Dado que para estudios de fragilidad es importante utilizar criterios conservadores, en cada hora y por cada línea se considera la velocidad máxima de viento, es decir, $v_{l,d,h}^{max} = \max\{\mathcal{V}_{l,d,h}\}$, como valor representativo.

Finalmente, dado que la velocidad del viento se proyecta a una altura específica sobre la superficie, es necesario ajustar $v_{l,d,h}$ a la altura real de cada componente. Para el caso de líneas, utilizando la ley de potencia de perfiles de viento [82]:

$$v_{esc} = v_r \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (57)$$

Donde:

- v_{esc} [m/s] es la velocidad deseada a una altura z [m].
- v_r [m/s] es la velocidad conocida a una altura z_r [m]. En este caso, $v_{l,d,h}^{max}$.
- α es el gradiente vertical de velocidad de viento, típicamente asumida como $1/7$.

La aplicación del ajuste definido por la ecuación (57) permite una estimación de velocidades de viento $v_{esc} = v_{l,d,h}^{esc}$, coherentes con la altura de las líneas de transmisión. De esta forma, como resultado, se obtiene una base horaria por línea actualizada $\mathcal{D}^v$, con información de viento escalado representativa para análisis y procesos posteriores.

Las velocidades de viento horaria se pueden caracterizar mediante el uso de escalas de viento, como la de Beaufort [83]. Esta escala establece distintos rangos de velocidad, expresados en [m/s] y [km/h] y, a cada rango, le da una denominación y describe sus posibles efectos. En la Tabla 1 se presenta un fragmento de los rangos de velocidades de viento que describe la escala de Beaufort, los que van desde “viento muy fuerte” hasta “huracán”. La información de todos los rangos considerados en la escala de Beaufort se encuentra en la Tabla 13, en el Anexo.

Tabla 1: Clasificación de la velocidad de viento según escala de Beaufort. Basado de: [83].

Nº Beaufort	Denominación	Velocidad [m/s]	Velocidad [km/h]	Efectos/daños típicos
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
7	Viento muy fuerte	13.9 – 17.1	50.0 – 61.6	Árboles completos en movimiento; incomodidad al caminar contra el viento.
8	Temporal	17.2 – 20.7	61.9 – 74.5	Se quiebran ramitas; el avance a pie se dificulta de forma general.
9	Temporal fuerte	20.8 – 24.4	74.9 – 87.8	Daño estructural leve: pueden desprenderse elementos livianos/sueltos (ej., tejas u objetos mal fijados).
10	Temporal muy fuerte	24.5 – 28.4	88.2 – 102.2	Daño considerable: árboles arrancados; afectación relevante en techumbres expuestas.
11	Temporal huracanado	28.5 – 32.6	102.6 – 117.4	Daño generalizado a gran escala.
12	Huracán	> 32.7	> 117.7	Destrucción extrema / devastación.

El uso de la escala de Beaufort resulta especialmente útil en la identificación preliminar de aquellas ubicaciones y horas en las que se presentan condiciones de viento fuertes o extremas, proporcionando una primera aproximación a la severidad de los eventos de viento presentes en la base de datos. Si bien en esta etapa, la clasificación tiene un objetivo principalmente descriptivo, su ejecución permite disponer de un referente físico e intuitivo sobre los rangos de velocidad

que, en etapas posteriores, son de interés para el análisis de vulnerabilidad de los componentes del sistema eléctrico ante eventos extremos.

3.1.3 Curvas de fragilidad

Tal como se mostró en la sección 2.1.2, las curvas de fragilidad modelan la probabilidad de falla de componentes de red, en función de la intensidad y naturaleza de un ECE. Estas pueden ser definidas y diferenciadas para cada componente de un sistema eléctrico por alguna clase estructural u_l en específico (por ejemplo, asociada a nivel de tensión, tipología, o estándar de diseño).

Las curvas de fragilidad se establecen para cada componente l y representan una función probabilística $P_f(v_l)$ que entrega la probabilidad de falla del componente ante un valor de velocidad de viento v_l . La Figura 23 muestra un ejemplo ilustrativo de curvas de fragilidad para líneas de transmisión, diferenciadas por niveles de tensión u_1 y u_2 .

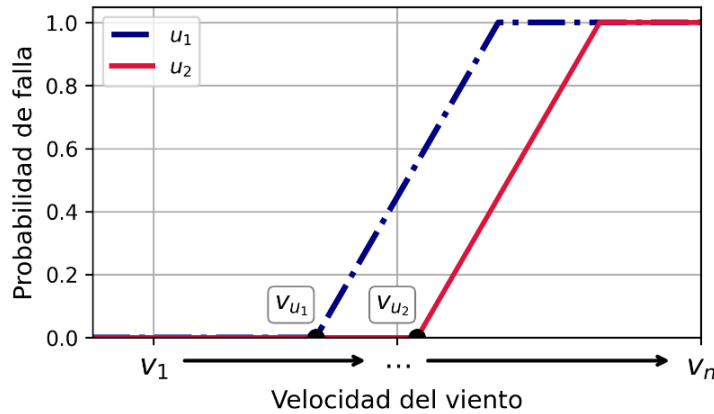


Figura 23: Ejemplo ilustrativo de curvas de fragilidad para líneas de transmisión, diferenciada por nivel de tensión. Fuente: elaboración propia.

Las curvas de fragilidad son funciones continuas y estrictamente crecientes, asegurando que, a mayor velocidad de viento, mayor sea la probabilidad de falla. Además, su uso permite modelar un comportamiento progresivo y físicamente realista de un potencial colapso estructural. Dado que las condiciones de viento pueden variar significativamente entre zonas, años y líneas afectadas, estas curvas se aplican de manera diferenciada para cada componente l , conservando la heterogeneidad espacial de las condiciones climáticas proyectadas.

De este modo, mediante curvas de fragilidad, es posible evaluar una probabilidad de falla por cada registro de $v_{l,d,h}^{esc}$ de la base de datos de líneas –

velocidad de viento $\mathcal{D}^v$. En consecuencia, no se obtiene un único valor estático de P_f por cada componente l en el horizonte de estudio, sino que una serie de probabilidades de falla, dependientes de la magnitud de la velocidad de viento, diferenciada espacial y temporalmente. Con esta evaluación, $\mathcal{D}^v$ es complementada incorporando $P_f(v_{l,d,h}^{esc})$ por cada combinación (l, d, h) . La nueva base actualizada $\mathcal{D}^{v,P_f}$, pasa entregar una serie de probabilidades de falla diferenciadas por componente, espacial y temporalmente, de vital importancia para etapas posteriores en la metodología, especialmente para el modelo de estados operativos mediante simulación estocástica.

3.1.4 Generación de escenarios de vulnerabilidad

La información de la velocidad del viento por cada componente de red, junto con sus respectivas probabilidades de falla de la base $\mathcal{D}^{v,P_f}$, permiten la identificación de escenarios de vulnerabilidad, donde los vientos pueden generar la falla de circuitos o líneas, y comprometer la seguridad y suministro del sistema eléctrico. Sin embargo, un aspecto importante a considerar es el impacto del cambio climático sobre las variables climáticas de interés, en este caso la velocidad del viento, más allá de lo ya considerado en las proyecciones de vientos descritas en la sección 3.

En el marco de esta tesis, la incertidumbre profunda asociada al impacto del cambio climático sobre la velocidad del viento se captura a través de un factor K , que pondera los perfiles horarios de viento de dos formas: antes de identificar los escenarios de vulnerabilidad ante ECE, o después. El primer caso es más desfavorable (*worst-case*, del inglés) ya que, al ponderar los perfiles horarios de viento antes de identificar los escenarios de vulnerabilidad se asume que el cambio climático afecta tanto la frecuencia como la intensidad de tormentas de viento. En el segundo caso, al ponderar las velocidades del viento después de identificar los escenarios de vulnerabilidad, se asume que el cambio climático impacta en la intensidad de las tormentas de viento extremas, pero no en su frecuencia. Este caso representa, entonces, una situación menos desfavorable, en comparación con la primera. Esta distinción permite cuantificar la resiliencia del sistema ante situaciones más desfavorables en cuanto al impacto del cambio climático en la resiliencia del sistema, más allá de lo ya incorporado al momento de generar los perfiles de viento.

En términos formales, si $v_{l,d,h}^{esc}$ es la velocidad de viento asociada a cada línea l , por cada día d y hora h , la incidencia del cambio climático queda definida según:

$$v_{l,d,h}^{pond} = K \cdot v_{l,d,h}^{esc} \quad (58)$$

Bajo esta formulación, $K = 1$ asume que no hay efectos adicionales del cambio climático sobre los perfiles futuros de viento ya considerados, mientras que $K > 1$ asume que el impacto del cambio climático es mayor.

De esta forma, con las velocidades de viento y las probabilidades de falla asociadas por componente se pueden identificar “eventos meteorológicos”, que corresponden a intervalos temporales en los que la intensidad de la amenaza (en este caso, la velocidad de viento) alcanza niveles lo suficientemente altos como para inducir un riesgo de falla no nulo, en al menos un componente l del sistema. Para ello, por cada combinación de día d y hora h extraídos de la base de datos actualizada $\mathcal{D}^{v,P_f}$ (descrita en la sección 3.1.4), se evalúa si la magnitud de la velocidad de viento $v_{l,d,h}$ representativa de cada componente l genera un riesgo de falla, es decir, cuando $P_f(v_{l,d,h}) > 0$. Con esta información, se define un indicador binario de riesgo de falla $r_{l,d,h}$ a nivel de componente, que actúa como filtro preliminar para la recopilación de instantes relevantes para análisis. A modo ilustrativo, siguiendo con el sistema de ejemplo de la Figura 22 y las curvas de fragilidad de la Figura 23, se consideran 2 clases estructurales diferenciadas por nivel de tensión (denotadas por u_1 y u_2), asociadas a umbrales de activación distintos v_{u_1} y v_{u_2} . De este modo, a cada combinación de día d y hora h , se le asocia:

$$r_{l,d,h} = \begin{cases} 1, & \text{si } v_{l,d,h} > v_{u_1} \text{ y } u_l = u_1 \\ 1, & \text{si } v_{l,d,h} > v_{u_2} \text{ y } u_l = u_2 \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \quad (59)$$

A nivel sistémico, a partir de los indicadores $r_{l,d,h}$, se construye un indicador agregado de riesgo a nivel sistema $r_{d,h}^{sist}$, el cual indica si en el día y la hora (d, h) , existe al menos una línea l con $P_f(v_{l,d,h}) \neq 0$:

$$r_{d,h}^{sist} = \begin{cases} 1, & \text{si } \exists l \mid r_{l,d,h} = 1 \\ 0, & \text{si } r_{l,d,h} = 0, \forall l \end{cases} \quad (60)$$

Una vez calculado $r_{d,h}^{sist}$ para cada marca temporal (d, h) en el horizonte de estudio, se seleccionan únicamente aquellas condiciones de viento donde $r_{d,h}^{sist} = 1$, obteniéndose así un subconjunto de instantes $T = \{t_i: (d_i, h_i) \mid r_{d_i,h_i}^{sist} = 1\}$, $i \in \{1, \dots, N_{horas}\}$, que representan “horas con riesgo climático relevante” para el sistema. Cada elemento $t_i \in T$ corresponde a una marca de tiempo calendario (año, mes, día y hora), asociada a una combinación específica de (d_i, h_i) con riesgo climático relevante, y N_{horas} denota el número total de horas seleccionadas.

Ordenando cronológicamente todos los elementos de T , se obtiene una secuencia $\{t_i\}_{i=1}^{N_{horas}}$. Sobre esta, se definen “eventos meteorológicos” M_n , $n \in \{1, \dots, N_{met}\}$, como bloques de marcas temporales (d_i, h_i) consecutivas en las que existen condiciones de riesgo de falla.

Particularmente, dos instantes t_i y t_{i+1} pertenecen al mismo evento M_n , si cumplen que $t_{i+1} - t_i = 1[h]$. Además, cuando se detecta una separación estrictamente mayor a una hora, es decir $t_{i+1} - t_i > 1[h]$, se considera que el evento meteorológico M_n ha concluido y que se inicia un nuevo evento M_{n+1} . De esta forma, cada M_n queda asociado a un conjunto de índices consecutivos de la secuencia $\{t_i\}$, según:

$$M_n = \{t_i \mid i_n^{ini} \leq i \leq i_n^{fin}\} \quad (61)$$

Donde i_n^{ini} e i_n^{fin} corresponden, respectivamente, al primer y último índice horario, perteneciente al evento M_n .

El resultado de este procedimiento es una base de datos de eventos meteorológicos $\{M_n\}$ que recopila de forma compacta, todos aquellos intervalos temporales en los que el sistema eléctrico enfrenta condiciones de viento que representa un riesgo de falla no nulo en al menos un componente l .

Nuevamente, cabe recordar que el factor K para modelar el impacto del cambio climático se puede aplicar antes identificar los eventos meteorológicos, en cuyo caso aumenta la frecuencia de eventos y la magnitud de los mismos, o después de

identificar los eventos meteorológicos, en cuyo caso aumenta solo la magnitud de los eventos, pero no su frecuencia.

3.1.5 Escenarios de contingencias inducidas por ECE

Una vez definidos los escenarios de vulnerabilidad, las velocidades del viento en las líneas y la probabilidad de falla estructural $P_f(v_{l,d,h})$ de cada componente l del sistema de transmisión en función de la velocidad de viento, se construyen escenarios de contingencias inducidas por ECE, los que se emplearán para evaluar el desempeño del sistema y cuantificar, así, su resiliencia.

Para ello, se utilizan simulaciones de Monte Carlo para muestrear la ocurrencia de fallas de líneas y circuitos durante los eventos meteorológicos. La simulación se ejecuta sobre la base de datos de eventos meteorológicos $\{M_n\}$ descrita en la sección anterior, para cada combinación de día d , hora h y línea l . Sobre esta base, se generan N_{sim} simulaciones independientes del comportamiento estructural del sistema. En cada simulación k , para cada combinación temporal (d, h) , para cada línea l y por cada circuito de línea c , $c \in \{1, \dots, C_l\}$, se sortea una variable aleatoria $a_{k,l,d,h,c}$ tal que $a_{k,l,d,h,c} \sim U(0,1)$. Así, el estado de operación $s_{k,l,d,h,c}$ de cada circuito se determina comparando $a_{k,l,d,h,c}$ con $P_f(v_{l,d,h})$, según:

$$s_{k,l,d,h,c} = \begin{cases} 0, & \text{si } a_{k,l,d,h,c} < P_f(v_{l,d,h}) \\ 1, & \text{si } a_{k,l,d,h,c} \geq P_f(v_{l,d,h}) \end{cases} \quad (62)$$

Matemáticamente, $s_{k,l,d,h,c} \sim \text{Ber}(1 - P_f(v_{l,d,h}))$, donde 0 representa colapso estructural (circuito no operativo) y el valor 1 la operación normal.

Con el esquema descrito, se determina el estado operativo de cada circuito de manera independiente, es decir, se asume que la falla de un circuito no afecta la probabilidad de falla de los demás circuitos de la misma línea. Esto permite que, en un mismo (d, h) la línea l pueda quedar parcialmente indisponible: algunos circuitos pueden transitar a $s_{k,l,d,h} = 0$ mientras otros permanecen en $s_{k,l,d,h} = 1$. Este modelo captura, entonces, fallas localizadas que afectan solo a un circuito en particular. No obstante, en la práctica, los circuitos de una misma línea

comparten la exposición meteorológica, apoyos y servidumbres, por lo que pueden verse afectados por mecanismos de falla de modo común.

Una alternativa al modelo anterior que se explorará en el marco de esta tesis es interpretar las curvas de fragilidad a nivel de línea y no de circuito. En este caso, en lugar de sortear un $a_{k,l,d,h,c}$ independiente por cada circuito, se sortea un único valor aleatorio $a_{k,l,d,h} \sim U(0,1)$ para cada línea. Esta alternativa asume que todas las fallas son de modo común, por lo que representa un caso más desfavorable, en comparación con el caso anterior. Si bien esta formulación puede resultar más realista bajo escenarios de vientos muy intensos (donde los mecanismos de modo común tienden a dominar), en condiciones de vientos fuertes, pero no extremos, asumir que todas las fallas son de modo común puede ser poco realista.

Para capturar en un mismo modelo fallas de modo común y fallas en circuitos puntuales, una tercera alternativa que se explorará en esta tesis consiste en derivar, a partir de las curvas de fragilidad, un modelo que represente la probabilidad de falla condicionada entre circuitos, de manera consistente con $P_f(v_{l,d,h})$. El objetivo es que, bajo un mismo escenario (d, h) , los circuitos puedan fallar de forma individual, pero con la condición de que $P(\text{falla circuito 2} \mid \text{falla circuito 1}) > P(\text{falla circuito 2})$. A continuación, se presenta la idea general para lograr esto, para luego presentar los detalles matemáticos.

Como se puede ver de (62), para la primera alternativa, donde se asume independencia entre circuitos, la falla de cada circuito se genera comparando un número aleatorio uniforme, $a_{k,l,d,h,c}$, con la probabilidad de falla del circuito $P_f(v_{l,d,h})$. Para incorporar la dependencia entre circuitos, se introduce una variable aleatoria adicional $\theta_{k,l,d,h} \in [0,1]$, común a los circuitos de la línea l en el instante (d, h) , la cual representa una severidad efectiva del evento. Entonces, en lugar de comparar $a_{k,l,d,h,c}$ directamente con $P_f(v_{l,d,h})$, primero se sortea $\theta_{k,l,d,h}$, y luego se determina la falla de cada circuito comparando $a_{k,l,d,h,c}$ con $\theta_{k,l,d,h}$. Para mantener la coherencia con las curvas de fragilidad, el valor esperado de la distribución de la variable $\theta_{k,l,d,h}$ debe ser $P_f(v_{l,d,h})$ y su dispersión debe ser tal que la probabilidad de falla aumente para vientos muy intensos y disminuya para vientos no tan intensos. De esta forma, la variable aleatoria $\theta_{k,l,d,h}$ permite

mantener la ocurrencia de falla a nivel circuito, preservando la granularidad del estado $s_{k,l,d,h,c}$, pero, a la vez, incorpora la dependencia estadística entre las fallas de los distintos circuitos de una misma línea.

El grado de dependencia entre las fallas se puede cuantificar mediante un parámetro de acoplamiento $\rho_{l,d,h} \in [\rho_{min}, \rho_{max}]$, el cual evoluciona según $P_f(v_{l,d,h})$ mediante la función sigmoideal:

$$\rho_{l,d,h} = \rho_{min} + \frac{\rho_{max} - \rho_{min}}{1 + e^{-\frac{P_f(v_{l,d,h}) - p_{50}}{s_{sl}}}} \quad (63)$$

Donde ρ_{min} y ρ_{max} corresponden a los límites inferior y superior del acoplamiento, p_{50} representa el punto de inflexión respecto de $P_f(v_{l,d,h})$ y s_{sl} es un parámetro que determina la sensibilidad del acoplamiento ante variaciones en $P_f(v_{l,d,h})$. Notar que, para vientos muy fuertes, $\rho_{l,d,h} \rightarrow \rho_{max}$, mientras que, para vientos intensos, pero no extremos, $\rho_{l,d,h} \rightarrow \rho_{min}$. Si $P_f(v_{l,d,h}) = p_{50}$, el parámetro de acoplamiento es $\rho_{l,d,h} = \frac{\rho_{max} + \rho_{min}}{2}$, es decir, el acoplamiento toma un valor intermedio entre sus límites.

Para integrar la dependencia entre circuitos en el modelo probabilístico que simula las fallas se asume que la severidad efectiva $\theta_{k,l,d,h}$ sigue una distribución Beta, la cual, al estar definida en el intervalo $[0,1]$, resulta adecuada para representar la incertidumbre sobre el parámetro de una distribución de Bernoulli [84]. En términos estadísticos, la distribución Beta actúa como la distribución a priori conjugada de los procesos de Bernoulli [85] que gobiernan el estado de cada circuito c . Para determinar los parámetros de la distribución Beta, se utiliza un parámetro de concentración, $v_{l,d,h}$, de acuerdo a la siguiente relación:

$$v_{l,d,h} = \frac{1}{\rho_{l,d,h}} - 1 \quad (64)$$

De esta forma, la densidad de probabilidad de $\theta_{k,l,d,h}$ queda determinada por los parámetros $\alpha_{l,d,h}$ y $\beta_{l,d,h}$ según:

$$\alpha_{l,d,h} = P_f(v_{l,d,h}) \cdot v_{l,d,h} \quad \beta_{l,d,h} = (1 - P_f(v_{l,d,h})) \cdot v_{l,d,h}$$

Es decir, $\theta_{k,l,d,h} \sim \text{Beta}(\alpha_{l,d,h}, \beta_{l,d,h})$. La ventaja de esta formulación es que el valor esperado de la severidad coincide con la probabilidad marginal de falla $\mathbb{E}[\theta_{k,l,d,h}] = \frac{\alpha_{l,d,h}}{\alpha_{l,d,h} + \beta_{l,d,h}} = P_f(v_{l,d,h})$, preservando, así, la coherencia con las curvas de fragilidad.

Finalmente, tal como se indicó, el estado de operación del circuito $s_{k,l,d,h,c}$ se determina comparando $\theta_{k,l,d,h}$ con el número aleatorio $a_{k,l,d,h,c} \sim U(0,1)$, según:

$$s_{k,l,d,h,c} = \begin{cases} 0, & \text{si } a_{k,l,d,h,c} < \theta_{k,l,d,h} \\ 1, & \text{si } a_{k,l,d,h,c} \geq \theta_{k,l,d,h} \end{cases} \quad (65)$$

Como se puede ver, la variable $\theta_{k,l,d,h}$ actúa como una probabilidad efectiva estocástica común a los circuitos de una misma línea, que parametriza la ocurrencia de fallas a nivel de circuito en el instante (d, h) . Esta formulación permite que vientos extremos se traduzcan en que la distribución de $\theta_{k,l,d,h}$ se concentre en valores altos lo que, a su vez, aumenta la probabilidad de que múltiples circuitos de la misma línea fallen simultáneamente. Cabe destacar que, en aquellas combinaciones (l, d, h) para las que $P_f(v_{l,d,h}) = 0$, la línea l se considera operativa y no se evalúan los criterios de (62) o (65) para ninguno de sus circuitos.

Finalmente, la metodología considera explícitamente la dinámica de tiempo de restauración. Para cada clase estructural u_l asociada a cada línea l , se define un tiempo de restauración característico τ_{u_l} , que representa el número de horas totales durante las cuales un circuito c individual de l permanece fuera de servicio tras una falla. Para cada circuito c que falla en una marca temporal t_i , permanecerá fuera de servicio hasta:

$$t_{k,l,c}^{rest}(t_i) = t_i + \tau_{u_l} \quad (66)$$

Si en una marca temporal posterior $t' \in T$ se registra una nueva falla para un circuito de la línea l , mientras exista al menos un c de la misma aún dentro de su ventana de restauración, se distingue el caso en función del identificador del circuito. Específicamente, si $t' < t_{k,l,c}^{rest}(t_i)$ y la nueva falla corresponde a un circuito distinto $c' \neq c$, éste tendrá propio instante de finalización de restauración $t_{k,l,c'}^{rest}(t') = t' + \tau_{u_l}$, que será coherente según el modelo de falla

considerado. Ahora, cuando la nueva falla ocurre en un mismo circuito c , exactamente al término del intervalo previo, esto es $t' = t_{k,l,c}^{rest}(t_i)$, se interpreta como una falla posterior a la restauración inicial de c , por lo que el circuito vuelve a ser elegible para iniciar un nuevo intervalo de restauración, de duración τ_{ul} , a partir de t' .

El recorrido secuencial de T en cada simulación k permite reconstruir la trayectoria de los estados $s_{k,l,d,h,c}$ y a partir de ellos, identificar intervalos máximos de tiempo en los que el sistema presenta al menos un circuito de una línea en estado de falla. Cada uno de estos j intervalos define un escenario operativo $O_{k,j}$, $j \in \{1, \dots, N_{op}\}$, caracterizado por: (a) el tiempo de inicio $t_{k,j}^{ini}$ y de término $t_{k,j}^{fin}$, determinada por la primera hora en la que se registra una falla, y la última hora cubierta por los tiempos de restauración asociados, respectivamente; (b) el conjunto de líneas involucradas y sus circuitos individuales caídos en cada uno; (c) los eventos meteorológicos $\{M_n\}$ que conforman temporalmente el intervalo de tiempo que define el escenario $O_{k,j}$; y (d) el rango de velocidades de viento observadas durante el escenario.

En el marco de esta tesis, se evaluará el impacto de los tiempos de restauración de los circuitos en la resiliencia del sistema, modificando los tiempos de restauración.

3.2 Expansión óptima de SEP

De acuerdo con el esquema metodológico presentado en la Figura 20, el segundo módulo (2) corresponde a la planificación multianual de la expansión de la transmisión bajo criterios tradicionales, es decir, la resolución de un TNEP cuya solución entrega un plan de expansión del sistema eléctrico en estudio. Dicho resultado no solo indica las “obras seleccionadas”, sino que define una trayectoria de expansión cuya información detalla aspectos de interés como qué alternativas del conjunto de candidatos se materializan y en qué momento del horizonte entran en servicio, la evolución acumulada de las capacidades de transmisión asociadas a dichas incorporaciones, y la estructura de red resultante en cada etapa, incluyendo los límites operacionales relevantes que condicionan el despacho y los flujos del sistema. Este plan constituye la referencia técnica sobre la cual se ejecuta el resto del procedimiento metodológico. En una primera

instancia se determina la solución del plan de expansión óptimo sin imponer requisitos explícitos de resiliencia y, posteriormente, se complementa el plan de expansión inicial, incorporando alternativas de expansión en base a la resiliencia del sistema proyectado. Las alternativas de expansión con criterios de resiliencia se determinan en base a criterio experto, considerando el resultado del análisis del módulo (4), tal como se detalla más adelante.

Específicamente, este módulo toma como datos de entrada la representación del SEP considerada en el estudio (incluyendo su estructura de red, demanda, tecnologías disponibles y horizonte temporal) y el conjunto de candidatos a expansión admisibles para el problema de planificación. Con estos datos, se formula el problema de expansión multianual en su versión tradicional, utilizando su estructura descrita en la sección 2.2.1. El problema se resuelve sobre el horizonte de estudio deseado, determinando qué proyectos se incorporan y en qué año se materializa su entrada en servicio, a modo de minimizar el costo total del sistema bajo condiciones comunes de funcionamiento.

La solución de TNEP entrega como resultado principal un plan de expansión inicial con el que se determina, año a año, la proyección del sistema eléctrico en estudio. Dicho resultado no solo indica las “obras seleccionadas”, sino que define una trayectoria de expansión cuya información detalla aspectos de interés como qué alternativas del conjunto de candidatos se materializan y en qué momento del horizonte entran en servicio, la evolución acumulada de las capacidades de transmisión asociadas a dichas incorporaciones, y la estructura de red resultante en cada etapa, incluyendo los límites operacionales relevantes que condicionan el despacho y los flujos del sistema. De este modo, el módulo (2) determina la expansión óptima del sistema y se utiliza a lo largo de la metodología para, primero, determinar la expansión base Π^0 del sistema, sin considerar aspectos de resiliencia, y luego para identificar reforzamientos complementarios a Π^0 , para mejorar la resiliencia del SEP.

3.3 Simulación de la operación

Una vez determinada la expansión del sistema eléctrico proyectado se evalúa su desempeño operacional en el horizonte de estudio bajo dos condiciones: operación en condición base, donde no se consideran contingencias inducidas por ECE, y operación bajo ECE, donde se incorpora la indisponibilidad

estructural de componentes derivada de los escenarios de contingencias obtenidos mediante simulación de Monte Carlo en el módulo (1). Esta etapa corresponde al módulo (3) del esquema de la Figura 20 y tiene por objetivo cuantificar, para cada evento extremo, el impacto de ECE en el desempeño operacional del sistema eléctrico en estudio.

La simulación de la condición base entrega un conjunto de resultados operacionales para el horizonte de estudio, los que permiten evaluar el desempeño del sistema con y sin perturbaciones extremas. Cabe destacar que la simulación de la operación bajo ECE se realiza sobre cada una de las simulaciones de Monte Carlo, las que contienen las indisponibilidades de las líneas a lo largo del horizonte de estudio. En consecuencia, la simulación de la operación se ejecuta para N_{sim} simulaciones. En cada simulación, incluyendo el caso base (sin ECE), se cuantifican las métricas o índices de desempeño del SEP, lo que permite, a su vez, determinar la resiliencia del SEN ante ECE. Los índices de desempeño del SEP que se considerarán para cuantificar la resiliencia, son los siguientes:

- *Índice de ENS* I_{ENS} : se obtiene aplicando la definición de (2), donde la energía no suministrada anual por escenario ENS_{esc} se calcula como la suma del recorte de demanda por barra, y la demanda Dem_{esc} del sistema.
- *Índice de aumento de costos* I_{CT} : se construye según (3) como la razón entre el costo total anual de operación del sistema bajo ECE $C_{total,ECE}$ y el costo total anual de operación en la condición base $C_{total,base}$. Como resultado, I_{CT} representa una medida normalizada de la variación del costo operativo, atribuible a los ECE.
- *Participación de energías renovables* I_{PR} : es obtenido según (4) construyendo la generación renovable anual como la suma de la potencia generada horaria por el conjunto de unidades previamente clasificadas como renovables, tanto en condición base como bajo ECE. De forma análoga a I_{CT} , la formulación de I_{PR} , permite contrastar directamente el aporte renovable registrado en condición bajo ECE respecto de la presente en el sistema bajo condición base.
- *Vertimiento de energías renovables* I_V : es calculado según (5) a partir del vertimiento anual renovable G_{vert} y de una aproximación de la energía

renovable potencial anual G_{pot} (suma entre generación renovable efectiva y vertimiento para el mismo conjunto de unidades y período). Este índice resume el grado en que el sistema, bajo restricciones operacionales (por congestión, seguridad o indisponibilidades), no logra aprovechar energía renovable disponible, tanto en condición base como bajo ECE.

- *Emisiones totales I_E* : se construye según (6) como la razón entre las emisiones totales anuales de CO₂ del caso bajo ECE y las emisiones totales anuales del caso base. De manera consistente con I_{CT} e I_{PR} , la estructura de I_E permite un contraste directo del desempeño ambiental entre ambas condiciones.

3.4 Identificación y selección de candidatos para reforzamiento

3.4.1 Análisis de desempeño

A partir de los resultados operacionales obtenidos en el módulo (3), la primera parte del módulo (4) tiene por finalidad evaluar el desempeño del sistema en el horizonte de estudio, contrastando la condición base y la condición bajo ECE mediante los índices de desempeño mostrados en la sección 3.3.

Los resultados de la simulación de la operación del sistema bajo ECE entregan valores de los índices de desempeño para cada simulación k , y para cada año y del horizonte de estudio. Esto permite caracterizar estadísticamente el desempeño del sistema (por ejemplo, mediante valor esperado y percentiles) y disponer de una base cuantitativa para su análisis bajo ECE.

En la práctica, dado que la condición bajo ECE genera un volumen considerable de resultados asociados a múltiples simulaciones de Monte Carlo en el horizonte de estudio, resulta necesario el complementar la caracterización estadística global con un criterio que permita la identificación y priorización de aquellas realizaciones vinculadas a impactos más severos al sistema eléctrico. En este trabajo, dicho criterio se formula a partir del indicador de energía no suministrada, a modo de contar con un mecanismo de selección de casos críticos que permita enfocar el análisis posterior sobre las observaciones más relevantes, desde el punto de vista de desempeño del sistema bajo ECE.

Para el indicador de energía no suministrada, por cada simulación k se obtiene el valor de este indicador por año del horizonte de estudio, ENS_y^k . A partir de estos resultados, se construye el conjunto agregado de observaciones $\mathcal{E} = \{ENS_y^k: k \in \{1, \dots, N_{sim}\}, y \in \mathcal{Y}\}$, ordenado crecientemente en función de la magnitud de ENS_y^k , con el fin de obtener una representación empírica de su distribución.

Considerando la información del conjunto $\mathcal{E}$, se define un umbral de criticidad, por ejemplo el percentil 95 de la distribución empírica, denotado como q_{95} , el cual corresponde al valor tal que el 95% de las observaciones de $\mathcal{E}$ tienen una menor energía no suministrada. El 5% restante se concentra en la cola superior de la distribución. Bajo este criterio, se considera como conjunto crítico $\mathcal{E}^{crit}$ aquel subconjunto de observaciones $\mathcal{E}^{crit} = \{ENS_y^k \in \mathcal{E}: ENS_y^k \geq q_{95}\}$, el cual reúne las combinaciones (k, y) asociadas a los mayores niveles de ENS anuales del sistema bajo ECE.

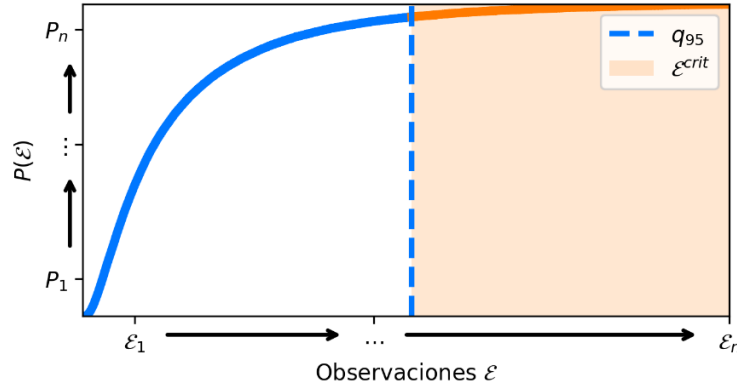


Figura 24: Distribución acumulada ilustrativa de $\mathcal{E}$ y q_{95} . Fuente: elaboración propia.

La trazabilidad implícita del conjunto $\mathcal{E}^{crit}$ puede explotarse para reconstruir el contexto de ocurrencia de cada observación crítica: al identificar la simulación k correspondiente, es posible vincular ENS_y^k con los registros temporales y la información de contingencias/indisponibilidades que caracterizan dicha realización. Esto permite asociar los mayores niveles de ENS a las condiciones meteorológicas y a los elementos del sistema que fallaron. En este sentido, $\mathcal{E}^{crit}$ no sólo permite identificar los casos con mayor ENS, sino que, además, permite identificar componentes críticos cuya falla explica los casos críticos de ENS.

De forma complementaria, para resumir el comportamiento “promedio” del sistema bajo ECE respecto de ENS y disponer de una magnitud comparable con

la condición base a nivel sistémico, se define la energía no suministrada esperada (EENS, del inglés), mediante la esperanza sobre el conjunto de simulaciones:

$$EENS_y = \mathbb{E}[ENS_{sist,y}] \approx \frac{1}{N_{sim}} \sum_{k=1}^{N_{sim}} \underbrace{(ENS_y^k)}_{ENS_{sist,y}} \quad (67)$$

Con base en lo anterior, una evaluación de desempeño permite contrastar formalmente los resultados operativos obtenidos en condición base y en condición bajo ECE, con el fin de cuantificar el efecto de las contingencias inducidas por eventos extremos sobre la operación del sistema, e identificar componentes y zonas más sensibles. Estos resultados son el elemento principal para el módulo (4) final de la metodología, orientado en gran parte a definir y priorizar medidas de refuerzo.

Dado que la condición bajo ECE considera múltiples simulaciones k , los índices de desempeño asociados pueden analizarse con dos focos complementarios: por un lado, para los casos críticos identificados mediante $\mathcal{E}^{crit}$, con el fin de caracterizar su severidad y mantener trazabilidad; y por otro, mediante magnitudes agregadas a nivel anual cuando se requiera disponer de una lectura compacta del comportamiento del sistema en condiciones bajo ECE y compararla directamente con la condición base en el mismo año, acorde a lo descrito en la sección 3.3.

El cálculo y análisis de métricas de desempeño se transforman en indicadores fundamentales para la toma de decisiones en cuanto a los esfuerzos de reforzamiento del sistema para mejorar su desempeño ante ECE.

3.4.2 Selección de candidatos para reforzamiento

Con los resultados del análisis de desempeño ya calculados, la segunda parte del módulo (4) consiste en identificar medidas de reforzamiento que puedan incorporarse al sistema, para mejorar su desempeño ante ECE. En esta sección se presentan las alternativas consideradas y el criterio práctico con el que se define su localización y dimensionamiento inicial, usando directamente la información obtenida en las secciones anteriores del flujo metodológico propuesto (en particular, el módulo (3)).

Baterías

La primera alternativa corresponde a BESS, por su capacidad de aportar flexibilidad y soporte local ante déficits de suministro. Su selección se apoya en los registros de ENS_y^k obtenidos del módulo (3): a partir de la identificación de $\mathcal{E}^{crit}$ y de su trazabilidad hacia resultados desagregados queda determinado no sólo el nivel de severidad (cola de la distribución), sino que también la barra b , el año y y la simulación k en que se manifiestan los mayores valores registrados de energía no suministrada.

A partir de esta trazabilidad, la selección de barras candidatas a incorporar BESS se orienta por la concentración y recurrencia con que determinadas barras aparecen en $\mathcal{E}^{crit}$. En términos prácticos, esto permite construir un “mapa de criticidad” de localización: barras que concentran múltiples observaciones críticas en diversos años, o que explican por sí solas una fracción importante de los valores de ENS, se consideran prioritarias para evaluar soporte mediante BESS. En el marco de esta tesis, este criterio de dimensionamiento preliminar no se plantea como un diseño final de BESS, sino como una parametrización inicial que capture el orden de magnitud del problema que la medida pretende abordar, dejando el ajuste fino a la reevaluación operacional posterior.

Reforzamiento de líneas de transmisión

El reforzamiento de líneas se plantea como una alternativa orientada a disminuir la vulnerabilidad estructural de componentes críticos frente a eventos extremos, actuando directamente sobre el mecanismo que vincula la intensidad del viento con la probabilidad de falla. En el marco de esta tesis, dicha vulnerabilidad se encuentra capturada por las curvas de fragilidad definidas por componente l , y por clase estructural, las cuales entregan una probabilidad de falla $P_f(v)$ en función de la velocidad de viento. Es por esto que un reforzamiento a una línea de transmisión, se traduce directamente en una menor probabilidad de falla para un mismo nivel de viento, en comparación con la línea original, sin reforzamiento.

Para mantener consistencia con la notación del ejemplo ilustrativo de la Figura 23, el efecto del reforzamiento se representa mediante un desplazamiento hacia la derecha de las curvas de fragilidad asociadas a cada clase estructural. Lo

anterior, equivale a aumentar los umbrales característicos que determinan el inicio y progresión de la probabilidad de falla, manteniendo la forma general de la relación $P_f(v)$, pero trasladando su transición a rangos de viento más exigentes. Dado que las clases V_1 y V_2 reflejan condiciones estructurales distintas, el margen de refuerzo puede definirse de manera diferenciada por clase, permitiendo representar que una misma medida (o conjunto de medidas) genere mejoras distintas según tipología, nivel de tensión o estándar constructivo según corresponda. Formalmente, para una línea l con una clase asociada u_l , se define la respuesta estructural reforzada $P_f^{ref}(\cdot)$, según:

$$P_f^{ref}(v) = P_f(v - \Delta v_{u_l}) \quad (68)$$

Donde Δv_{u_l} corresponde a un margen de reforzamiento asociado a la clase estructural u_l . Esta expresión resume que la curva reforzada conserva la estructura probabilística original, pero su transición ocurre a velocidades mayores, capturando en forma directa un aumento de robustez estructural general por componente l frente a vientos extremos. Bajo esta representación, el reforzamiento puede ilustrarse sobre las curvas asociadas a u_1 y u_2 de la Figura 23, mostrando para cada una su versión reforzada desplazada hacia la derecha, como se muestra a continuación.

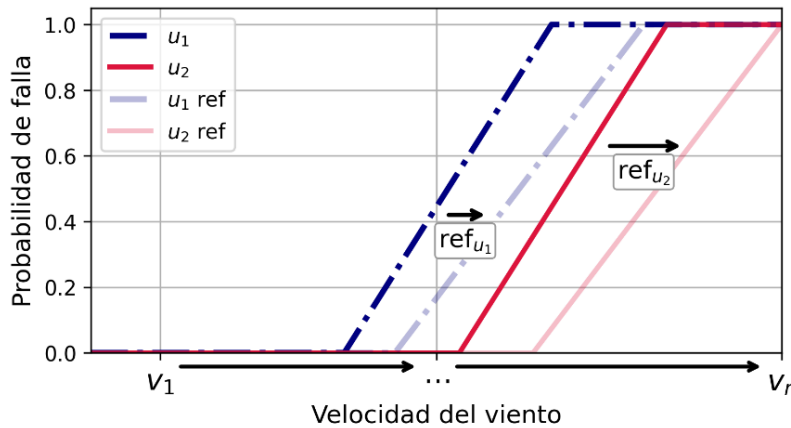


Figura 25: Ilustración del efecto de reforzamiento sobre curvas de fragilidad. Fuente: elaboración propia.

Esta figura permite visualizar de manera transparente el criterio adoptado: el refuerzo no introduce supuestos operacionales adicionales, sino que se materializa como un cambio en la relación entre velocidad de viento y probabilidad de falla, lo que posteriormente se traduce en menores

indisponibilidades inducidas por ECE y, por tanto, en mejoras del desempeño operativo y de los índices evaluados en el módulo (4) dentro del ciclo metodológico.

Construcción de líneas paralelas

La construcción de líneas paralelas se plantea como una alternativa de reforzamiento orientada a aumentar la redundancia en corredores donde los resultados operacionales bajo ECE evidencian limitaciones persistentes. A diferencia de medidas de soporte local como BESS o de intervenciones que actúan sobre la vulnerabilidad estructural de un componente, esta alternativa corresponde a una modificación topológica y de capacidad a nivel de red. Dado su carácter intensivo en inversión y los plazos típicamente asociados a su materialización, su selección considera filtros adicionales: por una parte, la priorización inicial de candidatos a refuerzo será sobre aquellos corredores que inicialmente no cuentan con una versión paralela proyectada dentro de Π^0 . Por otra parte, sobre el subconjunto restante se introduce como criterio de priorización la vulnerabilidad estructural de la línea existente del corredor, dando precedencia a aquellas con menor probabilidad de falla, dado que en estos casos la línea paralela construida queda apoyada sobre un corredor base robusto. No obstante, cabe destacar que la construcción de líneas paralelas no solo aporta a mejorar la resiliencia del sistema frente a ECE, sino que también puede aportar a mejorar el desempeño económico del sistema. La captura de eventuales ahorros de costos de operación puede mitigar la evaluación económica de esta alternativa y hacerla competitiva frente a otras, en especial en líneas que presentan congestiones.

El criterio para proponer líneas paralelas se apoya directamente en la información obtenida en el módulo (3), privilegiando el análisis de los casos ubicados en la cola superior de la distribución empírica de ENS y, por lo tanto, asociados a los mayores impactos. Esta alternativa se considera cuando los mayores niveles de ENS no responden a déficits estrictamente locales, sino a restricciones de transferencia que aparecen de forma recurrente en conjuntos de barras vinculadas a un mismo corredor. Siguiendo esta lógica, incorporar líneas paralelas aumenta la redundancia de la red frente a contingencia y, por ende, la capacidad de transferencia del corredor correspondiente luego del impacto de ECE. Adicionalmente, y tal como se indicó anteriormente, para la incorporación

de líneas paralelas como alternativa de reforzamiento con criterios de resiliencia, es relevante considerar el nivel de congestión de las líneas durante operación normal.

Integración de alternativas al ciclo metodológico

En términos metodológicos, las tres alternativas ya mencionadas que conforman la segunda parte del módulo (4) comparten una misma lógica de integración: cada una introduce un ajuste sobre el plan de expansión definido en el módulo (2), dando lugar a una expansión modificada Π^{mod} que mantiene el mismo horizonte de estudio y el mismo marco de evaluación operacional. De lo anterior, el contraste relevante para cuantificar el aporte de una medida se establece comparando los resultados de operación bajo ECE obtenidos con Π^0 frente a aquellos obtenidos con Π^{mod} , manteniendo sin cambios el esquema de simulación. A modo de complemento, la condición base se conserva como referencia adicional para contextualizar la magnitud del efecto observado sobre el sistema.

Sobre esta base, cada refuerzo propuesto se evalúa recalculando el conjunto de índices de desempeño definido en la sección 3.4.1, con el fin de cuantificar su contribución a la resiliencia del sistema. El análisis se centra particularmente en la reducción de la ENS, tanto en la cola de la distribución como en su valor esperado. Cabe destacar, que las tres alternativas propuestas no son opciones excluyentes entre sí, sino que cada una atiende un tipo distinto de criticidad: el déficit localizado, la vulnerabilidad estructural de los componentes y las restricciones de transferencia.

Bajo esta estructura, el procedimiento se repite de manera iterativa: si los resultados con Π^{mod} no logran reducir de forma suficiente las brechas de desempeño observadas bajo ECE respecto de Π^0 , se ajustan nuevamente las decisiones de refuerzo y se vuelve a evaluar la operación, hasta alcanzar un plan de expansión que muestre una mejora verificable según los criterios establecidos mediante los índices de desempeño.

A continuación, para validar la propuesta metodológica, se presentará el caso de estudio sobre el cual se implementa el procedimiento descrito, en conjunto con el análisis de resultados asociado a la comparación de desempeño entre Π^0 y Π^{mod} , considerando el sistema operando en condición base y bajo ECE.

4. Implementación y resultados

En este capítulo, se presenta el caso de estudio sobre el cual se implementa la propuesta metodológica descrita en el Capítulo 3 y se reportan los resultados asociados a su aplicación.

4.1 Caso de estudio

4.1.1 Base de datos velocidad de viento

Para el estudio de condiciones de viento a futuro en el SEN, se utilizaron proyecciones climáticas provenientes de CMIP6 [75], adoptando como variable principal la velocidad del viento a 10 [m] de altura sobre la superficie.

La adquisición de datos de velocidad de viento se realizó con el modelo climático AWI-CM-1-1-MR [75], [77], para un horizonte de estudio 2021-2030, considerando un dominio geográfico delimitado por las coordenadas Norte - 17.35° , Sur -44° , Este -67° y Oeste -75° , correspondientes al territorio de Chile, bajo el escenario SSP5-8.5. Este escenario representa un caso de altas emisiones, en continuo aumento hacia el año 2050. Por esta razón, se considera como escenario extremo. Cabe destacar que la máxima resolución temporal de estos modelos climáticos es diaria [78], y la máxima resolución espacial por malla climática es de $1^\circ \times 1^\circ$ (o 100 [km] x 100 [km], aproximadamente). Dada la máxima resolución temporal de la base de datos de viento extraída, se hace necesario emplear técnicas de desagregación temporal, como las descritas en la sección 3.1.2 para llevar la base a una resolución horaria.

4.1.2 Sistema eléctrico

Como base de datos de sistema eléctrico chileno, se tomó como referencia tanto la PET [19], [20], desarrollada por el Coordinador Eléctrico Nacional, como el modelo de la Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP), desarrollada por el Ministerio de Energía [18]. Dado que muchas de las líneas de estos modelos no cuentan con un trazado completamente geolocalizado (es decir, no se cuenta con más información que con la de las coordenadas de sus interconexiones a barras), como aproximación se reconstruyó la topología aproximada de cada línea de

transmisión l como una recta entre sus barras de origen y destino como se presenta en la Figura 26.

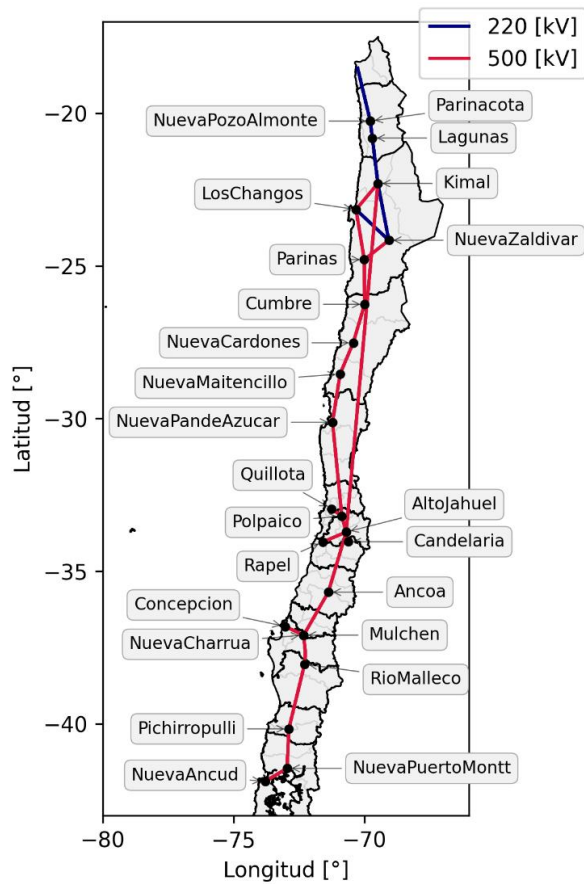


Figura 26: Ubicación aproximada de líneas de transmisión participantes en la PET. Se consideran líneas de 500 [kV] y 220 [kV]. Fuente: [18] .

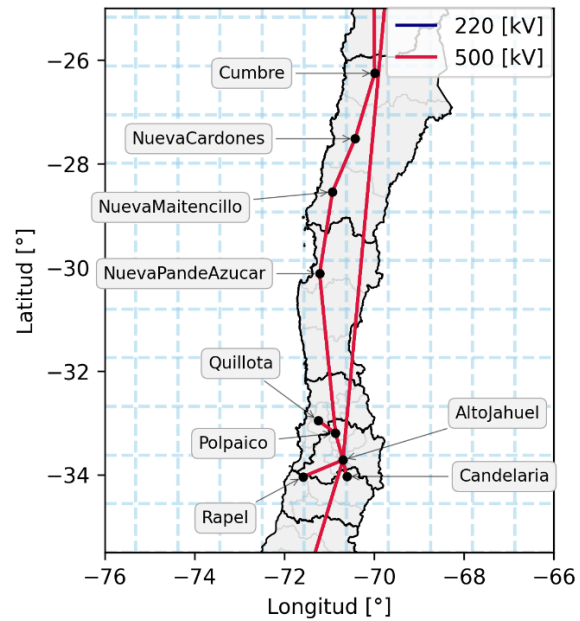


Figura 27: Superposición de grilla climática aproximada sobre de líneas de transmisión participantes en la PET. Fuente: [18] .

La aproximación geométrica de cada componente l de la Figura 26 fue superpuesta con una grilla de similares características a la de la base de datos descrita anteriormente (véase Figura 27, ejemplo para zona centro-norte y zona central de Chile). Esto permite representar cada línea de transmisión l como una traza espacial discreta γ_l compuesta de puntos intermedios geográficos de acuerdo con latitud y_l y una longitud x_l respectivas, lo que facilita la identificación de las celdas de la malla climática atravesadas por cada l .

En cuando a la proyección del parque generador, la demanda y los precios de combustible, se utilizó el escenario Carbono Neutralidad de la PELP 2021. La

Figura 28 muestra la capacidad instalada proyectada del parque generador de este escenario y en la Figura 29, la demanda máxima.

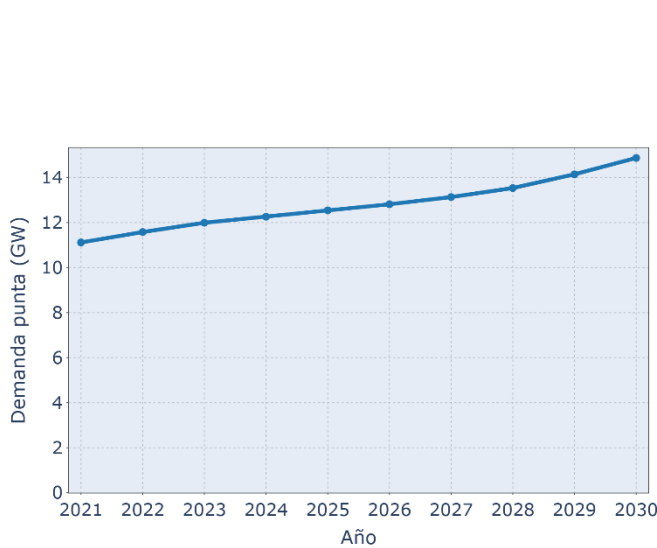


Figura 28: Demanda punta anual sistémica, a lo largo del horizonte.

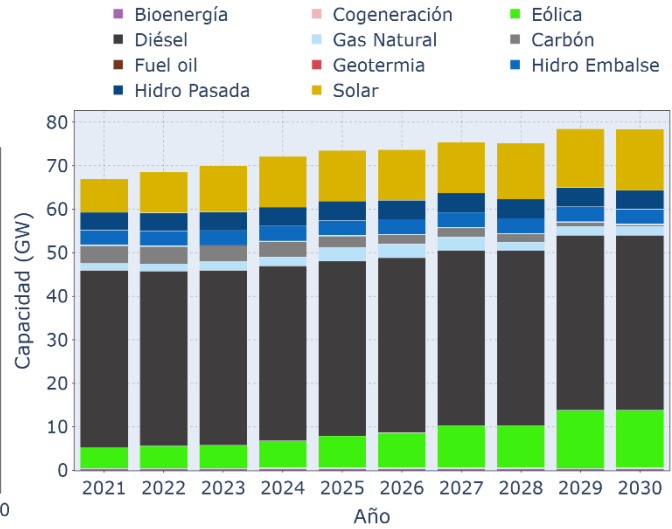


Figura 29: Capacidad instalada sistémica, desagregada por tecnología.

4.1.3 Estudios de vulnerabilidad y simulación de Monte Carlo

Viento escalado y curvas de fragilidad

Para evaluar la vulnerabilidad estructural de los componentes del sistema frente a vientos extremos, se utilizó como variable de entrada la velocidad de viento escalada a altura, $v_{l,d,h}^{esc}$, obtenida a partir de la base horaria por línea y del ajuste vertical definido previamente en la ecuación (57).

En esta etapa, el análisis considera 2 componentes específicos, líneas de transmisión y torres. Para el caso de las líneas, en concordancia con lo mostrado en la Figura 26, se consideran dos clases estructurales asociadas a su tensión nominal (220 [kV] y 500 [kV]), mientras que para torres se consideró solamente un tipo de estructura representativa. Las curvas de fragilidad empleadas en el caso de estudio se muestran en la Figura 30, tomadas de [9], donde se presentan: (i) una curva de fragilidad para torres, (ii) una curva para líneas de 220 [kV] y (iii) una curva para líneas de 500 [kV].

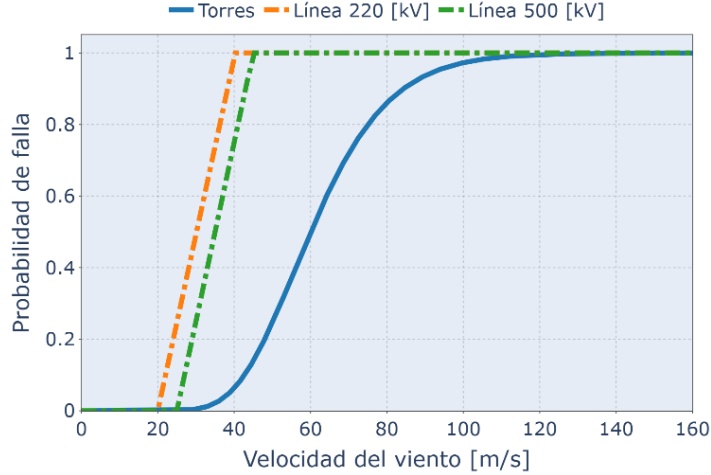


Figura 30: Curvas de fragilidad utilizadas para torres y líneas de transmisión, en función de $v_{l,d,h}$, basadas del estudio de [9].

Cabe destacar que, si bien en este trabajo se adopta un conjunto específico de curvas (Figura 30) para la implementación de la propuesta metodológica de la Figura 20, la formulación es directamente extensible a múltiples curvas por componente o por sub-clases estructurales, manteniendo inalterado el flujo metodológico: la velocidad de viento $v_{l,d,h}$ se mapea a una probabilidad $P_f(\cdot)$ mediante la curva de fragilidad correspondiente a la clase estructural definida.

Identificación de eventos meteorológicos

De acuerdo con establecido en la sección 3.1.4, en el horizonte 2021–2030 se identificó el conjunto de eventos meteorológicos $\{M_n\}$ como secuencias de horas consecutivas en las que existe condición de riesgo dentro de la base $\mathcal{D}^{v,P_f}$. A partir de esta identificación se obtuvo un total de 57 eventos meteorológicos, los cuales se caracterizan de manera global mediante su ocurrencia anual, su duración y su intensidad.

La Figura 31 muestra el número de eventos meteorológicos por año, desagregado según la clasificación de Beaufort asociada al evento, de acuerdo con la información en Tabla 1. En términos de persistencia temporal, la Figura 32 presenta la distribución de duraciones, observándose una duración media de 4 [h]. Finalmente, la Figura 33 resume la intensidad de los eventos mediante el viento máximo por evento, con valores en el rango 20.09–28.17 [m/s] y un percentil 95 de 24 [m/s].

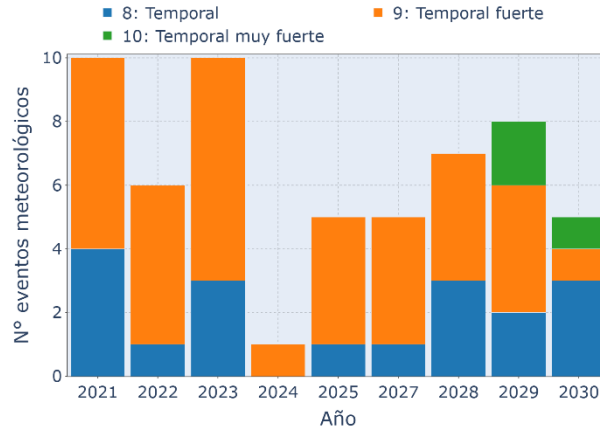


Figura 31: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030.

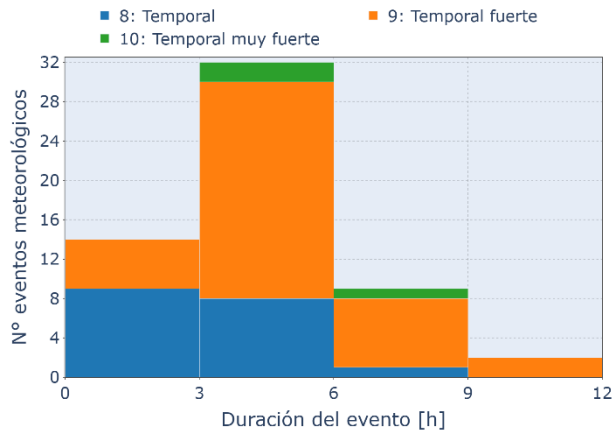


Figura 32: Distribución de duración de M_n identificados.

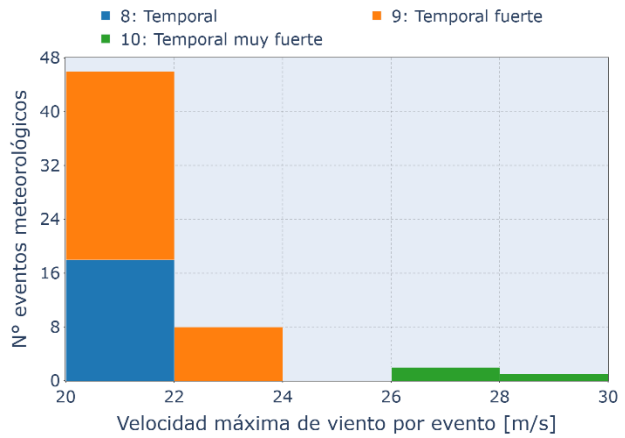


Figura 33: Distribución de velocidad de viento máxima por M_n .

Es importante mencionar que la información presentada desde la Figura 31 a la Figura 33, fue obtenida sin considerar el factor K para capturar el impacto del cambio climático. Los resultados de este factor de escalamiento se presentarán más adelante.

Escenarios de vulnerabilidad

Los escenarios de vulnerabilidad se construyen a partir de $v_{l,d,h}^{esc}$, las curvas de fragilidad adoptadas y tres parámetros claves: el tiempo de restauración τ_{u_l} , la incorporación del factor K asociado al cambio climático, y la naturaleza del modelo de falla considerado por componente sujeto a ECE. La influencia de estos parámetros se evalúa de manera controlada, modificando parámetros de interés y manteniendo constantes los restantes supuestos del proceso de generación de contingencias.

En primer lugar, τ_{u_i} se utiliza para representar la persistencia temporal de una indisponibilidad de algún componente ante contingencias atribuidas a ECE, y a su vez, condiciona la duración efectiva de contingencias que constituyen escenarios operacionales $O_{k,j}$. En segundo lugar, la incidencia del cambio climático se representa por medio de la aplicación del factor K , cuya instancia de aplicación relativa al flujo metodológico de la Figura 21, constituye la base para distinguir los casos de estudio asociados al efecto del cambio climático.

Finalmente, la generación de contingencias requiere fijar una interpretación respecto al tipo de caída a nivel de línea de transmisión según lo detallado en la sección 3.1.5. Para esto, se consideran alternativas de modelación de fallas que abarcan específicamente: caídas independientes por circuito (ecuación (62)), caídas correlacionadas entre circuitos (ecuación (65)) y caídas de modo común (*common mode*). Con estas definiciones, se establece un conjunto de casos de estudio, orientados a cuantificar el efecto de cada supuesto sobre los parámetros utilizados, tal como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 2: Casos de estudio establecidos.

Caso	N° simulaciones	K / Aplicación	τ_{u_i} [h]	Tipo de falla
Caso 1 (S1)	1000	—	10	Independiente
Caso 2 (S2)	1000	—	5	Independiente
Caso 3 (S3)	1000	—	10	Correlacionada
Caso 4 (S4)	1000	—	10	Common mode
Caso 5 (S5)	1000	1.2 /Antes	10	Correlacionada
Caso 6 (S6)	1000	1.2 /Antes	5	Correlacionada
Caso 7 (S7)	1000	1.2/Después	10	Correlacionada
Caso 8 (S8)	1000	1.2/Después	5	Correlacionada

Vale destacar que en la columna “ K / Aplicación”, se indica la etapa del flujo metodológico de la Figura 21, donde se aplica el factor K . Para el caso de esta tesis, se consideró el factor $K = 1.2$ para las representaciones alternativas del efecto del cambio climático, aplicados sobre los casos de estudio que consideran el modelo de falla correlacionado (considerado como punto intermedio entre los

extremos representados por los modelos de falla independiente y de modo común). Las variaciones en la forma de aplicación del factor K , impactan de forma inmediata sobre las condiciones meteorológicas a considerar sobre el sistema de estudio, como se presenta a continuación.

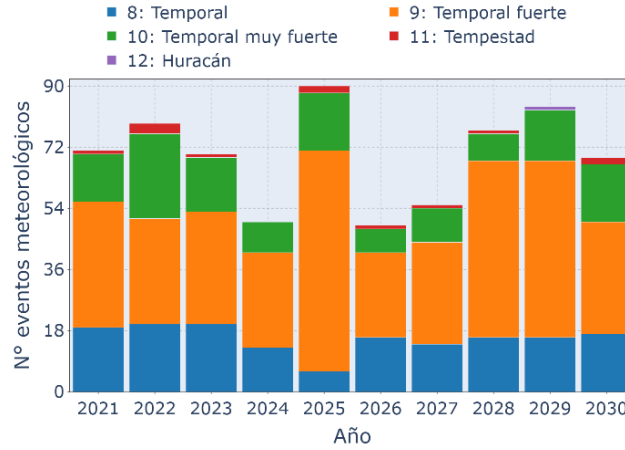


Figura 34: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030. Factor $K = 1.2$, aplicado antes.

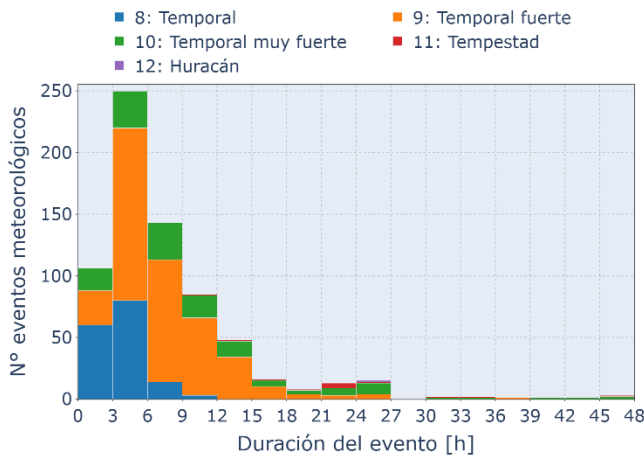


Figura 35: Distribución de duración de M_n identificados. Factor $K = 1.2$, aplicado antes.

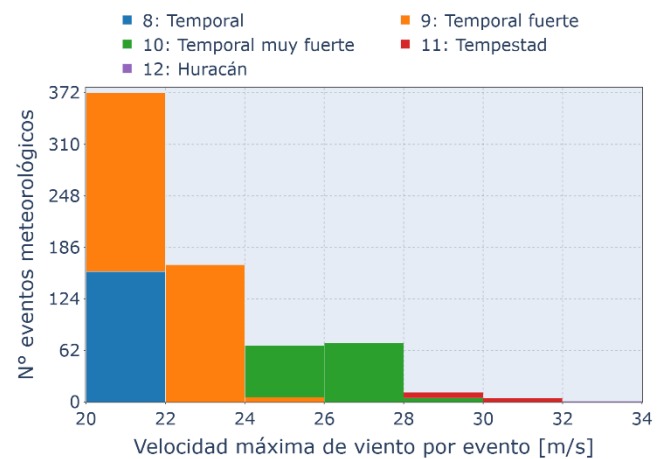


Figura 36: Distribución de velocidad de viento máxima por M_n . Factor $K = 1.2$, aplicado antes.

El modelo de los efectos del cambio climático que involucran magnitud y frecuencia de eventos meteorológicos, puede verse directamente representado en la información presente desde la Figura 34 a la Figura 36. Un $K = 1.2$ en este caso, muestra un total de 694 eventos meteorológicos a lo largo del horizonte de estudio (Figura 34), aproximadamente 12 veces el total inicial del conjunto $\{M_n\}$ inicial. La distribución temporal de la Figura 35 presenta una considerable variabilidad respecto a la vista en la Figura 32, con una duración media de 7 [h].

La velocidad de viento máxima por evento representada en la Figura 36, presenta valores en el rango 20.09–34.09 [m/s] y un percentil 95 de 27 [m/s], un desplazamiento hacia los eventos de mayor intensidad.

De manera similar, el modelo de los efectos del cambio climático que involucran sólo la magnitud de eventos meteorológicos, es representado en la información mostrada desde la Figura 37 a la Figura 39.

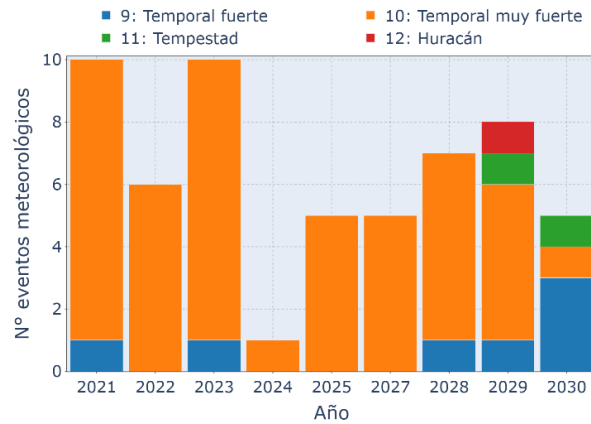


Figura 37: Número de eventos meteorológicos identificados por año en el horizonte 2021–2030. Factor $K = 1.2$, aplicado después.

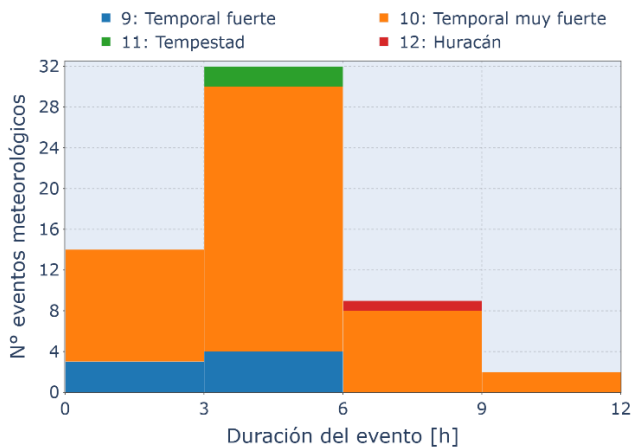


Figura 38: Distribución de duración de M_n identificados. Factor $K = 1.2$, aplicado después.

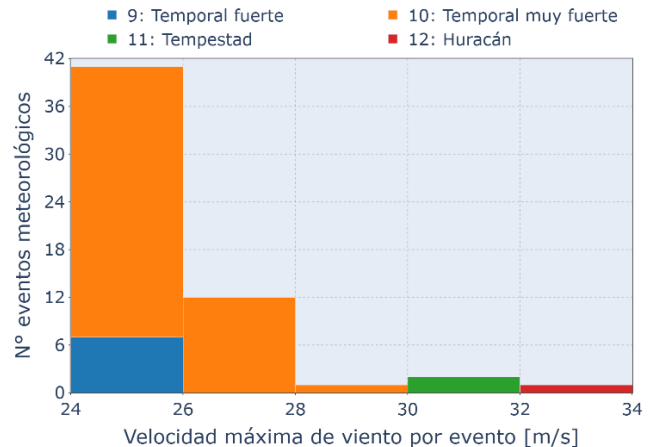


Figura 39: Distribución de velocidad de viento máxima por M_n . Factor $K = 1.2$, aplicado después.

El comportamiento generalizado de los eventos meteorológicos en este modelo prácticamente no presenta diferencias en cuanto al número total por año ni a la duración de los mismos, pero sí una importante diferencia en la distribución respecto a su clasificación mediante escala de Beaufort (Tabla 1), en contraste con el comportamiento visto en la sección anterior. Esto, es coherente con el modelo del cambio climático que sólo afecta a la intensidad de eventos

meteorológicos, como se puede ver en la Figura 39, mostrando valores en el rango 24.09–33.09 [m/s] y un percentil 95 de 28.8 [m/s].

La implementación del flujo metodológico descrito utilizó como herramienta principal FlexTran [86], desarrollada en colaboración entre el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María y la Universidad de Chile. La etapa correspondiente a la obtención del plan de expansión Π^0 se ejecutó en estación local, mientras que la generación de conjuntos críticos para cada uno de los ocho casos de estudio requirió ejecutar un orden de mil simulaciones Monte Carlo por caso sobre el horizonte 2021–2030. Esta exigencia computacional fue abordada utilizando el clúster Guacolda-Leftraru del Laboratorio Nacional de Computación de Alto Rendimiento (NLHPC) [87], aprovechando su capacidad de paralelización de procesos.

4.2 Resultados

4.2.1 Expansión Π^0 y operación

Para determinar el plan de expansión Π^0 y la operación óptima del sistema eléctrico bajo estudio en condición base, se utilizó FlexTran sobre la información del SEN descrita en la sección 4.1.2. Con el fin de caracterizar de manera compacta el comportamiento del sistema en estudio bajo Π^0 , a continuación, las siguientes figuras muestran los resultados de inversión en líneas de transmisión y BESS para el horizonte de estudio (Figura 40) y los costos de operación del sistema resultante (Figura 41).

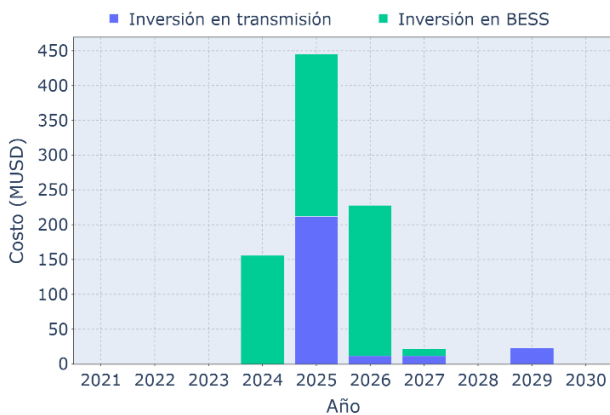


Figura 40: Costo de inversión de nuevos componentes, acorde a Π^0 .

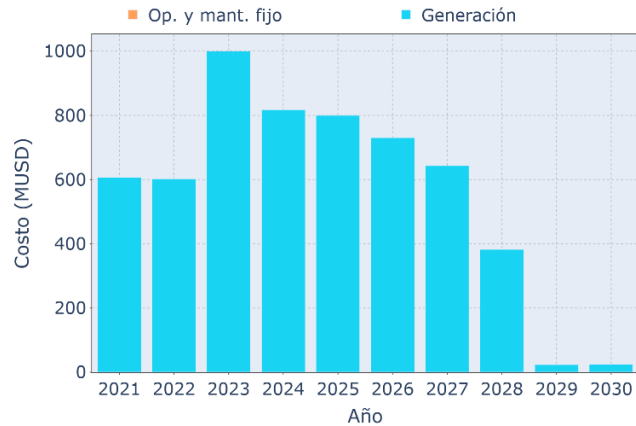


Figura 41: Costo de operación del sistema.

En la Figura 40, se puede ver que la inversión óptima asociada a Π^0 se concentra los años 2024, 2025 y 2026. Luego, se invierte en líneas adicionales y BESS el año 2027 y solo en BESS en el año 2029. La razón por la que no se invierte en líneas nuevas antes del año 2023 es porque en el caso de estudio se asumió que la construcción de una línea de transmisión demora al menos 4 años, por lo que no es posible incorporar nuevas líneas antes del año 2024. No obstante, las líneas que se encontraban en construcción, de acuerdo al modelo base de la PELP utilizado, sí se consideraron.

En cuanto a los costos de operación mostrados en la Figura 41, se puede observar que estos se mantienen constantes durante los años 2021 y 2022, para luego aumentar en el año 2023. Luego, a partir del año 2024, los costos de operación decrecen, a medida que entran en operación nuevas líneas de transmisión y BESS, junto con una mayor incorporación de generación renovable. Además, en la misma figura, se observa que el sistema en condición base no presenta costos asociados a ENS, ni penalizaciones por el uso de agua no disponible (afluentes “no físicos”) o uso de vertimientos “no físicos”, variable de holgura para facilitar la convergencia del modelo de optimización.

En la Figura 42, se muestra que el sistema mantiene un nivel de energía suministrada prácticamente completo durante todo el horizonte.

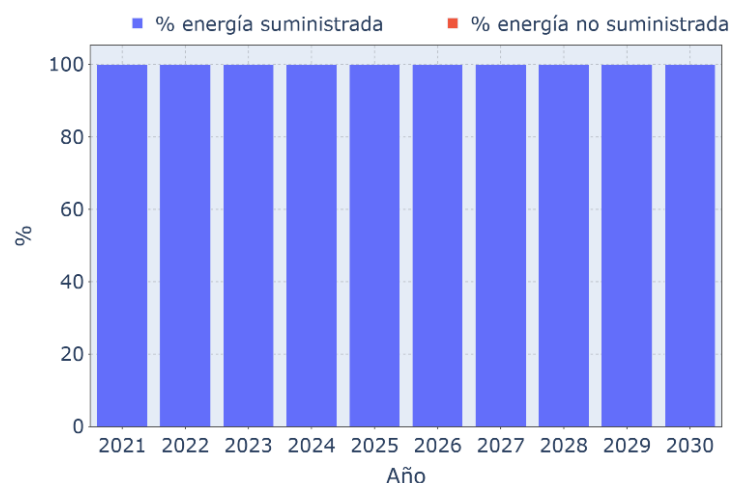


Figura 42: Comparación porcentual entre energía suministrada y no suministrada.

El incremento progresivo de la demanda punta anual observado en la Figura 28, permite contextualizar lo presentado en la Figura 42: aun cuando los requerimientos de demanda punta del sistema aumentan durante el horizonte,

la operación bajo Π^0 no presenta déficit apreciable de suministro, mostrando capacidad del sistema de abastecer la demanda en el horizonte, de forma satisfactoria.

En la Figura 43 y la Figura 44 se presenta, respectivamente, la evolución de la capacidad instalada sistémica y la energía anual generada, desagregadas por tipo de tecnología. En términos de capacidad proyectada del parque generador, el sistema pasa de 66.9 [GW] en 2021 a 80.5 [GW] en 2030. Dentro de esta evolución, el plan de expansión Π^0 contempla capacidad instalada de BESS desde 2024 con 0.35 [GW], aumentando a 1.2 [GW] en 2025 y manteniéndose en torno a 2.0 [GW] desde 2026 hasta el final del horizonte en estudio. Este crecimiento ocurre en paralelo al aumento de capacidad eólica y solar, que alcanzan 13.3 [GW] y 14.1 [GW] en 2030, respectivamente. En contraste, la presencia de tecnologías como carbón disminuye progresivamente desde 4.0 [GW] en 2021 a 0.3 [GW] en 2030, mientras que la presencia de tecnologías como diésel permanecen prácticamente constantes a lo largo del tiempo.

La Figura 43 muestra con mayor claridad el cambio en la operación anual del sistema a lo largo del horizonte. Aunque la capacidad instalada con tecnología diésel se mantiene disponible, su generación anual cae desde 1.84 [TWh] en 2021 hasta valores prácticamente nulos en 2029 y 2030.

Algo similar ocurre con el carbón, cuya generación disminuye desde 13.2 [TWh] en 2021 y desaparece en su totalidad desde 2028. En el mismo período, la generación eólica aumenta de 13 [TWh] a 43.3 [TWh], mientras que la solar pasa de 20.3 [TWh] a 37.4 [TWh]. Así, en 2030 ambas tecnologías aportan en conjunto 80.7 [TWh], equivalentes a aproximadamente el 71% de la energía anual generada ese año. Por su parte, BESS presenta una contribución de 0.9 [TWh] en 2024, incrementando paulatinamente logrando alcanzar valores cercanos a 5 [TWh] anuales hacia el final del horizonte, complemento positivo a la creciente participación renovable observada hacia el 2030.

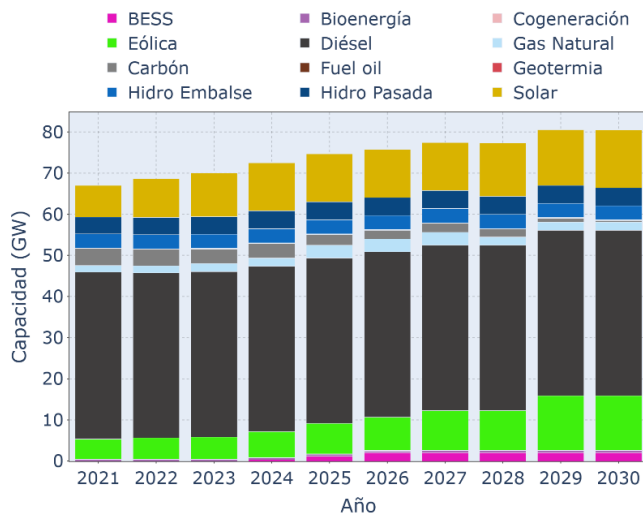


Figura 43: Capacidad instalada sistémica, desagregada por tecnología.

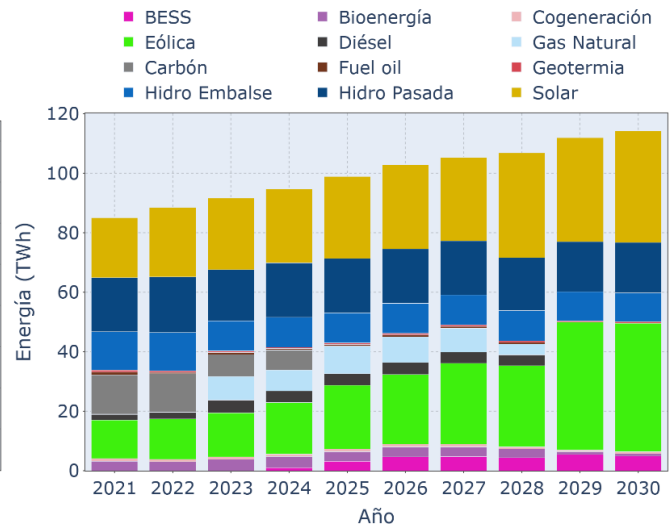


Figura 44: Energía total anual, desagregada por tecnología.

En la Figura 45 se muestra el vertimiento renovable respecto de la generación potencial, desagregado por tecnología. Se observa un nivel elevado de vertimiento a lo largo del horizonte, con predominio de la tecnología solar sobre la eólica en la mayor parte de los años. En cuanto a la tecnología solar, el vertimiento alcanza su mayor valor relativo en 2024, con 15.6% de la generación potencial, para luego disminuir hasta 2.6% en 2028 y volver a aumentar hacia 2029 y 2030, con 7.8% y 8.7%, respectivamente.

La tecnología eólica presenta menores niveles de vertimiento en la mayor parte del horizonte en comparación, alcanzando sus valores más altos al final del horizonte de 5.0% en 2029 y 4.4% en 2030. Este comportamiento muestra que los niveles de vertimiento no dependen únicamente de los niveles de energía renovable generada, sino también de la capacidad horaria que tiene el sistema para absorber dicha generación. Lo anterior, conversa con lo presente en la Figura 43. Por ejemplo, en el año 2028 la generación solar aumenta a 35.2 [TWh], pero su vertimiento se reduce a 0.9 [TWh], mientras que en 2030 la generación solar alcanza 37.4 [TWh] y el vertimiento sube a 3.6 [TWh].

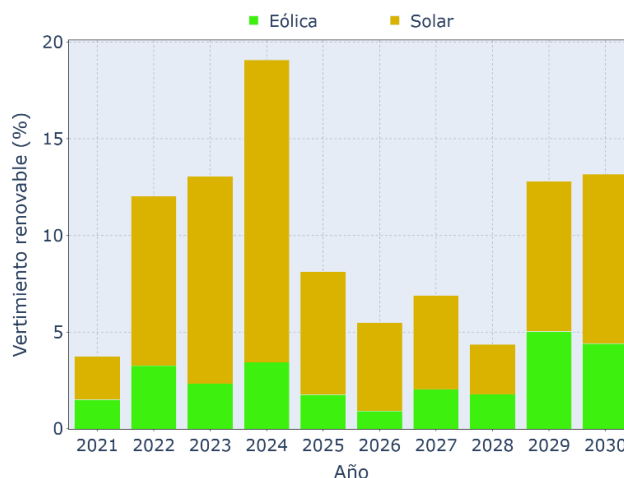


Figura 45: Vertimiento renovable respecto de la generación potencial, desagregado por tecnología.

Finalmente, en la Figura 46 y la Figura 47, se presenta el despacho horario para los días 2 y 3 de julio de 2030, desagregado por tecnología. En ambos casos, la generación eólica mantiene una participación relevante durante toda la jornada, con valores del orden de 5 a 8.5 [GW]. La generación solar, en cambio, se concentra principalmente en las horas centrales del día, alcanzando valores cercanos a 6.3–6.5 [GW] entre las horas 10 y 16. La generación por centrales hidráulicas de pasada se mantiene presente durante todo el día, con valores del orden de 0.8 a 2.4 [GW], mientras que la generación por hidráulicas de embalse disminuye durante las horas de mayor aporte solar, llegando a valores cercanos a 0.04 [GW] entre las horas 10 y 17, pero aumentando su aporte durante horas de la tarde y noche.

En cuanto a BESS, estos presentan un comportamiento de carga principalmente entre las horas 10 y 17 en ambos días, coincidente con los bloques donde existe una gran disponibilidad de energía solar. Luego, su aporte mediante inyección se observa durante horas entre la tarde y noche para ambos días, presentando sus mayores niveles alrededor de 2 [GW], entre las horas 20 y 21. Por su parte, la tecnología diésel prácticamente no participa en estos días, salvo una contribución puntual de 0.07 [GW] en la hora 21.

El vertimiento renovable aparece en distintas horas del día, con máximos horarios de 0.97 [GW] el 2 de julio y 1.67 [GW] el 3 de julio. En estos perfiles, los mayores niveles de vertimiento se observan generalmente durante horas con alta participación solar y eólica, aun cuando existe carga de BESS y reducción de generación hidráulica de embalse en parte del bloque diurno.

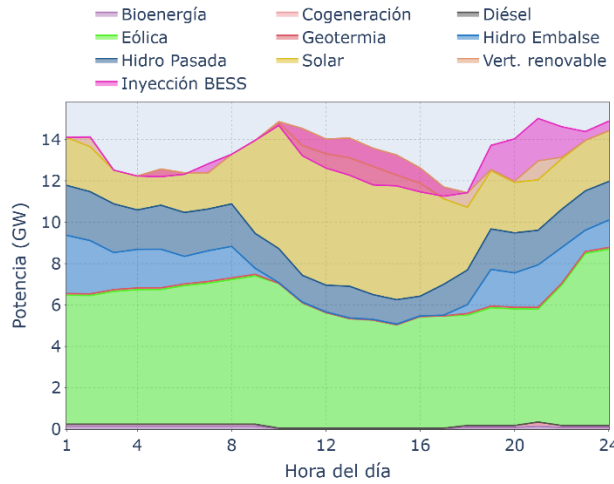


Figura 46: despacho sistémico, 2 de Julio del 2030, desagregado por tecnología.

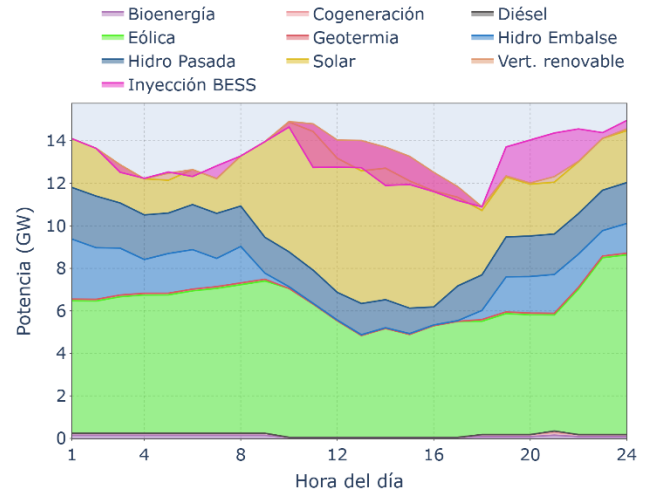


Figura 47: despacho sistémico, 3 de Julio del 2030, desagregado por tecnología.

4.2.2 Escenarios de contingencia generados

Las siguientes figuras muestran una caracterización de las contingencias operativas O_j , que se obtienen para cada uno de los casos de estudio mostrados en la Tabla 2. Específicamente, en las figuras se muestra el número total de eventos por año y su duración promedio, por simulación, año y caso.

La primera diferencia visible aparece en la duración promedio de los eventos operativos O_j , mostrada en la Figura 48. En este caso, la variación en la duración promedio entre los distintos años de estudio es reducida, pero cambia fuertemente en función de cambios en parámetros. El impacto de la variación del tiempo de restauración τ_{u_l} se puede observar directamente al comparar los casos S1 y S2, donde S1 contempla un τ_{u_l} de 10 [h] y S2 de 5 [h]. En ambos casos el modelo de falla es independiente por cada circuito, y no se considera la influencia del cambio climático por medio del factor K . Como se puede ver, al asumir un τ_{u_l} de 10 [h], la duración promedio de los eventos operativos es de alrededor de 10 - 12 [h], mientras que asumir un τ_{u_l} de 5 [h], disminuye la duración promedio de los eventos a 5-7 [h].

Una tendencia similar se observa al contrastar S7 y S8 directamente. Ambos casos utilizan un factor K de 1,2, aplicado después de la identificación de eventos climáticos extremos. El caso S7 asume un τ_{u_l} de 10 [h] y el caso S8, un τ_{u_l} de 5

[h]. Como se puede apreciar de la figura, un retraso de τ_{u_l} de 5 [h], aumenta la duración promedio de los eventos operativos también en aproximadamente 5 [h]. El mismo comportamiento se puede observar al comparar los casos S5 y S6.

En cuanto al modelo probabilístico de falla de líneas, el impacto entre un modelo de falla independiente por circuito (caso S1), un modelo de falla por circuito, pero con probabilidad condicionada (caso S3) y un modelo de fallas de modo común, es decir, donde falla la línea completa (caso S4), tiene poco impacto a la duración de los eventos. En todos estos casos, la duración promedio de los eventos se mantiene en torno a 10–12 [h]. El caso de estudio con mayor duración promedio de los eventos es el caso S5, alcanzando valores alrededor de 12–16 [h]. Este resultado se explica por el mayor τ_{u_l} del circuito o línea fallada (10 [h]), y por el factor K , aplicado antes de la identificación de vientos extremos, lo que hace que aumente la frecuencia y magnitud de los escenarios extremos.

Relativo al número promedio de O_j por simulación de la Figura 49, los mayores valores se concentran en S5 y S6, asociados a la aplicación del factor K antes de la generación de escenarios de vulnerabilidad. En estos casos, el conteo aumenta de forma marcada respecto de los casos S1 a S4 y también respecto de S7-S8: S5 varía aproximadamente entre 27 y 61 eventos operativos promedio por simulación, mientras que S6 lo hace entre 29 y 71, con sus máximos en 2025 y 2029. Este comportamiento se relaciona con lo observado en la Figura 48, donde la reducción de τ_{u_l} se traduce en una disminución de la duración promedio de los eventos del orden de 40–45% entre S5 y S6. Esto reduce la agrupación temporal de fallas dentro de un mismo O_j , aumentando así el número de eventos contabilizados.

Un comportamiento similar, aunque de menor magnitud, se observa entre S7 y S8, donde los conteos se ubican aproximadamente entre 1 y 10 eventos promedio por simulación, acompañados de una disminución de la duración promedio también cercana a 45%. En cambio, entre S1, S2, S3 y S4, el número promedio de eventos se mantiene en un rango mucho más acotado, generalmente entre 0 y 6 eventos por simulación, manteniendo un comportamiento coherente con la naturaleza de la severidad del modelo de falla considerado en estos casos de estudio específicamente.

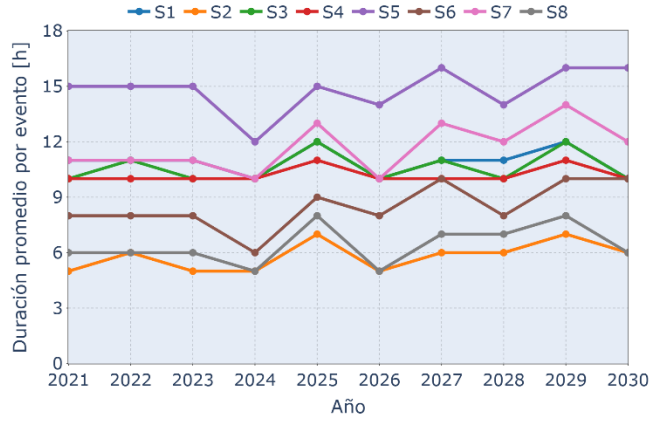


Figura 48: Duración promedio de O_j por simulación, año y caso.

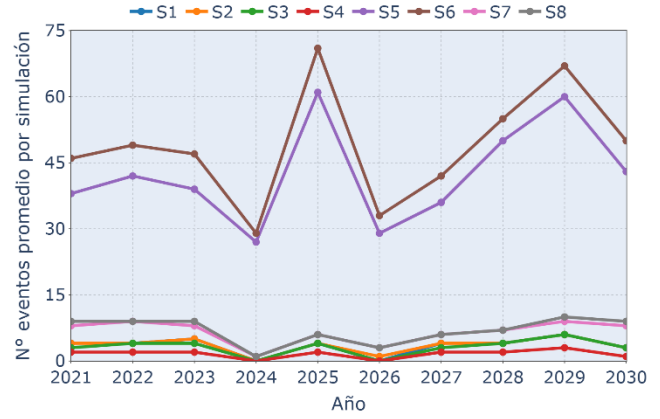


Figura 49: Número promedio de O_j por simulación, año y caso.

La Figura 50 muestra el número promedio de líneas caídas por evento. En esta métrica, los casos S1 a S4 se mantienen, en general, en torno a 1 línea por evento, incluso en los años de mayor actividad como 2025 y 2029. En contraste, los casos S5 a S8 presentan un mayor promedio de líneas caídas por evento, especialmente hacia el final del horizonte: S5 y S6 alcanzan del orden de 3 líneas caídas promedio por evento en 2029 y 2030, mientras que S7 y S8 se ubican más bien entre 2 y 3. Esto indica que el aumento en la severidad de los eventos meteorológicos M_n , asociado a la aplicación del factor K , termina reflejándose también en la naturaleza eventos operativos O_j , incrementando el número de líneas afectas por cada O_j .

La Figura 51 complementa lo anterior, mostrando diferencias más marcadas en el promedio de circuitos caídos por evento. S1 y S2 se ubican generalmente entre 1 y 3 circuitos, mientras que S3 tiende a situarse algo por encima, entre 2 y 3, atribuible al modelo de falla correlacionado. Por su parte, S4 se mantiene de forma más estable en torno a 4 y 5 circuitos por evento, coherente con la mayor severidad asociada al modelo de caída de modo común. Ahora, los casos S5 a S8 concentran los valores más altos del horizonte, lo que se condice directamente con la exposición del sistema ante eventos meteorológicos de mayor frecuencia y/o magnitud en el horizonte de estudio. Este efecto es más notorio en S5 y S6, donde el factor K se aplica antes de la generación de escenarios de vulnerabilidad, alcanzando en 2029 y 2030 promedios del orden de 7 a 8 circuitos caídos por evento en S5, y cercanos a 7 circuitos por evento en S6. En S7 y S8 el aumento también aparece, pero de forma más acotada, al considerar el sistema expuesto

ante eventos meteorológicos más severos en magnitud, pero invariantes en las ventanas temporales. En estos casos, los promedios hacia 2029 y 2030 se ubican entre 6 y 8 circuitos caídos por evento, aunque en general bajo los niveles observados en S5 y S6.

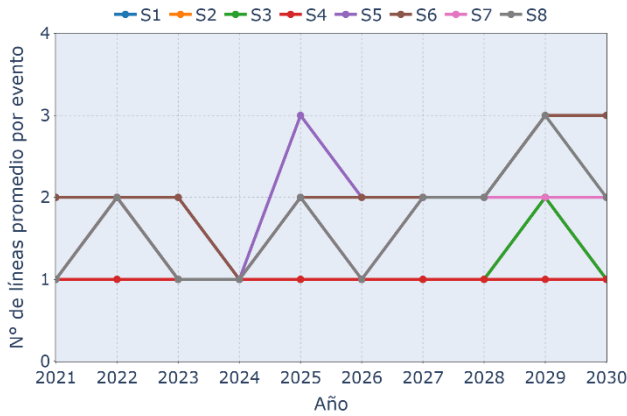


Figura 50: Número de líneas promedio caídas por O_j , por año y caso.

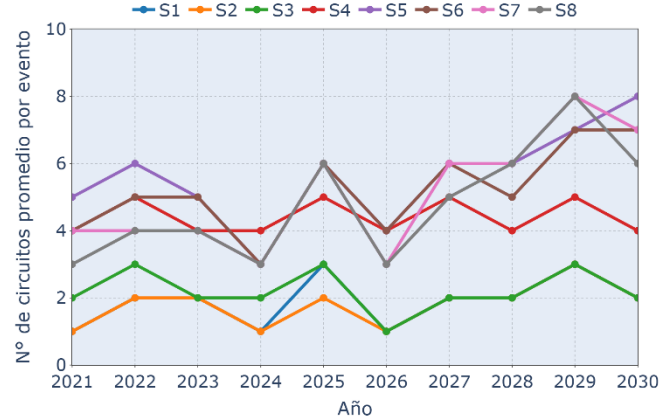


Figura 51: Número de circuitos promedio caídos por O_j , por año y caso.

Las diferencias entre casos de estudio se aprecian con mayor claridad al observar la parte alta de la distribución. En la Figura 52, S5 y S6 presentan los mayores valores del percentil 95 del número de líneas caídas por evento, alcanzando valores del orden de 8 líneas en 2025 y hasta 9 líneas en 2030, muy por sobre lo observado en los casos S1 a S4. S7 y S8 también aumentan hacia el final del horizonte, llegando a 6 líneas en 2029 y a 5 en 2030, aunque sin alcanzar los niveles de S5 y S6, dada la diferencia de aplicación del factor K . En contraste, los casos S1 a S4 presentan comportamientos muy similares en cuanto al percentil 95 de líneas caídas por año, a pesar de sus diferencias en el modelo de caída considerado, manteniéndose generalmente entre 1 y 4 líneas a lo largo del horizonte.

En la Figura 53, la separación entre casos de estudio resulta aún más evidente al observar el percentil 95 de circuitos caídos por evento. S5 alcanza 24 circuitos caídos en 2029 y 29 en 2030, mientras que S6 llega a 21 y 26 circuitos en esos mismos años. S7 y S8 también presentan valores altos hacia el final del horizonte, con 21 y 20 circuitos en 2029, respectivamente, disminuyendo luego a 15 y 14 en 2030, concordante con la aplicación del factor K después. Los casos S1 y S2 se ubican en los valores más bajos, generalmente entre 2 y 8 circuitos en el percentil 95, mientras que S3 se sitúa levemente por encima, entre 3 y 9 circuitos

afectados, coherente con la naturaleza del modelo de caída considerado. Por su parte, S4 se ubica por sobre los casos anteriores, con un comportamiento en el rango de 4 a 12 circuitos en el horizonte, atribuido a la naturaleza del modelo de falla de modo común.

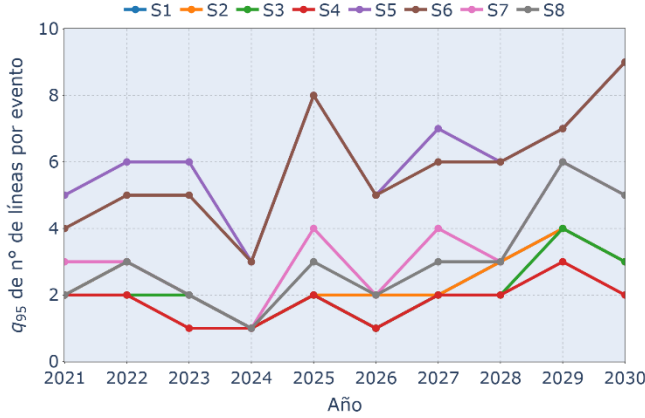


Figura 52: Percentil 95 de número de líneas caídas por O_j , por año y caso.

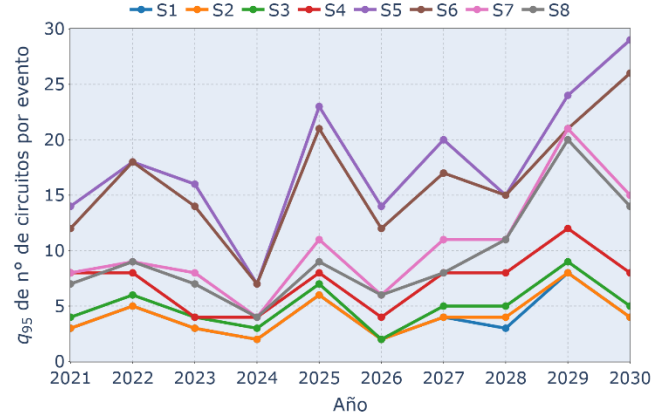


Figura 53: Percentil 95 de número de circuitos caídos por O_j , por año y caso.

La información presente desde la Figura 48 hasta la Figura 53 expone de manera directa el cambio de características en lo que es efectivamente considerado como contingencia del sistema de estudio a evaluar, según sean los parámetros (modelo de falla, tiempo de τ_{ul} , influencia de cambio climático) a tener presente en el momento de establecer un caso de estudio. Distintos supuestos sobre dichos parámetros, muestran impactos diferenciados sobre la representación de vulnerabilidad del sistema frente a ECE.

4.2.3 Operación bajo ECE y análisis de desempeño inicial

Ya generados y caracterizados los escenarios de contingencia O_j por caso de estudio, se evalúa la operación del sistema bajo ECE para Π^0 . Por cada uno, se construye una distribución acumulada empírica basada en registros sistémicos de energía no suministrada no nula, por cada simulación de Monte Carlo k , por cada O_j , a lo largo del horizonte de estudio, presentes a continuación:

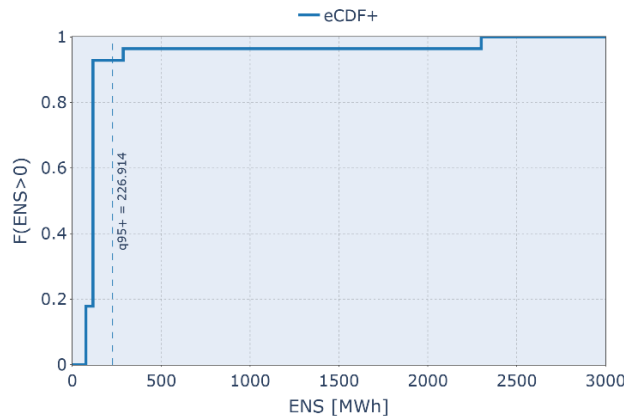


Figura 54: Distribución acumulada empírica de ENS, para S1. Parámetros: $\tau_{u_l}=10$ [h], modelo de falla independiente.

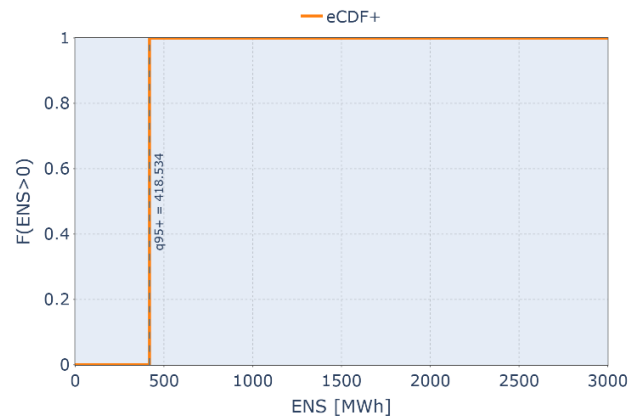


Figura 55: Distribución acumulada empírica de ENS, para S2. Parámetros: $\tau_{u_l}=5$ [h], modelo de falla independiente.

En el caso S1, registros de ENS a nivel sistémico aparecen únicamente en el año 2029. Del total de combinaciones (k, O_j) asociadas a ese año, solo un 0.45% de estas muestran ENS distinta de 0. En S2, la ocurrencia es aún menor: sólo 1 instancia de ENS no nula aparece en el año 2029, pero representando sólo un 0,02% del total de combinaciones (k, O_j) posibles del mismo. Relativo a S3, las instancias de déficit sistémico también se concentran exclusivamente en el año 2029, pero con una mayor incidencia relativa respecto de S1 y S2. Un 0,91% del total de combinaciones de (k, O_j) de ese año presenta ENS a nivel sistémico, valor superior al observado en S1, aunque aún acotado frente al total esperado de O_j para el año 2029. En cuanto a S4, esta proporción aumenta a 2,27% en 2029 y aparece además, un 0,09% del total de combinaciones de (k, O_j) en el año 2030.

Respecto a sus distribuciones empíricas, al comparar la Figura 54 (S1) y Figura 56 (S3), ambas curvas muestran una gran concentración de combinaciones $(k, O_j, \text{año})$ en niveles relativamente bajos de ENS, y casos puntuales hacia la cola de la distribución. En S3, sin embargo, la curva se extiende algo más hacia valores intermedios y altos, al existir un mayor número de instancias de ENS respecto de S1, asociada al paso desde un modelo de falla independiente hacia uno de fallas correlacionadas. En la Figura 57 (S4)) en cambio, la curva se desplaza hacia valores superiores de ENS y presenta saltos verticales más pronunciados, mostrando parte importante de instancias con déficit sistémico agrupadas en pocos rangos de gran magnitud, en lugar de acumularse de forma gradual en

niveles bajos como ocurre en S1 y S3, coherente con la severidad asociada al modelo de caída de modo común.

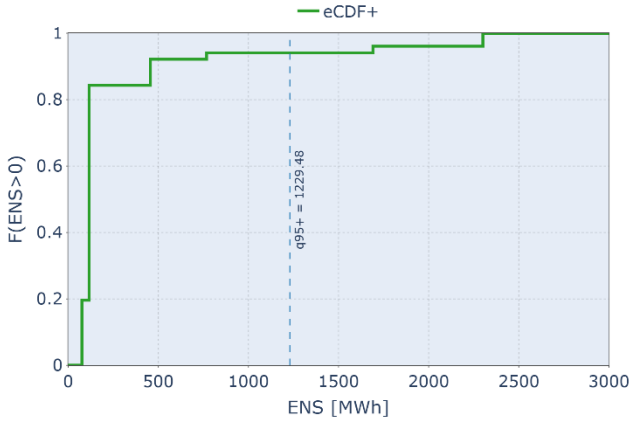


Figura 56: Distribución acumulada empírica de ENS, para S3. Parámetros: $\tau_{u_i}=10$ [h], modelo de falla correlacionada.

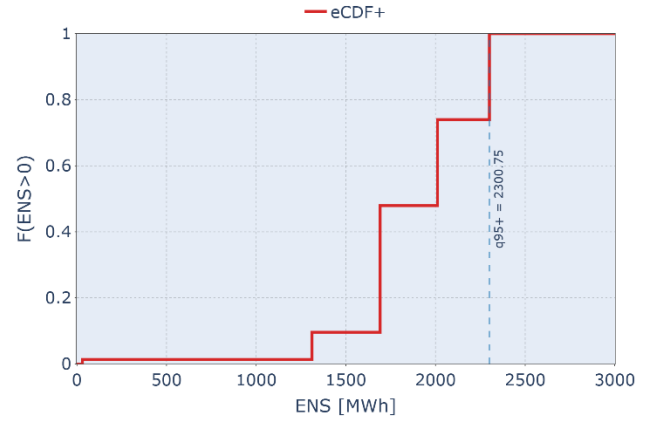


Figura 57: Distribución acumulada empírica de ENS, para S4. Parámetros: $\tau_{u_i}=10$ [h], modelo de falla de modo común.

Respecto a S5, el comportamiento cambia de forma importante frente a los casos anteriores, ya que aparecen combinaciones (k, O_j) con ENS durante todo el horizonte. Los mayores porcentajes se presentan en los años 2022, 2029 y 2021, con 11.73%, 7.44% y 7.33%, respectivamente. Otros valores relevantes existen en los años 2023 y 2028, donde las combinaciones (k, O_j) donde existe déficit sistémico representan un 5.73% y 4.16% de sus respectivos totales anuales. Mientras que, en los años 2024 y 2027, estas instancias pasan a ser un 0.71% y 2.51%, respectivamente, de sus totales anuales.

En S6, el déficit sistémico también aparece durante todo el horizonte, aunque con proporciones menores que en S5. El mayor porcentaje se presenta nuevamente en 2022, donde un 8.25% del total anual de combinaciones posibles de (k, O_j) presenta ENS a nivel sistémico. Luego, los valores más altos se observan en 2021, 2029 y 2023, con 4.89%, 4.66% y 3.79%, respectivamente. Entre 2024 y 2027, la presencia relativa de instancias de ENS disminuye, con valores entre 0.14% y 0.89%, mientras que en 2030 alcanza 0.50%. Entre 2024 y 2027, la fracción de combinaciones (k, O_j) que presenta ENS no nula disminuye, a 0.14% y 0.89% respectivamente, mientras que en el año 2030, esta alcanza un 0.50%.

Para el caso de estudio S7, los registros de ENS vuelven a concentrarse exclusivamente en el año 2029, donde un 7.59% del total de combinaciones (k, O_j) presenta déficit sistémico, proporción considerablemente mayor a la que presentan los casos S1 a S4 para el mismo año. Pero, a diferencia de S6, este efecto no se extiende hacia otros años en el horizonte. Para S8, la pérdida de suministro a nivel sistémico también aparece solo en el año 2029. En este caso, un 3.48% del total de combinaciones (k, O_j) de ese año presenta ENS a nivel sistémico, pero debajo de lo presente en S7 para el mismo año.

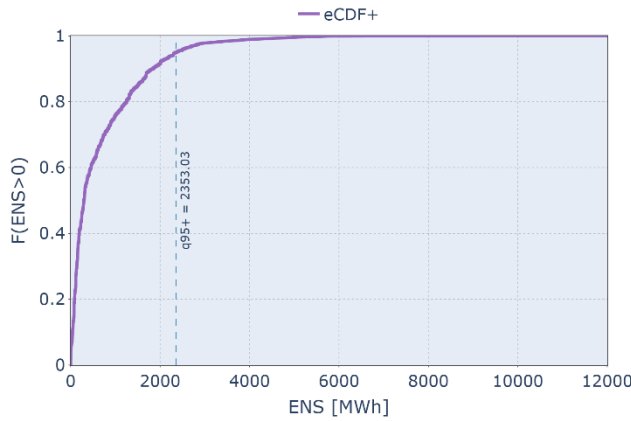


Figura 58: Distribución acumulada empírica de ENS, para S5. Parámetros: $\tau_{u_l}=10$ [h], $K=1,2$ antes, modelo de falla correlacionada.

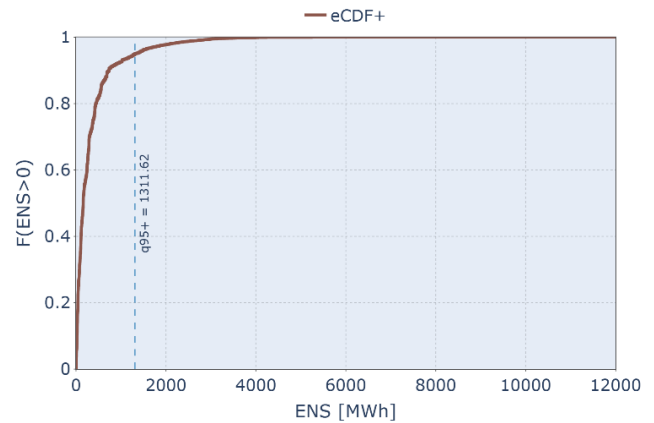


Figura 59: Distribución acumulada empírica de ENS, para S6. Parámetros: $\tau_{u_l}=5$ [h], $K=1,2$ antes, modelo de falla correlacionada.

En términos generales, las alternativas de modelado del efecto del cambio climático sobre la exposición meteorológica del sistema en estudio también conllevan diferentes impactos visibles en el comportamiento de distribuciones empíricas, como se puede ver en la Figura 58 (S5) y Figura 59 (S7). En S5, la curva presenta un crecimiento más continuo y una cola más extendida hacia valores altos de ENS, lo que indica una mayor variedad de magnitudes asociadas a los casos con déficit sistémico. En S7, en cambio, la distribución presenta un comportamiento más escalonado, con acumulaciones más marcadas en ciertos rangos de magnitudes de ENS. Esto es coherente con las alternativas de aplicación del factor K : cuando es aplicado antes de la generación de escenarios de vulnerabilidad, el conjunto de O_j con ENS se distribuye en un espectro más amplio de magnitudes hasta 4 veces mayor que lo visto en los casos S1 a S4. Cuando el factor K es aplicado después, se observa una concentración más

acotada de instancias de déficit en rangos más específicos que los vistos en el caso de S5, con magnitudes hasta 4 veces mayores que las observadas en los casos S1 a S4.

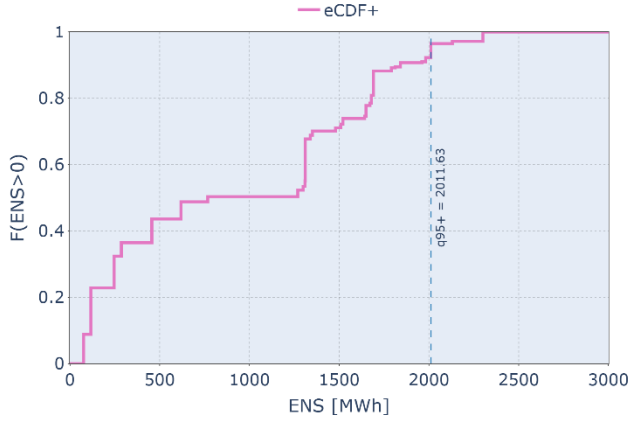


Figura 60: Distribución acumulada empírica de ENS, para S7. Parámetros: $\tau_{ul}=10$ [h], $K=1,2$ después, modelo de falla correlacionada.

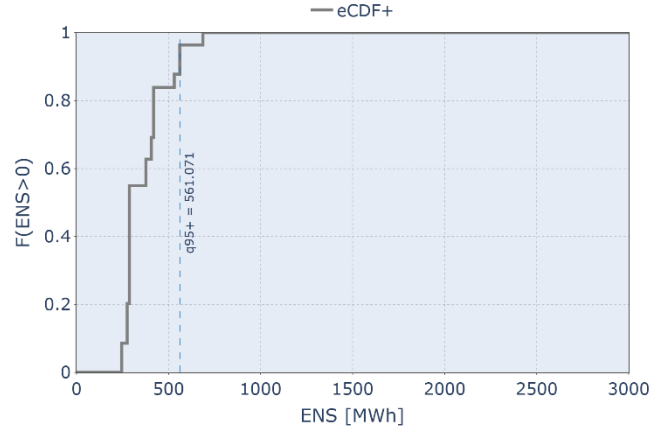


Figura 61: Distribución acumulada empírica de ENS, para S8. Parámetros: $\tau_{ul}=5$ [h], $K=1,2$ después, modelo de falla correlacionada.

La variación de τ_{ul} entre pares de casos análogos, tales como S1-S2, S5-S6, S7-S8, también impacta en el comportamiento de sus distribuciones empíricas. En el par S1-S2, esta comparación resulta poco representativa en términos de forma, dado que ambos casos presentan total de combinaciones (k, O_j) con déficit sistémico bastante reducida. En cambio, las diferencias entre S5 (Figura 58) y S6 (Figura 59) son muy notorias en cuanto a la distribución de sus datos, aunque no son uniformes a lo largo de toda sus distribuciones: en magnitudes muy bajas de ENS la brecha es cercana al 1%; para tramos intermedios S6 presenta entre 16-20% más acumulación de instancias de ENS que S5; y finalmente vuelve a disminuir hacia la parte alta de la distribución, con diferencias del orden de 6%, disminuyendo hasta 2% en los mayores niveles de déficit sistémico en dichos casos de estudio. En el par S7-S8, la diferencia entre ellas tampoco presenta un comportamiento uniforme a través de sus respectivas distribuciones: en los niveles más bajos de ENS, S7 (Figura 60) acumula una mayor proporción de combinaciones (k, O_j) con déficit sistémico que S8 (Figura 61), con una brecha cercana a 24%; invirtiéndose dicha relación en tramos intermedios, ya que S8 presenta alrededor de 40-50% más de acumulación de instancias de ENS

sistémico en contraste de S7, diferencia que va disminuyendo hacia los niveles más altos de energía no suministrada observados entre ambos casos.

La Tabla 3 sintetiza los efectos descritos a través del valor esperado de ENS sistémica por contingencia, calculado según la ecuación (67) sobre la totalidad de O_j producidos en cada caso de estudio.

Tabla 3: Valor esperado de ENS sistémica por O_j , por cada caso de estudio.

Caso	$\mathbb{E}[ENS_{sist}]$ [MWh]
S1	0.15
S2	0.01
S3	0.52
S4	9.25
S5	31.25
S6	8.99
S7	10.23
S8	1.9

De los valores mostrados, se observa que el paso desde un modelo de falla independiente (S1) hacia uno correlacionado (S3) y, posteriormente, hacia uno de modo común (S4) eleva la EENS en órdenes de magnitud crecientes, alcanzando 9.25 [MWh] en S4, frente a 0.15 [MWh] en S1. La incorporación del factor K refleja una variación de orden similar, ya que, aplicado antes de la generación de escenarios eleva la EENS hasta 31.25 [MWh] en S5, mientras que aplicado después la mantiene en 10.23 [MWh] en S7. Adicionalmente, los pares S1-S2, S5-S6 y S7-S8 reflejan el efecto de la variación de τ_{u_i} , al observarse que tiempos de restauración más cortos reducen la EENS, sin eliminar los déficits asociados a los eventos más severos. Estos resultados, expresados de forma agregada, son consistentes con las diferencias observadas a través de las distribuciones empíricas y motivan focalizar el análisis posterior, sobre los eventos de mayor severidad dentro de cada caso de estudio.

Para focalizar el análisis, se identifica como subconjunto crítico a las instancias $(k, O_j, \text{año})$ ubicadas en la cola superior de cada distribución, considerándose críticas aquellas con ENS a nivel sistémico, superior al percentil 95 calculado sobre los valores no nulos de ENS. Este criterio permite recoger eventos que,

además de producir déficit sistémico, se ubican dentro de los escenarios de mayor severidad observados para cada caso.

A partir de este subconjunto, la Tabla 4 presenta por cada caso de estudio una muestra de las instancias con los mayores niveles de ENS sistémica, con sus respectivos índices de desempeño, definidos en la sección 3.4.1.

Tabla 4: Índices de desempeño por caso crítico considerado.

Caso	O_j	Año	I_{ENS}	I_{CT}	I_{PR}	I_V	I_E
S1	22	2029	0.0018	36.217	0.8471	0.1572	0
S2	29	2029	0.0069	172.315	0.8435	0.1698	0
S3	26	2029	0.0183	288.110	0.8324	0.0291	0
S3	25	2029	0.0154	288.110	0.8270	0.1525	0
S4	12	2029	0.0183	288.110	0.7612	0.1117	0
S4	10	2029	0.0183	288.110	0.8348	0.0274	0
S5	43	2022	0.0214	22.716	0.9194	0.0778	1.0033
S5	86	2023	0.0199	13.972	0.9050	0.0765	0.9402
S5	198	2025	0.0327	27.582	0.7480	0.2199	1.5467
S5	276	2028	0.0218	25.089	0.9117	0.0265	0.3319
S5	315	2029	0.0088	214.459	0.7465	0.2510	18.4468
S5	414	2030	0.0103	261.721	0.8107	0.2006	30.4763
S6	54	2022	0.0227	23.618	0.9044	0.0960	0.9109
S6	100	2023	0.0126	9.020	0.9042	0.0701	0.8981
S6	327	2028	0.0164	32.312	0.8710	0.0952	0.6148
S6	377	2029	0.0095	233.371	0.8241	0.2083	0.6166
S7	51	2029	0.0154	288.527	0.8444	0.1385	1.0276
S8	52	2029	0.0080	164.936	0.8185	0.1931	6.6244

Los índices de desempeño deben entenderse como señales propias de operación a nivel sistémico por cada (O_j , año), al implicar diferencias en la composición relativa del despacho, vertimiento, nivel de emisiones y del costo operativo durante la respectiva contingencia.

En cuanto a los casos S1 a S4, todos presentan I_E nulo, coherente con que durante la ocurrencia de sus respectivas contingencias, no participa generación

de tecnologías emisoras. Sin embargo, I_{ENS} sí muestra el efecto del tipo de modelo de falla considerado: pasa desde 0.18% en S1, a 0.69% en S2, y se ubica entre 1.54% y 1.83% en S3 y S4. Es decir, considerar un modelo de falla más severo en el modelo de caídas de líneas de transmisión, como el correlacionado o el de modo común, eleva el déficit sistémico relativo de las instancias críticas en casi un orden de magnitud respecto del modelo independiente, sin que para ello el sistema requiera recurrir al respaldo de tecnologías fósiles. En estos cuatro casos, el costo total de operación durante cada contingencia queda sostenido en más de un 98% por la penalización asociada a ENS, y la fracción restante, atribuida al costo de generación, descansa casi por completo en solar de concentración (o CSP, por sus siglas en inglés), con participaciones cercanas al 97% en S1 y al 98% en S2.

Donde sí aparecen diferencias relevantes entre las contingencias retenidas para S1-S4 es en el comportamiento del vertimiento. En la contingencia asociada a S1, el total vertido se reparte de forma balanceada entre las tecnologías solar fotovoltaica, CSP y eólica, con participaciones de 40%, 36% y 24%, respectivamente. En S2, en cambio, la tecnología solar fotovoltaica gana peso hasta cerca de 47%, seguida por eólica con 35% y CSP con 17%. El efecto se vuelve más claro al comparar las cuatro contingencias retenidas de S3 y S4, cuyo I_{ENS} e I_{CT} son prácticamente idénticos entre sí: en uno de los eventos del caso S3, la tecnología eólica concentra cerca de 46% del vertimiento, mientras que en la otra, ese liderazgo lo toma CSP con cerca de 48%. En S4, una de sus instancias críticas reparte el vertimiento entre las tres tecnologías renovables (eólica 47%, CSP 36%, solar fotovoltaica 17%), mientras que la otra concentra cerca de 86% en eólica. Es decir, eventos con I_{ENS} e I_{CT} equivalentes no necesariamente cuentan con generación renovable del mismo modo, lo que ya muestra que el comportamiento del sistema durante cada contingencia depende no solo de la magnitud del déficit, sino también de la distribución espacial de las líneas afectadas.

A partir de S5 y S6, donde se incorpora el factor K , las instancias críticas retenidas ya sí presentan generación emisora durante sus respectivos eventos. En el evento O_j asociado a S5 en 2022, el costo de generación equivale a cerca de 5% del costo total de operación del evento, sostenido por carbón en un 58% y diésel en un 29%. En la instancia de 2023, ese costo de generación sube a 6% del total, con tecnología a carbón liderando con cerca de 48% y la participación conjunta

de gas natural y diésel alcanzando del orden de 44%. Para los casos S6 en 2022 y 2023, el costo de generación durante sus respectivas contingencias se ubica en 4% y 9% del costo total, respectivamente. Esta presencia económica de tecnologías térmicas no se traduce en una participación energética equivalente, ya que una fracción acotada del despacho térmico concentra una porción alta del costo variable, mientras que tecnologías como hidráulica y eólica, sostienen gran parte del despacho durante sus respectivas contingencias.

El comportamiento de I_E a lo largo del horizonte muestra que la incorporación de K no actúa de forma uniforme sobre la respuesta emisora. En las instancias críticas tempranas de S5 y S6, I_E se mueve cercano a la unidad, dado que el caso base de esos años aún contempla operación fósil sobre la cual la respuesta del evento no se aleja significativamente. En contraste, hacia el final del horizonte, donde el parque generador proyectado en el sistema de estudio ya se encuentra mayormente descarbonizado, I_E alcanza sus mayores valores aun cuando I_{ENS} disminuye respecto de los años anteriores. Esto ocurre porque cualquier generación emisora que se encuentre operativa dentro de una contingencia, aun cuando sea pequeña, contrasta con un sistema base prácticamente sin emisiones. El vertimiento dentro de estas mismas instancias también responde al año: en S5 para 2022 se reparte por mitades entre las tecnologías solar fotovoltaica y eólica; hacia 2023 la primera concentra cerca de 72% del vertimiento; y en S6 para 2029 vuelve a cambiar el perfil y queda dominado por solar fotovoltaica con cerca de 55%, seguida por CSP y eólica con participaciones del orden de 23% cada una.

Por último, el efecto de τ_{u_l} sobre las instancias críticas retenidas se hace visible al comparar el par S7-S8. I_{ENS} baja desde 1.54% en S7 hasta 0.80% en S8, mientras que I_E sube desde valores cercanos a la unidad hasta uno bastante mayor, y la participación de la tecnología gas natural dentro del costo de generación pasa desde cerca de 50% en S7, a cerca de 80% en S8. Diferencias de este estilo son atribuidas principalmente la variación de τ_{u_l} y los efectos sobre las características propias de sus O_j efectivamente considerados, más que un impacto considerable en la respuesta operativa en el sistema frente a eventos con distintos tiempos de restauración de falla.

4.2.4 Identificación y selección de candidatos para reforzamiento

Hasta ahora, se mostró que la operación del sistema bajo ECE no es idéntica entre casos de estudio, y que el plan de expansión Π^0 obtenido mediante TNEP tradicional, deja al sistema vulnerable bajo distintas formas, dependiendo del modelo de falla por componente, de la interpretación en cuanto al efecto del cambio climático sobre ECE, y del tiempo de restauración ante falla considerados. Sobre esa base, en lo que sigue se evalúan tres alternativas de reforzamiento ya planteadas en el Capítulo 3, aplicadas por separado sobre Π^0 para su posterior estudio de desempeño operativo: la incorporación de baterías en barras con concentración de ENS, el reforzamiento estructural de líneas existentes mediante desplazamiento de sus curvas de fragilidad, y la incorporación de líneas nuevas adicionales al plan Π^0 .

Baterías

En el caso de baterías, la selección de candidatos se realizó a partir de la localización efectiva de la ENS dentro del universo de eventos críticos considerados por caso de estudio, examinando con qué frecuencia cada barra registra ENS no nula a lo largo del universo crítico retenido. En esa revisión, se observó que la barra Candelaria (véase Figura 26) está presente en más del 90% de los casos críticos, mientras que las barras Polpaico y Alto Jahuel aparecen con bastante menor frecuencia, con 11.59% y 10.14%, respectivamente. Esto ya sugiere que, aunque una parte importante del déficit sistémico presentado en cada O_j pueda asociarse a una respuesta localizada, también existen casos en que la criticidad se extiende simultáneamente a más de una barra y, por lo tanto, resulta razonable evaluar alternativas de almacenamiento en más de una sola barra.

La distribución de las principales combinaciones de barras que presentaron ENS de forma simultánea dentro de una misma contingencia, entre todos los casos de estudio, se presentan a continuación:

Tabla 5: Principales configuraciones espaciales observadas en la localización de la ENS, dentro del total de contingencias y casos de estudio considerados.

Barras con ENS	Participación sobre total O_j
Candelaria	75.36%
Kimal	7.25%
Candelaria - Polpaico	7.25%
Candelaria - Alto Jahuel	5.8%
Candelaria – Polpaico - Alto Jahuel	4.35%

La propuesta de baterías a considerar para barras candidatas, fue armada en base a todas las posibles unidades y sus respectivas características físicas, contempladas en el plan Π^0 . El armado de combinaciones posibles de unidades se orientó en balancear la capacidad de prestar apoyo no sólo en eventos donde el déficit sea atribuido a una sola barra, sino también en los eventos en que la afectación sea de naturaleza multibarra. Bajo esta lógica, a modo de probar el desempeño del sistema al considerar una modificación al plan Π^0 , se adoptó el enfoque multibarra que considera el conjunto Candelaria – Polpaico, por corresponder a la configuración multibarra de mayor frecuencia relativa dentro de los casos críticos analizados.

Como modificación a Π^0 , se consideró la inclusión de unidades adicionales de almacenamiento en las barras Candelaria y Polpaico. Tras la simulación de la operación del sistema bajo el nuevo Π^{mod} , a continuación, se presenta una muestra del total de instancias críticas simuladas bajo este cambio, con sus respectivos índices de desempeño, definidos en la sección 3.4.1.

Tabla 6: Índices de desempeño por caso crítico. Π^{mod} considerando almacenamiento.

Caso	O_j	Año	I_{ENS}	I_{CT}	I_{PR}	I_V	I_E
S1	29	2029	0.0183	288.099	0.8368	0.0197	0
S1	6	2022	0	0.948	0.9677	0.0270	0.9655
S2	29	2029	0.0069	172.223	0.8394	0.1705	0
S2	12	2023	0	0.973	0.9372	0.0219	0.9758
S3	26	2029	0.0183	288.099	0.8294	0.0289	0

S3	25	2029	0.0122	227.282	0.8375	0.1431	0
S4	10	2029	0.0183	288.099	0.8323	0.0265	0
S4	11	2029	0.0183	288.099	0.8195	0.0400	0
S5	198	2025	0.0294	24.890	0.7607	0.2065	1.4857
S5	208	2025	0.0289	28.817	0.7781	0.1963	2.1124
S6	54	2022	0.0168	17.356	0.7614	0.2384	0.9229
S6	54	2022	0.0165	17.435	0.9219	0.0788	0.9199
S7	51	2029	0.0122	235.367	0.7667	0.2040	24.8278
S7	51	2029	0.0122	227.694	0.8409	0.1421	1.0114
S8	52	2029	0.0080	164.935	0.8222	0.1920	6.6236
S8	54	2029	0.0109	163.270	0.8852	0.0165	0

En el caso de almacenamiento, el fragmento de instancias presentado en la Tabla 6 muestra que la incorporación de unidades en las barras Candelaria y Polpaico no elimina por completo las instancias con ENS positivas asociadas a contingencias más severas. Los casos S1, S3 y S4 conservan registros de I_{ENS} e I_{CT} numéricamente idénticos entre sí, asociados a contingencias donde el déficit queda concentrado en Candelaria. Esto es indicativo de que, aunque la selección de barras a reforzar responde a la localización observada de la ENS, la capacidad incorporada no resulta suficiente para contener en su totalidad los efectos atribuidos a contingencias por ECE.

Reforzamiento de líneas

La fragilidad asociada a las líneas de transmisión ante contingencias motiva evaluar la consideración de refuerzos estructurales a líneas de transmisión, con el objeto de robustecerla ante ECE. Para efectos de esta tesis, se consideró un refuerzo del 20% sobre las curvas presentes en la Figura 30, valor adoptado como margen de reforzamiento estructural representativo, mientras que se mantuvo la curva de fragilidad asociada a torres considerada en el estudio de la operación del módulo (3). A continuación, se presenta una ilustración del refuerzo considerado.

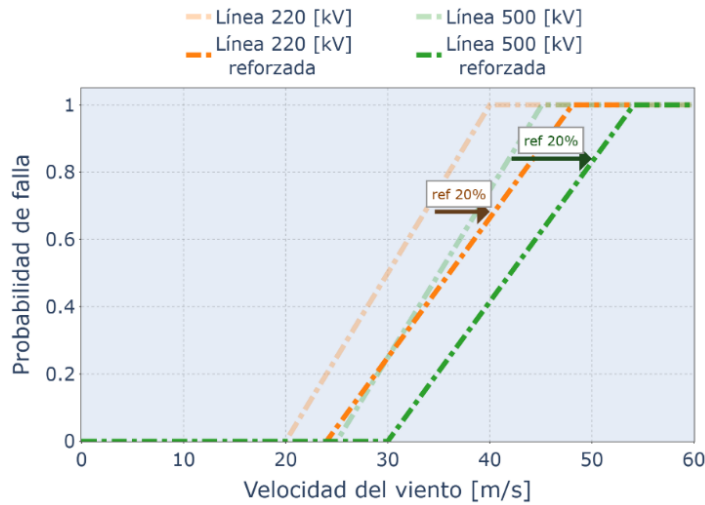


Figura 62: Curvas de fragilidad de líneas de transmisión, en función de $v_{l,d,h}$, basadas del estudio de [9]. Refuerzo del 20% sobre ambas.

La selección de candidatos se realizó a partir del conjunto de casos críticos, revisando el detalle de líneas y circuitos caídos por evento, de manera de identificar qué tramos aparecían de forma más persistente dentro del total de contingencias. Del total de 27 corredores existentes del sistema en estudio, a lo largo de todos los casos críticos, se seleccionó los 7 cuyas líneas existentes presentan los niveles más altos de frecuencia de fallo, para aplicar el refuerzo estructural considerado en esta tesis. La Tabla 7 detalla la información de dichas líneas y su participación relativa dentro del conjunto de casos críticos.

Tabla 7: Corredores de transmisión priorizados para refuerzo estructural, por frecuencia relativa de caída en el conjunto de casos críticos.

Corredor	Tensión [kV]	f_r de caída sobre total de O_j
Candelaria - Alto Jahuel	500	92.75%
Quillota - Polpaico	500	73.91%
Rapel - Alto Jahuel	500	72.46%
Concepción - Nueva Charrúa	500	53.62%
Kimal - NuevaZaldivar	220	23.19%
NuevaPandeAzucar - Polpaico	220	18.84%
LosChangos - NuevaZaldivar	220	18.84%

Vale destacar que, bajo el plan Π^0 , los corredores Quillota - Polpaico, Rapel - Alto Jahuel y Concepción - Nueva Charrúa consideran una línea paralela proyectada a sus líneas existentes, las cuales, al compartir exposición climática de similares características que sus contrapartes existentes, también registraron frecuencias de caída de similares órdenes de magnitud, resultando candidatas naturales a reforzar de la misma manera.

Una primera consecuencia de esta alternativa se presenta directamente sobre la naturaleza de eventos O_j , que involucran líneas que consideran refuerzo estructural. Dado que el desplazamiento de las curvas de fragilidad disminuye la probabilidad de falla de los circuitos reforzados para una misma exposición meteorológica horaria, se reduce el número de fallas de líneas que alcanzan a agruparse dentro de un mismo O_j , cambiando su detalle inicial. La Tabla 8 ilustra dicho efecto, comparando para cada caso de estudio, el conteo promedio de contingencias por año respecto del sistema que no considera refuerzo estructural de líneas.

Tabla 8: Variaciones en conteo promedio de contingencias, posterior a refuerzo estructural de líneas vulnerables.

Caso	$\Delta\%$ total conteo total de O_j
S1	-83.82%
S2	-83.33%
S3	-84.16%
S4	-81.82%
S5	-63.95%
S6	-65.12%
S7	-45.99%
S8	-45.53%

Se observa que la disminución promedio de eventos es transversal a todos los casos de estudio, ubicándose entre un 46% y un 84% de reducción del total de contingencias a enfrentar por el sistema operando bajo ECE. Esta redefinición de O_j ya implica consecuencias positivas para el estudio de operación del sistema considerando refuerzo. Ante una misma exposición meteorológica, el sistema presenta un nivel de robustez más elevado, cambiando de manera generalizada

el conteo total de contingencias y las instancias que aún retienen ENS sistémica por caso de estudio. La evaluación operativa del sistema reforzado se presenta a continuación, a partir de un fragmento del total de contingencias por caso de estudio, en las cuales aún se observa ENS a nivel sistémico, o presente elevados niveles de costo de operación.

Tabla 9: Índices de desempeño por caso crítico. Π^0 , considerando previamente refuerzo de líneas de transmisión.

Caso	O_j	Año	I_{ENS}	I_{CT}	I_{PR}	I_V	I_E
S1	3	2029	0.0183	288.110	0.8394	0.0215	0
S1	4	2030	0	0.943	0.8985	0.1241	1
S2	2	2029	0.0069	172.315	0.8509	0.1571	0
S2	6	2030	0	0.998	0.7868	0.2001	1.5894
S3	4	2030	0	0.981	0.7883	0.2446	1
S3	6	2030	0	0.943	0.7956	0.2256	1
S4	4	2030	0	1.218	0.8792	0.1416	3.9021
S4	4	2030	0	0.981	0.7959	0.2380	1
S5	97	2028	0.0255	43.398	0.8617	0.1062	0.1514
S5	164	2030	0.0099	248.107	0.8202	0.1901	19.0357
S6	11	2021	0.0055	12.183	0.7347	0.2657	0.7761
S6	27	2022	0.0030	6.686	0.8783	0.2036	0.8914
S7	35	2030	0	2.352	0.8612	0.1209	20.0947
S7	36	2030	0	2.199	0.8415	0.1520	20.0947
S8	42	2030	0	4.203	0.8312	0.1719	18.9611
S8	15	2027	0	3.381	0.7090	0.3204	1.0047

Para el caso de refuerzo de líneas, el efecto principal de esta alternativa se evidencia en la modificación general del conjunto de contingencias que efectivamente llegan a la evaluación operativa del sistema. Al reforzar los corredores priorizados (reduciendo su probabilidad de falla efectiva), muchas contingencias a las que se ve enfrentado el sistema no llevan a registros de ENS de manera generalizada, mostrado además en los registros asociados a S3, S4, S7 y S8. Sin embargo, la persistencia de ENS en S1, S2, S5 y S6 muestra que el

refuerzo de líneas considerado no basta para eliminar todos los casos críticos en estudio.

Construcción de líneas paralelas

Para el caso de construcción de líneas paralelas, la selección de candidatos se realizó con un enfoque que, en parte, comparte similitudes con el descrito para el refuerzo de líneas, pero es complementado con la consideración de corredores que, aun permaneciendo en servicio, mantienen una operación al límite de forma sostenida durante contingencias. Para ello, se revisó para cada evento el detalle de líneas y circuitos caídos, además de verificar si bajo Π^0 estos ya consideran construcción de una línea paralela proyectada a sus versiones existentes.

La selección final se concentró sobre el subconjunto de corredores cuya criticidad recurrente bajo contingencia no se acompaña ya de una versión paralela proyectada bajo Π^0 . Luego, estas alternativas se contrastaron con la información de fragilidad asociada a la línea existente por corredor, con el objeto de priorizar aquellas propuestas de alternativas que resultan más consistentes desde el punto de vista conjunto de transferencia y vulnerabilidad estructural.

La Tabla 10 presenta el subconjunto inicial de corredores identificados a partir de este análisis, ordenados por su participación relativa dentro del universo crítico y acompañados del promedio de horas en saturación por evento.

Tabla 10: Corredores con saturación recurrente registrada, dentro del conjunto de casos críticos.

Corredor	Tensión [kV]	Participación relativa sobre total de O_j	Horas promedio en saturación por O_j
Pichirropulli - Nueva Puerto Montt	500	100%	29.3
Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud	500	98.55%	27.9
Lagunas - Kimal	220	88.41%	32.52
Río Malleco - Mulchén	500	69.57%	19.9

Sobre este subconjunto se aplicó como criterio adicional la vulnerabilidad estructural de la línea existente del corredor, ordenándolos desde la menor a la mayor probabilidad de falla, como se presenta a continuación:

Tabla 11: Corredores priorizados para construcción de línea paralela, ordenados por vulnerabilidad estructural de la línea existente.

Corredor	P_f media línea existente	P_f máxima línea existente
Río Malleco - Mulchén	0.04705	0.2055
Lagunas - Kimal	0.0577	0.2549
Pichirropulli - Nueva Puerto Montt	0.0866	0.3112
Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud	0.0897	0.4401

Tras incorporar la construcción de dichas líneas paralelas como modificación a Π^0 , en la Tabla 12, se presenta la evaluación operativa del sistema bajo Π^{mod} , a partir de un fragmento del total de contingencias por caso de estudio, en las cuales aún se observa ENS a nivel sistémico, o presente elevados niveles de costo de operación.

Tabla 12: Índices de desempeño por caso crítico. Π^{mod} considerando líneas nuevas.

Caso	O_j	Año	I_{ENS}	I_{CT}	I_{PR}	I_V	I_E
S1	23	2029	0.0018	36.217	0.8509	0.1538	0
S1	37	2030	0	0.981	0.7954	0.2387	1
S2	37	2029	0	0.980	0.9201	0.0825	1
S2	13	2023	0	0.973	0.9402	0.0187	0.9758
S3	25	2029	0.0154	288.110	0.8362	0.1379	0
S3	26	2029	0.0183	288.110	0.8443	0.0163	0
S4	10	2029	0.0183	288.110	0.8438	0.0164	0
S4	12	2029	0.0183	288.110	0.8374	0.0238	0
S5	203	2025	0.0327	27.582	0.7522	0.2155	1.5467
S5	209	2025	0.0344	33.965	0.7518	0.2308	2.0063
S6	54	2022	0.0191	19.638	0.7599	0.2399	0.9321
S6	58	2022	0.0184	19.028	0.7573	0.2422	0.8878

S7	51	2029	0.0154	296.195	0.7599	0.2108	24.8278
S7	47	2029	0.0143	289.683	0.8230	0.1749	4.6304
S8	54	2029	0.0080	164.936	0.8232	0.1804	6.6262
S8	45	2029	0.0070	163.431	0.8462	0.2066	0.6054

En cuanto a la construcción de líneas nuevas, la influencia de esta alternativa no se presenta de manera uniforme a través de todos los casos de estudio. En S2, las instancias mostradas presentan I_{ENS} nula con valores de I_{CT} cercanos a la unidad. En S3 y S4, en cambio, la alternativa no modifica el nivel de ENS de las contingencias retenidas de manera sustancial respecto a lo mostrado en la Tabla 4 bajo los mismos casos de estudio, pero sí mejora señales asociadas a la generación renovable, observándose mayores valores de I_{PR} y menores valores de I_V en varias de las instancias mostradas. Esto sugiere que, la redundancia topológica propuesta puede mejorar el desempeño operativo de la red, aunque su efecto sobre la ENS depende de si los corredores incorporados frecuentemente coinciden con la restricción dominante de contingencias.

Análisis conjunto de alternativas

Ya presentadas las tres alternativas de refuerzo evaluadas, corresponde su análisis integral sobre el espectro de los ocho casos de estudio, tomando como referencia el desempeño del sistema bajo ECE con Π^0 . Los casos de estudio que incorporan el factor K aplicado antes de la generación de escenarios de vulnerabilidad, concentran la mayor cantidad de eventos críticos enfrentados por el sistema y los mayores niveles de EENS por contingencia, mientras que los casos el factor K aplicado después, presentan volúmenes considerablemente menores y niveles intermedios de severidad. Los casos S1 a S3, exceptuando S4 con modelo de falla de modo común, registran los menores valores de ENS esperada por contingencia, lo que es esperable dado los volúmenes de eventos críticos también más bajos del espectro. Este gradiente entre representaciones del cambio climático queda como referencia operativa sobre la cual se contrasta cada alternativa.

La incorporación de unidades de almacenamiento en Candelaria y Polpaico entrega su mayor aporte en los casos con K aplicado antes, donde existe un gran número de casos críticos y los déficits ocurren con frecuencia en la zona del respaldo dispuesto. En estos casos, la ENS promedio del subconjunto crítico se

reduce respecto al sistema sin refuerzos. Vale destacar que esta alternativa también reduce el vertimiento renovable en todos los casos evaluados, lo cual conversa con una menor presencia de tecnologías térmicas de respaldo durante los eventos. En cambio, los casos S2, S4 y S8 no presentan cambios significativos en la ENS promedio del subconjunto crítico, lo que es consistente con la naturaleza localizada del respaldo evaluado.

Para el refuerzo estructural de líneas, el contraste no es directo en términos de magnitudes promedio, dado que la regeneración del universo Monte Carlo entrega un conjunto crítico distinto al original. La lectura relevante se obtiene de la geometría de dicho conjunto: la reducción transversal del volumen de contingencias retenidas, ya cuantificada en la Tabla 8, va acompañada de la eliminación de ENS sistémica dentro del subconjunto crítico residual en los casos S3, S4, S7 y S8. Por su parte, los casos S1 y S2 conservan apenas unos pocos eventos de cola con ENS elevada, que corresponden a los percentiles más extremos de una distribución ya considerablemente aplanada por la disminución de probabilidad de falla. En los casos S5 y S6, la ENS permanece, pero con un volumen de eventos retenidos significativamente menor que el del sistema sin refuerzos. Es decir, robustecer las líneas priorizadas no elimina la cola severa de los casos con K antes, pero sí cambia tanto el conjunto de contingencias que el sistema alcanza a enfrentar como su severidad relativa.

En cuanto a la construcción de líneas paralelas, la inclusión de los 4 corredores priorizados en Π^0 , modifica visiblemente la respuesta del sistema en los casos S1 y S2, donde la criticidad observada respondía principalmente a restricciones de transferencia y no en gran medida a indisponibilidad de la red. En el resto de casos de estudio, donde el déficit responde a contingencias atribuidas a la naturaleza del modelo de falla correlacionado o de modo común, la incorporación de redundancia topológica no modifica de forma sustancial los niveles de ENS, aunque se aprecian mejoras puntuales en las señales de generación renovable, según lo descrito anteriormente. Lo anterior, es coherente con el criterio que orientó la selección de los corredores candidatos refuerzo: priorizar aquellos con saturación recurrente y vulnerabilidad estructural de su línea existente, sin pretender resolver el problema más allá del componente de transferencia.

Tomando en conjunto las 3 alternativas, cada una entrega un aporte distinto y trazable al desempeño del sistema, sin que ninguna domine universalmente

sobre las otras dos. BESS aprovecha el déficit localizado y el vertimiento renovable disponible; el refuerzo estructural reduce el volumen de contingencias que el sistema debe enfrentar ante exposición meteorológica y, en buena parte de los casos, elimina la cola residual; las líneas paralelas resuelven el cuello de botella de transferencia donde efectivamente este existe. Las tres alternativas de refuerzo, se incorporaron sobre Π^0 sin sustituir el plan de expansión obtenido por TNEP tradicional, lo que evidencia que existe un espacio operativo de mejora más allá de dicho plan, alcanzable mediante refuerzos identificados a partir de la información operativa generada por el propio ciclo metodológico propuesto. Además, las diferencias observadas en la respuesta de cada alternativa entre los ocho casos confirman que los supuestos de modelación adoptados, en sus dimensiones de modelo de falla por componente, representación del cambio climático sobre la exposición meteorológica y tiempo de restauración, condicionan no solo el desempeño base del sistema, sino también el comportamiento operativo que cada refuerzo entrega en respuesta.

5. Conclusiones

En este capítulo se sintetizan los principales hallazgos del trabajo, en relación con la hipótesis general y las hipótesis específicas planteadas en el Capítulo 1. Adicionalmente, se presentan las limitaciones del alcance adoptado y se discuten líneas de trabajo futuro que se desprenden del análisis realizado.

5.1 Sobre la propuesta

El presente trabajo desarrolló una metodología para la planificación resiliente de la expansión de la transmisión, organizada en cuatro módulos que acoplan la caracterización climática, la planificación multianual bajo criterios tradicionales, la simulación operacional del sistema bajo ECE y la identificación de refuerzos al sistema con criterios trazables sobre la información obtenida en el ciclo. La estructura iterativa permite que cada módulo genere el insumo requerido por el siguiente, sin sacrificar la realimentación entre la evaluación de desempeño y la actualización del plan de expansión. La metodología quedó implementada y ejecutada de extremo a extremo, lo que permite afirmar que el enfoque propuesto es operacionalmente viable y que, en su versión actual, entrega refuerzos priorizados con criterios defendibles a partir del propio comportamiento operativo del sistema bajo ECE.

Vale destacar que, aunque el desarrollo se centró en tormentas de viento extremo como evento climático de estudio, la estructura general de la metodología no presenta dependencias específicas con la naturaleza del ECE considerado. Lo anterior abre la posibilidad de extender el procedimiento a otros eventos extremos, tales como inundaciones, incendios o sismos, sustituyendo el módulo (1) por el correspondiente a la amenaza de interés y manteniendo el resto del ciclo. Adicionalmente, el procedimiento es compatible con la incorporación simultánea de múltiples eventos climáticos, en la medida que se disponga de las curvas de fragilidad correspondientes para los componentes del sistema.

5.2 Sobre la aplicación al SEN

La aplicación de la metodología al SEN, considerando como ECE las tormentas

de viento extremo sobre la infraestructura de transmisión, entregó un plan de expansión Π^0 obtenido bajo criterios tradicionales y un conjunto de ocho casos de estudio que cubren combinaciones representativas de modelos de falla por componente, representaciones del cambio climático y tiempos de restauración. La evaluación operativa del sistema bajo ECE ante cada uno de estos casos de estudio, evidenció que Π^0 al ser un plan óptimo desde una formulación TNEP tradicional, deja al sistema con vulnerabilidades operativas concretas frente a contingencias inducidas por ECE, en magnitudes y geometrías que dependen de los supuestos de modelación adoptados.

A partir de esta caracterización, se evaluaron tres alternativas de reforzamiento: la incorporación de baterías en barras con concentración frecuente de ENS, el refuerzo estructural de líneas con frecuencia de caída más alta dentro del subconjunto crítico, y la construcción de líneas paralelas en corredores con saturación recurrente y sin versión paralela proyectada en Π^0 . Cada alternativa se seleccionó con criterios trazables sobre los resultados operativos del sistema sin refuerzos, considerando información agregada de los ocho casos de estudio sin reducirse al más severo del conjunto. La evaluación operativa del sistema bajo cada versión de Π^{mod} mostró que las tres alternativas modifican la respuesta sistémica de formas distintas y complementarias, consistentes con los criterios que orientaron su selección.

5.3 Sobre las hipótesis planteadas

El procedimiento desarrollado en el Capítulo 3 e implementado en el Capítulo 4, sostiene la hipótesis general en el alcance del caso de estudio realizado: la caracterización de contingencias inducidas por viento extremo bajo distintos supuestos de modelación, la evaluación del desempeño del sistema mediante un conjunto explícito de índices y la derivación de tres alternativas de reforzamiento aplicadas sobre Π^0 muestran que la herramienta propuesta efectivamente permite identificar y priorizar refuerzos en los SEP.

Respecto a H1, la evidencia operativa generada en el Capítulo 4 muestra que las tres alternativas evaluadas mejoran la robustez del sistema frente a ECE. El refuerzo estructural redujo entre un 46% y un 84% el conteo de contingencias enfrentadas por el sistema, según lo que se muestra en la Tabla 8. Las unidades de baterías adicionales consideradas efectivamente redujeron la ENS promedio

del subconjunto crítico, en los casos donde la concentración recurrente de déficit en las barras seleccionadas era alta. La construcción de líneas paralelas modificó la respuesta del sistema en los casos donde el cuello de botella era de transferencia. Adicionalmente, las tres alternativas se incorporaron como modificación aditiva sobre Π^0 , sin sustituir las decisiones de inversión del plan ya optimizado por TNEP tradicional, lo que es consistente con un esquema en que los refuerzos resilientes se evalúan como ajustes sobre el óptimo económico previo.

Sobre H2, la comparación entre los casos S5 y S7, que comparten estructura de modelo de falla y tiempo de restauración τ_{ul} , pero difieren en cómo se aplica el factor K , sostiene la hipótesis de manera directa. La EENS por contingencia reportada en la Tabla 3 es del orden de tres veces superior en S5 que en S7. Adicionalmente, sus distribuciones empíricas de ENS, mostradas en la Figura 58 y la Figura 60, difieren tanto en cola como en escalonamiento, lo que confirma que la representación del cambio climático modifica la geometría del impacto sistémico. Esta diferencia se proyecta sobre la priorización: los criterios que orientaron la selección de las tres alternativas, basados en frecuencias agregadas sobre el subconjunto crítico de los ocho casos, generan consecuencias positivas de amplitud destacada en los casos con K aplicado antes, donde el volumen de eventos críticos es mayor, y consecuencias también positivas, aunque de amplitud diferente, en los casos con K aplicado después. Si la priorización se hubiera realizado solo bajo una de las dos representaciones, el conjunto de barras y corredores priorizados habría diferido.

En cuanto a H3, la validación directa proviene de la Tabla 3. El paso desde un modelo de falla independiente (S1, EENS = 0.15 [MWh]) hacia uno correlacionado (S3, EENS = 0.52 [MWh]) y luego hacia uno de modo común (S4, EENS = 9.25 [MWh]) eleva la EENS por contingencia en órdenes de magnitud crecientes, sin variación en otros parámetros de modelación. Por su parte, las tres alternativas seleccionadas a partir del subconjunto crítico agregado de los ocho casos entregan consecuencias positivas de amplitud destacada en los casos con modelos de falla menos severos (S1, S2, S3) y consecuencias más moderadas en los casos con modo común (S4) y con K aplicado antes (S5, S6). Por lectura inversa, el dimensionamiento que resulta suficiente para los casos con modelos de falla menos severos no requiere replicar la severidad de los supuestos de modo

común para entregar respuesta operativa significativa, lo que confirma que asumir modo común como representación única de las fallas conduce a refuerzos cuyo dimensionamiento excede el estrictamente necesario para los casos con modelos de falla más realistas.

Relativo a H4, el estudio operativo entrega un matiz respecto a la formulación original. La incorporación de baterías mostró su mayor reducción relativa de ENS promedio en S6, caso con K aplicado antes y $\tau_{u_l} = 5$ [h], donde los eventos son recurrentes y el respaldo localizado en Candelaria y Polpaico encuentra oportunidad repetida de aplicarse. En S5, con la misma representación de cambio climático, pero con $\tau_{u_l} = 10$ [h], BESS también reduce la ENS promedio, aunque en menor proporción relativa. Por su parte, las alternativas estructurales son las que entregan mayor respuesta en los casos donde el mecanismo de cada una cubre la geometría del evento. El refuerzo estructural elimina la ENS dentro del subconjunto crítico bajo Π^{mod} en los casos S3, S4, S7 y S8, donde la reducción de la probabilidad de falla efectiva alcanza para cortar las contingencias críticas antes de su materialización. La construcción de líneas paralelas adicionales a Π^0 resuelven la criticidad de S1 y S2, donde el cuello de botella era principalmente de transferencia y no de indisponibilidad de la red. La lectura validable dentro del alcance del trabajo confirma que el tipo de cuello de botella operativo y la naturaleza de las contingencias, condicionan cuál alternativa entrega una mejor respuesta, refinando la asociación inicialmente planteada entre BESS, refuerzo estructural y el régimen de restauración.

5.4 Limitaciones y trabajo futuro

El presente trabajo se enfocó en demostrar que el ciclo metodológico propuesto permite incorporar el impacto de ECE de forma exógena al TNEP tradicional, así como identificar refuerzos con criterios trazables sobre el comportamiento operativo del sistema. Sobre esa base, se identifican direcciones de trabajo futuro que extienden el análisis realizado.

En primer lugar, el dimensionamiento de cada alternativa se realizó sobre la base de información agregada del subconjunto crítico de los ocho casos de estudio. Una extensión natural del trabajo consiste en evaluar dimensionamientos diferenciados por caso, lo que entregaría 24 combinaciones de Π^{mod} entre las tres alternativas y los casos de estudio S1 a S8. Este tipo de

estudio permitiría caracterizar de forma más completa cómo cada supuesto de modelación modifica el refuerzo correspondiente y abordar la pregunta de cuál es la mejor combinación de unidades BESS, qué conjunto de líneas reforzadas es óptimo, y qué expansión de líneas paralelas optimiza la respuesta operativa del sistema en cada caso de estudio, análisis cuya extensión excede el alcance del presente trabajo.

En segundo lugar, la sensibilidad al desplazamiento del 20% adoptado sobre las curvas de fragilidad no fue evaluada en detalle. Variaciones en este margen modificarían las probabilidades de falla efectivas y, por consecuencia, el subconjunto crítico filtrado bajo Π^{mod} , lo que abre un espacio adicional de análisis. De forma análoga, las configuraciones posibles para BESS contempladas en el Capítulo 4 corresponden a un subconjunto de las opciones disponibles. Otras combinaciones de barras, capacidades y tiempos de descarga, eventualmente acompañadas de un análisis económico explícito, podrían ofrecer respuestas distintas.

En tercer lugar, la inclusión de otras tecnologías flexibles complementarias al conjunto de alternativas evaluadas, tales como FACTS, DTR o *line switching*, expandiría el espacio de soluciones disponibles para mejorar la resiliencia del sistema bajo ECE y permitiría una caracterización más fina de los rangos de eficacia relativa entre opciones flexibles y refuerzos estructurales.

Y para finalizar, la extensión de la metodología a otros eventos climáticos extremos distintos al viento, tales como inundaciones, incendios o sismos, así como la incorporación conjunta de múltiples eventos, queda como línea de investigación con base directa en la generalidad estructural de la propuesta metodológica estudiada y puesta en práctica.

Agradecimientos

Powered@NLHPC: las simulaciones computacionalmente intensivas requeridas para el desarrollo de esta tesis fueron ejecutadas sobre la infraestructura de supercómputo del Laboratorio Nacional de Computación de Alto Rendimiento (NLHPC, ECM-02) [87].

6. Bibliografía

- [1] M. Panteli and P. Mancarella, “Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies,” *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 259–270, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.06.012.
- [2] G. Hawker, K. Bell, J. Bialek, and C. MacIver, “Management of extreme weather impacts on electricity grids: an international review,” Jul. 01, 2024, *Institute of Physics*. doi: 10.1088/2516-1083/ad3f6a.
- [3] H. Ritchie and P. Rosado, “Natural Disasters,” *Our World in Data*, 2022, [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/natural-disasters-by-type?country=Drought~Flood~Earthquake~Extreme+weather~Extreme+temperature~Landslide~Glacial+lake+outburst+flood~Dry+mass+movement~Wet+mass+movement~Fog#reuse-this-work>
- [4] M. R. Allen-Dumas Binita KC Colin I Cunliff, “Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods,” Aug. 2019. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/scitech/>
- [5] University of Cambridge, “Climate Change: Implications for the Energy Sector,” 2014. [Online]. Available: www.worldenergy.org
- [6] National Grid Electricity Transmission, “Climate Change Adaptation Report,” 2021. [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.com/electricity-transmission/document/143211/download>
- [7] P. Campbell. Johnston, J. Frazier. Gomez, and B. Laplante, “Climate risk and adaptation in the electric power sector,” Asian Development Bank, 2012. Accessed: Sep. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/29889/climate-risks-adaptation-power-sector.pdf>

- [8] Cabinet Office, "Keeping the Country Running: Natural Hazards and Infrastructure A Guide to improving the resilience of critical infrastructure and essential services," London, Oct. 2011. [Online]. Available: www.cabinetoffice.gov.uk/ukresilience
- [9] 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, Sep. 2017, doi: 10.1109/JSYST.2015.2389272.
- [10] R. Billinton and K. Bollinger, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1968.
- [11] R. Billinton, "Extreme adverse weather modeling in transmission and distribution system reliability evaluation," 2002. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/228992671>
- [12] R. Billinton and J. Acharya, "CONSIDERATION OF MULTI-STATE WEATHER MODELS IN RELIABILITY EVALUATION OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEMS," 2005. doi: 10.1109/CCECE.2005.1557007.
- [13] R. Billinton, I. Fellow, L. Wenyuan, and I. Senior Member Power, "A NOVEL METHOD FOR INCORPORATING WEATHER EFFECTS IN COMPOSITE SYSTEM ADEQUACY EVALUATION," *Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, 1991.
- [14] Y. Liu and C. Singh, "A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 145–152, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2050219.
- [15] M. A. Rios, D. S. Kirschen, D. Jayaweera, D. P. Nedic, and R. N. Allan, "Value of security: Modeling time-dependent phenomena and weather conditions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 543–548, Aug. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.800872.
- [16] P. Wang and R. Billinton, "Reliability Cost/Worth Assessment of Distribution Systems Incorporating Time-Varying Weather Conditions and Restoration Resources," 2002.

- [17] K. Alvehag and L. Söder, "A reliability model for distribution systems incorporating seasonal variations in severe weather," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 910–919, Apr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2090363.
- [18] PELP, "Planificación Energética de Largo Plazo," Ministerio de Energía. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional, "Propuesta preliminar de expansión de la transmisión," 2024. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Preliminar-PET2024.pdf>
- [20] Comisión Nacional de Energía, "INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2023," Chile, May 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/ITF-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2023.pdf>
- [21] S. Chandramowli and F. F. Felder, "Climate change and power systems planning-opportunities and challenges," *Electricity Journal*, vol. 27, no. 4, pp. 40–50, 2014, doi: 10.1016/j.tej.2014.04.002.
- [22] F. H. Jufri, V. Widiputra, and J. Jung, "State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies," Apr. 01, 2019, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.017.
- [23] A. M. Stankovic *et al.*, "Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 5, pp. 4774–4787, Sep. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3212688.
- [24] A. Serrano-Fontova *et al.*, "A Comprehensive Review and Comparison of the Fragility Curves Used for Resilience Assessments in Power Systems," 2023, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/ACCESS.2023.3320579.

- [25] R. Dawson, "Resilient Electricity Networks for Great Britain (RESNET).," 2011, [Online]. Available: <https://tyndall.ac.uk/projects/resnet-resilient-electricity-networks-for-great-britain/>
- [26] M. Panteli, C. Pickering, S. Wilkinson, R. Dawson, and P. Mancarella, "Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3747–3757, Sep. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2641463.
- [27] X. Fu and H. N. Li, "Uncertainty analysis of the strength capacity and failure path for a transmission tower under a wind load," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 173, pp. 147–155, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.jweia.2017.12.009.
- [28] J. Xue, F. Mohammadi, X. Li, M. Sahraei-Ardakani, G. Ou, and Z. Pu, "Impact of transmission tower-line interaction to the bulk power system during hurricane," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 203, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ress.2020.107079.
- [29] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatziargyriou, "Metrics and Quantification of Operational and Infrastructure Resilience in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, Nov. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2664141.
- [30] M. R. Jamieson, G. Strbac, and K. R. W. Bell, "Quantification and visualisation of extreme wind effects on transmission network outage probability and wind generation output," *IET Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 112–122, Apr. 2020, doi: 10.1049/iet-stg.2019.0145.
- [31] L. Ma, P. Bocchini, and V. Christou, "Fragility models of electrical conductors in power transmission networks subjected to hurricanes," *Structural Safety*, vol. 82, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.strusafe.2019.101890.
- [32] C. Zhao, N. Yu, Y. Oz, J. Wang, and Y. L. Mo, "Seismic fragility analysis of nuclear power plant structure under far-field ground motions," *Eng. Struct.*, vol. 219, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.engstruct.2020.110890.

- [33] R. Bustamante, G. Mosqueda, and M. Kim, "Enhanced Seismic Protection System for an Emergency Diesel Generator Unit," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 5, Mar. 2022, doi: 10.3390/en15051728.
- [34] N. H. Dinh, J. Y. Kim, S. J. Lee, and K. K. Choi, "Seismic vulnerability assessment of hybrid mold transformer based on dynamic analyses," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 9, no. 15, Aug. 2019, doi: 10.3390/app9153180.
- [35] S. A. Zareei, M. Hosseini, and M. Ghafory-Ashtiany, "Evaluation of power substation equipment seismic vulnerability by multivariate fragility analysis: A case study on a 420 kV circuit breaker," *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, vol. 92, pp. 79–94, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.soildyn.2016.09.026.
- [36] J. Bao *et al.*, "Resilience-Oriented Transmission Line Fragility Modeling and Real-Time Risk Assessment of Thunderstorms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2363–2373, Aug. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3066157.
- [37] S. Dian *et al.*, "Integrating Wildfires Propagation Prediction Into Early Warning of Electrical Transmission Line Outages," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 27586–27603, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2894141.
- [38] E. Zio, *The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis*, 1st ed. Springer London, 2013. doi: <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4588-2>.
- [39] T. Cruse, *Reliability-Based Mechanical Design*. CRC Press, 1997. [Online]. Available: https://books.google.cl/books?id=JQaLK6_ymmIC
- [40] S. Raychaudhuri, "INTRODUCTION TO MONTE CARLO SIMULATION," in *Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference*, Miami: Winter Simulation Conference, 2008, p. 3189. doi: 10.1109/WSC.2008.4736059.
- [41] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, vol. 1994a. 1994.
- [42] B. Johnson, V. Chalishazar, E. Cotilla-Sanchez, and T. K. A. Brekken, "A Monte Carlo methodology for earthquake impact analysis on the electrical grid," *Electric Power Systems Research*, vol. 184, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106332.

- [43] M. Mahdavi, C. Sabillon Antunez, M. Ajalli, and R. Romero, "Transmission Expansion Planning: Literature Review and Classification," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 3, pp. 3129–3140, Sep. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2871793.
- [44] L. L. Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS*, no. 7, 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292825.
- [45] R. Minguez, R. Garcia-Bertrand, J. M. Arroyo, and N. Alguacil, "On the Solution of Large-Scale Robust Transmission Network Expansion Planning under Uncertain Demand and Generation Capacity," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1242–1251, Mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2734562.
- [46] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, "A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [47] S. Golestani, M. Tadayon, and A. Mehdipour, "Transmission Network Expansion Planning Considering Unit Commitment Problem Simultaneously," in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638905.
- [48] M. A. El-Meligy and M. Sharaf, "Robust transmission expansion planning under robust network constrained-unit commitment," *Electric Power Systems Research*, vol. 229, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110164.
- [49] A. F. Alrasheedi, K. A. Alnowibet, and A. M. Alshamrani, "A unit commitment based-co-optimization of generation and transmission expansion planning to mitigate market power," *Electric Power Systems Research*, vol. 214, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108860.
- [50] J. Qiu *et al.*, "A Probabilistic Transmission Planning Framework for Reducing Network Vulnerability to Extreme Events," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3829–3839, Sep. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2498611.

- [51] M. Qorbani and T. Amraee, "Long term transmission expansion planning to improve power system resilience against cascading outages," *Electric Power Systems Research*, vol. 192, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106972.
- [52] H. Ranjbar, S. H. Hosseini, and H. Zareipour, "Resiliency-Oriented Planning of Transmission Systems and Distributed Energy Resources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 4114–4125, Sep. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3065395.
- [53] H. Heitsch and W. Römisch, "Scenario reduction algorithms in stochastic programming," *Comput. Optim. Appl.*, no. 2, Feb. 2003, doi: 10.1023/A:1021805924152.
- [54] S. Pineda and A. J. Conejo, "Scenario reduction for risk-averse electricity trading," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 6, pp. 694–705, Jan. 2010, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0376.
- [55] A. Zare Ghaleh Seyyedi, S. Mahmoudi Rashid, E. Akbari, S. A. Nejati, F. Khalafian, and P. Siano, "Co-planning of generation and transmission expansion planning for network resiliency improvement against extreme weather conditions and uncertainty of resiliency sources," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 16, no. 23, pp. 4830–4845, Dec. 2022, doi: 10.1049/gtd2.12646.
- [56] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M. A. Akbari, "Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1592–1601, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2296352.
- [57] A. Moreira, D. Pozo, A. Street, E. Sauma, and G. Strbac, "Climate-aware generation and transmission expansion planning: A three-stage robust optimization approach," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 295, no. 3, pp. 1099–1118, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.ejor.2021.03.035.
- [58] M. Meneses, E. Nascimento, L. H. MacEdo, and R. Romero, "Transmission Network Expansion Planning Considering Line Switching," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 115148–115158, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3003973.

- [59] S. Dehghan and N. Amjady, "Robust Transmission and Energy Storage Expansion Planning in Wind Farm-Integrated Power Systems Considering Transmission Switching," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 765–774, Apr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2497336.
- [60] Y. Yuan, H. Zhang, H. Cheng, and Z. Wang, "Resilience-oriented Transmission Expansion Planning with Optimal Transmission Switching under Typhoon Weather," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 129–138, Jan. 2024, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.07840.
- [61] D. N. Trakas and N. D. Hatziargyriou, "Strengthening Transmission System Resilience Against Extreme Weather Events by Undergrounding Selected Lines," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 4, pp. 2808–2820, Jul. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3128020.
- [62] Laiz Souto and Surya Santoso, "Overhead versus Underground: Designing Power Lines for Resilient, Cost-Effective Distribution Networks under Windstorms," 2020. doi: 10.1109/RWS50334.2020.9241269.
- [63] J. A. Aguado, S. de la Torre, and A. Triviño, "Battery energy storage systems in transmission network expansion planning," *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 63–72, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.11.012.
- [64] F. Yao, T. K. Chau, X. Zhang, H. H.-C. Lu, and T. Fernando, "An Integrated Transmission Expansion and Sectionalizing-Based Black Start Allocation of BESS Planning Strategy for Enhanced Power Grid Resilience," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 148968–148979, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014341.
- [65] M. Moradi-Sepahvand, T. Amraee, and S. Sadeghi Gougheri, "Deep Learning Based Hurricane Resilient Coplanning of Transmission Lines, Battery Energy Storages, and Wind Farms," *IEEE Trans. Industr. Inform.*, vol. 18, no. 3, pp. 2120–2131, Mar. 2022, doi: 10.1109/TII.2021.3074397.
- [66] J. Porst, J. Richter, G. Mehlmann, and M. Luther, "Operation of Grid Boosters in Highly Loaded Transmission Grids," in *2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology: Embracing Advanced Technology in Power and*

- Energy Systems for Sustainable Development, POWERCON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/POWERCON53406.2022.9929764.
- [67] M. Lindner *et al.*, “Corrective Congestion Management in Transmission Grids Using Fast Responding Generation, Load and Storage,” in *2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC52095.2021.9621491.
 - [68] R. A. de Araujo, S. P. Torres, J. P. Filho, C. A. Castro, and D. Van Hertem, “Unified AC Transmission Expansion Planning Formulation incorporating VSC-MTDC, FACTS devices, and Reactive Power compensation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 216, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.109017.
 - [69] H. Hamidpour, S. Pirouzi, S. Safaei, M. Norouzi, and M. Lehtonen, “Multi-objective resilient-constrained generation and transmission expansion planning against natural disasters,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 132, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107193.
 - [70] J. Zhan, W. Liu, and C. Y. Chung, “Stochastic Transmission Expansion Planning Considering Uncertain Dynamic Thermal Rating of Overhead Lines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 432–443, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2857698.
 - [71] M. Numan, D. Feng, F. Abbas, U. Rahman, and W. A. Wattoo, “Impact assessment of a co-optimized dynamic line rating and transmission switching topology on network expansion planning,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, no. 8, Aug. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12457.
 - [72] J. Zhan, M. Yue, and L. Fan, “Reliability-Based Stochastic Transmission Expansion Planning Considering Uncertainties of Dynamic Thermal Rating and Wind Power,” in *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, GA, USA: IEEE, Aug. 2019.
 - [73] Earthquake List, “Top 100 countries with most earthquakes.” [Online]. Available: <https://earthquakelist.org/reports/top-100-countries-most-earthquakes/#2024>

- [74] A. M. Sanhueza, "Lluvias en la zona centro-sur de Chile: más de 800 personas aisladas, 1.700 casas dañadas y 74.000 hogares sin electricidad," 2024. [Online]. Available: <https://elpais.com/chile/2024-06-21/la-zona-centro-sur-de-chile-sufre-un-nuevo-sistema-frontal-hay-mas-de-800-personas-aisladas-y-95-damnificadas.html>
- [75] Climate Data Store and Copernicus Climate Change Service, "Copernicus Climate Change Service," 2021, *Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)*.
- [76] V. Eyring *et al.*, "Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization," pp. 1937–1958, 2016, doi: <https://doi.org/10.5194/gmd-9-1937-2016>.
- [77] Climate Change in Australia, "Greenhouse gas scenarios," Climate Change in Australia. [Online]. Available: <https://www.climatechangeinaustralia.gov.au/en/changing-climate/future-climate-scenarios/greenhouse-gas-scenarios/>
- [78] ECMWF, "CMIP6: Global climate projections The Climate Model Intercomparison Project (CMIP)," Copernicus Knowledge Base. [Online]. Available: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/CMIP6%3A+Global+climate+projections>
- [79] I. M. D. Maclean, "Predicting future climate at high spatial and temporal resolution," *Glob. Chang. Biol.*, vol. 26, no. 2, pp. 1003–1011, Feb. 2020, doi: 10.1111/gcb.14876.
- [80] Pedro Gutierrez, "Chilean System Database - Power System Planning Considering Extreme Weather Events and Stability Criteria," *IEEE Dataport*, May 2025.
- [81] P. Gutierrez, R. Palma-Behnke, C. Rahmann, and A. Flores-Quiroz, "Power System Planning Considering Extreme Weather Events and Stability Criteria," 2026, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/ACCESS.2026.3672869.

- [82] G. M. Tina and C. F. Nicolosi, "Assessment of the impacts of climate change on power systems: The Italian case study," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 11, no. 24, Dec. 2021, doi: 10.3390/app112411821.
- [83] C. Abbe, "THE BEAUFORT WIND SCALE," *American Meteorological Society Journals*, pp. 231–2, Apr. 1914, doi: [https://doi.org/10.1175/1520-0493\(1914\)42<231:TBWS>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0493(1914)42<231:TBWS>2.0.CO;2).
- [84] I. Ortiz, "Inferencia Bayesiana," Universidad de Sevilla, Sevilla, 2018. [Online]. Available: <https://idus.us.es/server/api/core/bitstreams/102694b3-fd77-482a-b69c-e70b169ad81a/content>
- [85] L. Wasserman, *Statistical Machine Learning*. Pittsburgh: Carnegie Mellon University, Department of Statistics and Data Science, 2014. [Online]. Available: <https://www.stat.cmu.edu/~larry/=sml/Bayes.pdf>
- [86] Universidad Técnica Federico Santa María and Universidad de Chile, "Flex-Tran: herramienta de planificación y expansión del SEN considerando tecnologías flexibles," 2020, *Santiago*. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/innova/#:~:text=M%C3%A1s%20informaci%C3%B3n-,Flex%2DTran:,que%20genere%20modelos%20de%20optimizaci%C3%B3n>.
- [87] NLHPC, "Infraestructura Guacolda-Leftrarú," Laboratorio Nacional de Computación de Alto Rendimiento. [Online]. Available: <https://www.nlhpc.cl/infraestructura/>

A. Anexos

a. Nomenclatura

A continuación, se presenta la nomenclatura utilizada en la Sección 2.2.1:

- Variables de operación

$I_{e,y}$: Unidades de sist. de almacenamiento e instaladas en año y .

$I_{p,y}$: Variable binaria que indica si proyecto p se ejecuta en año y .

$Z_{e,y}$: Inversión acumulada de sist. de almacenamiento e en año y .

$Z_{p,y}$: Variable binaria que indica si proyecto p se encuentra disponible en año y .

- Variables de operación

$P_{g,y,k,t}$: Potencia generada por generador g en hora t , día k , año y [MW].

$D_{b,y,k,t}^{noserv}$: Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW].

$Q_{r,y,k,t}^{vertFict}$: Caudal vertido por embalse r en hora t , día k , año y [m^3/s].

$Q_{r,y,k,t}^{aflFict}$: Afluente ficticio a embalse r en hora t , día k , año y [m^3/s].

$p_{g,y,k,t}^{vertERNc}$: Vertimiento de generación generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW].

$P_{e,y,k,t}^c$: Potencia de carga de sist. de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].

$P_{e,y,k,t}^d$: Potencia de descarga sist. de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].

$F_{l,y,k,t}$: Flujo por línea l en hora t , día k , año y [MW].

$p_{b,y,k,t}^{vert}$: Vertimiento de generación en barra b en hora t , día k , año y [MW].

$R_{g,y,k,t}^{prim}$: Reserva primaria (de subida) del generador g en hora t , día k , año y [MW].

$\bar{R}_{g,y,k,t}^{sec}$: Reserva secundaria de subida del generador g en hora t , día k , año y [MW].

$\underline{R}_{g,y,k,t}^{sec}$: Reserva secundaria de bajada del generador g en hora t , día k , año y [MW].

$R_{e,y,k,t}^{prim}$: Reserva primaria de sist. de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].

$R_{e,y,k,t}^{sec}$: Reserva secundaria de sist. de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].

$\theta_{b,y,k,t}$: Ángulo de fase asociado a la barra b en hora t , día k , año y [rad].

$U_{g,y,k,t}$: Estado del generador g en hora t , día k , año y (unit commitment).

$S_{g,y,k,t}$: Estado de encendido generador g en hora t , día k , año y .

$D_{g,y,k,t}$: Estado apagado del generador g en hora t , día k , año y .

$P_{g,y,k,t}^{bomb}$: Potencia bombeada central de bombeo g en hora t , día k , año y [MW].

$E_{e,y,k,t}^{csp}$: Energía en sist. almacenamiento de central CSP g en hora t , día k , año y [MW].

$E_{e,y,k,t}$: Energía en sist. de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MWh].

$V_{r,y,k,t}$: Volumen del embalse r en hora t , día k , año y [Hm^3].

$Q_{r,y,k,t}^{vert}$: Caudal vertido por embalse r en hora t , día k , año y [m^3/s].

$Q_{r,y,k,t}^{filt}$: Caudal filtrado por embalse r en hora t , día k , año y [m^3/s].

- Parámetros

q : Tasa de descuento.

$c_{p,y}^{inv}$: Costo anualizado de inversión proyecto p en año y .

$c_{e,y}^{inv}$: Costo anualizado de inversión sistema de almacenamiento e en año y .

$c_{g,y}^{op\&Mfijo}$: Costo fijo de operación y mantenimiento de generador g en año y .

$c_{g,y}$: Costo variable de operación de generador g en año y .

$c^{dnoserv}$: Costo demanda no servida [USD/MWh].

$c^{vertFict}$: Penalización por vertimientos ficticios [$USD/m^3/s$].

$c^{vertERNc}$: Penalización por vertimiento de renovables [USD/MWh].

σ_k : Peso asociado a día k .

$\bar{p}_{g,y}$: Potencia máxima del generador g en año y [MW].

$\underline{p}_{g,y}$: Potencia mínima del generador g en año y [MW].

$d_{b,y,k,t}$: Demanda en barra b en hora t , día k , año y [MW].

$r_{y,d,t}^{RpD}$: Reserva primaria requerida para cubrir las desviaciones de demanda [MW].

$r_{y,d,t}^{RsD}$: Reserva secundaria requerida para cubrir las desviaciones de demanda [MW].

γ_y^{RSERNc} : Porcentaje de generación variable que debe ser cubierto por reserva secundaria [%].

$\bar{f}_l$: Límite operacional de línea l [MW].

z_l^0 : Parámetro que indica si línea l es existente.

S_{base} : Potencia base del sistema [MW].

x_l : Reactancia línea l .

M_l : Parámetro disyuntivo para restricción flujo DC en línea l .

M_p : Parámetro

$f_{C_i}^0$: Capacidad inicial del corredor C_i [MW].

$\bar{f}_{C_i,l}$: Aporte de línea l a la capacidad del corredor C_i [MW].

r_g^{up} : Rampa máxima de subida del generador g [MW/h].
 r_g^{down} : Rampa máxima de bajada del generador g [MW/h].
 $p_{g,y}^s$: Potencia mínima de encendido generador g [MW/h].
 τ_g^{on} : Tiempo mínimo de operación del generador g [h].
 τ_g^{off} : Tiempo mínimo fuera de servicio del generador g [h].
 $\bar{r}_g^{prim}$: Reserva primaria máxima del generador g [MW].
 $\bar{r}_g^{sec}$: Reserva secundaria máxima del generador g [MW].
 $\bar{p}_g^{bomb}$: Potencia máxima de central de bombeo g [MW].
 $\alpha_{g,y,k,t}$: Generación disponible para generador ERNC g en hora t , día k , año y [$p.u$].
 η_g : Eficiencia generador hidráulico g [$MW/m^3/s$].
 $\bar{\mathcal{E}}_g$: Nivel de almacenamiento máximo para central CSP g [MW].
 $\bar{p}_e$: Potencia máxima del sist. de almacenamiento e [MW].
 $\underline{p}_e$: Potencia mínima del sist. de almacenamiento e [MW].
 z_e^0 : Unidades existentes de sist. de almacenamiento e .
 η_e : Eficiencia de sist. de almacenamiento e .
 $\underline{\mathcal{E}}_e$: Energía mínima sist. de almacenamiento e [MWh].
 $\bar{\mathcal{E}}_e$: Energía máxima sist. de almacenamiento e [MWh].
 r_e^{up} : Rampa máxima de subida del sist. de almacenamiento e [MW/h].
 β^{Rp} : Tiempo de actividad de reserva primaria de sist. de almacenamiento e .
 β^{Rs} : Tiempo de actividad de reserva secundaria de sist. de almacenamiento e .
 η_g^{bomb} : Eficiencia en modo bombeo de central de bombeo g [$MW/m^3/s$].
 $w_{r,y,k,t}$: Afluente a embalse r en hora t , día k , año y [m^3/s].

$\bar{v}_r$: Volumen máximo embalse r [Hm^3].

$\underline{v}_r$: Volumen mínimo embalse r [Hm^3].

$v_{r,y}^{ini}$: Volumen inicial embalse r en año y [Hm^3].

$v_{r,y}^{fin}$: Volumen final embalse r en año y [Hm^3].

α_r^{filt} : Tasa filtración embalse r .

r_g^{ini} : Embalse aguas arriba del generador g [Hm^3].

$\bar{Q}_g$: Caudal máximo de vertimiento del generador g [m^3/s].

y_e^{ent} : Año de entrada de sist. de almacenamiento e .

$\bar{z}_{e,y}$: Número de unidades de sist. de almacenamiento e disponibles para inversión en año y .

- Conjuntos

$\mathcal{P}$: Conjunto de proyectos.

$\mathcal{P}_p^{dep}$: Conjunto de proyectos.

$\mathcal{P}^{ex}$: Conjunto de exclusiones.

δ : Conjunto de proyectos mutuamente excluyentes.

R : Conjunto de embalses r .

$\mathcal{D}$: Conjunto de todos los días d (períodos) representativos.

$\mathcal{Y}$: Conjunto de años y en el horizonte de planificación.

$\mathcal{K}_y$: Conjunto de días representativos k en el año y .

$\mathcal{T}_k$: Conjunto de horas t en día representativo k .

$\mathcal{B}$: Conjunto de barras b del sistema.

$\mathcal{C}$: Conjunto de corredores C_i .

$\mathcal{L}$: Conjunto de líneas de transmisión.

$\mathcal{L}^0$: Conjunto de líneas de transmisión existentes.
 $\mathcal{L}^{new}$: Conjunto de líneas de transmisión modificadas por algún proyecto en $\mathcal{P}$.
 $\mathcal{L}_{C_i}$: Conjunto de líneas de transmisión en corredor C_i .
 $\mathcal{L}_b^{in}$: Conjunto de líneas entrantes a barra b .
 $\mathcal{L}_b^{out}$: Conjunto de líneas salientes a barra b .
 $\mathcal{E}$: Conjunto de sistemas de almacenamiento e .
 $\mathcal{E}_b$: Conjunto de sistemas de almacenamiento e conectados a barra b .
 $\mathcal{G}$: Conjunto de generadores g .
 $\mathcal{G}_b$: Conjunto de generadores conectados a barra b .
 $\mathcal{G}^{vert}$: Conjunto de generadores que modelan vertimiento.
 $\mathcal{G}^{term}$: Conjunto de generadores térmicos.
 $\mathcal{G}^{hidro}$: Conjunto de generadores hidráulicos de embalse.
 $\mathcal{G}^{bomb}$: Conjunto de generadores hidráulicos de bombeo.
 $\mathcal{G}_r^{ini}$: Conjunto de generadores hidráulicos, que toman caudal de embalse r .
 $\mathcal{G}_r^{fin}$: Conjunto de generadores hidráulicos, que entregan caudal a embalse r .
 $\mathcal{G}^{filt}$: Conjunto de generadores que modelan filtraciones.
 $\mathcal{G}^{ERNc}$: Conjunto de generadores ERNC.
 $\mathcal{G}^{csp}$: Conjunto de generador CSP.

b. Tablas extendidas

A continuación, se presenta la versión extendida de tablas utilizadas en el cuerpo del documento.

Tabla 13: Clasificación de la velocidad de viento según escala de Beaufort. Versión completa. Basado de: [83].

Nº Beaufort	Denominación	Velocidad [m/s]	Velocidad [km/h]	Efectos/daños típicos
0	Calma	0.0 – 0.2	0.0 – 0.7	Humo se eleva verticalmente; sin efectos apreciables.
1	Ventolina	0.3 – 1.5	1.1 – 5.4	La dirección del viento se aprecia solo por la deriva del humo.
2	Brisa ligera	1.6 – 3.3	5.8 – 11.9	Viento perceptible en el rostro; hojas crujen; veletas se mueven.
3	Brisa suave	3.4 – 5.4	12.2 – 19.4	Hojas y ramitas finas en movimiento constante; banderas livianas se extienden.
4	Brisa moderada	5.5 – 7.9	19.8 – 28.4	Levanta polvo y papeles sueltos; se mueven ramas pequeñas.
5	Brisa fresca	8.0 – 10.7	28.8 – 38.5	Pequeños árboles con follaje comienzan a mecerse.
6	Viento fuerte	10.8 – 13.8	38.9 – 49.7	Grandes ramas en movimiento; uso de paraguas con dificultad.
7	Viento muy fuerte	13.9 – 17.1	50.0 – 61.6	Árboles completos en movimiento; incomodidad al caminar contra el viento.
8	Temporal	17.2 – 20.7	61.9 – 74.5	Se quiebran ramitas; el avance a pie se dificulta de forma general.
9	Temporal fuerte	20.8 – 24.4	74.9 – 87.8	Daño estructural leve: pueden desprenderse elementos livianos/sueltos (ej., tejas u objetos mal fijados).
10	Temporal muy fuerte	24.5 – 28.4	88.2 – 102.2	Daño considerable: árboles arrancados; afectación relevante en estructuras/techumbres expuestas.
11	Temporal huracanado	28.5 – 32.6	102.6 – 117.4	Daño generalizado a gran escala.
12	Huracán	> 32.7	> 117.7	Destrucción extrema / devastación.