



Propuesta de metodología para aplicar criterios de resiliencia en la planificación de la transmisión del Sistema Eléctrico Nacional

Juan Pablo Hering Emilfork

2023

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Msc. Leonardo Gacitúa (UTFSM)

Correferente:
Ing. Jorge Rickemberg (Transelec S.A.)

Santiago, Octubre 2023.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Propuesta de metodología para aplicar criterios de resiliencia en la planificación de la transmisión del Sistema Eléctrico Nacional

Juan Pablo Hering Emilfork

2023

“Hágalo.”
— *Rodrigo Rozas*

Agradecimientos

Primero y ante todo, deseo expresar mi más profundo agradecimiento a mi padre Alfonso, quien siempre ha sido mi guía y apoyo constante a lo largo de esta travesía académica. Su fé inquebrantable en mis capacidades me ha impulsado a superar cada desafío que se presentó en este camino.

A mi querida Polola Isidora, por su amor, paciencia y comprensión durante todo este proceso. Su presencia y palabras de aliento en los momentos más difíciles han sido un faro de esperanza y motivación.

A mis amigos de la universidad, quienes han sido más que compañeros de estudios, han sido una familia en esta etapa. Gracias por las risas, los debates, las largas noches de estudio y, sobre todo, por el apoyo incondicional que cada uno de ustedes me ha brindado.

A Ximena, que si bien no estás conmigo en este momento, se que me cuidas desde lejos y siempre estarás en mis recuerdos.

Finalmente, deseo extender mi sincero agradecimiento a la empresa Transelec, por brindarme la oportunidad de colaborar y aprender de su experiencia, lo que indudablemente enriqueció mi investigación y formación profesional. En especial a Jorge, Fernanda y Mateo.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	V
Índice de tablas	IX
Resumen	1
1. Introducción	3
2. Concepto de resiliencia	6
2.1. Resiliencia Vs confiabilidad	6
2.2. Resiliencia: definiciones y alcances en bibliografía científica	7
2.3. Revisión regulación internacional	9
2.3.1. Australia	9
2.3.2. Estados Unidos	12
2.3.3. Italia	17
2.3.4. Europa (General)	22
2.3.5. Síntesis y lecciones	23
3. Etapas y criterios de planificación de la transmisión en Chile	27
3.1. Antecedentes legales	27
3.1.1. Ley 20.936	27
3.1.2. Reglamento: etapas y metodología	28
3.1.2.a. Análisis preliminar	31
3.1.2.b. Análisis de suficiencia y eficiencia operacional	31
3.1.2.c. Análisis de seguridad y calidad de servicio	32
3.1.2.d. Análisis de factibilidad técnica y valorización de los proyectos de expansión	32
3.1.2.e. Análisis económico de los proyectos de expansión	32
3.1.2.f. Análisis de resiliencia	33
3.1.2.g. Análisis de mercado eléctrico común	34
3.1.2.h. Conformación del plan de expansión	34
3.1.3. Reglamento: plazos e hitos del proceso	34
3.1.3.a. PET CEN : Propuesta de Expansión de la Transmisión Coordinador Eléctrico Nacional	35
3.1.3.b. Propuestas empresas	35
3.1.3.c. Complemento CEN	36

3.1.3.d.	Informe técnico preliminar	36
3.1.3.e.	Informe técnico final	36
3.1.3.f.	Panel de Expertos	36
3.2.	Planificación con criterios de resiliencia en Chile	37
3.2.1.	Visión CNE	37
3.3.	Diagnósticos	43
3.4.	Casos de estudio	44
3.4.1.	Zona Chañaral	44
3.4.1.a.	Antecedentes	46
3.4.1.b.	Propuesta Transelec proceso de expansión 2020	47
3.4.1.c.	Discrepancia ante Panel de Expertos	48
3.4.2.	Zona Concepción	49
3.4.2.a.	Antecedentes	49
3.4.2.b.	ITF 2022: nueva subestación Patagual	53
3.4.2.c.	Discrepancia Acenor v/s CNE 2023	54
4.	Eventos climáticos y métricas de resiliencia en sistemas eléctricos	56
4.1.	Eventos climáticos	56
4.1.1.	Amenazas presentes en Chile	56
4.1.2.	Amenazas en análisis	58
4.1.2.a.	Aluviones	58
4.1.2.b.	Incendios	59
4.1.3.	Modelos climáticos avanzados	60
4.2.	Índices de resiliencia en sistemas eléctricos	63
4.2.1.	Métrica Terna	64
4.2.2.	Métrica CEN	65
4.2.3.	Índice topológico	67
4.3.	Discusión y síntesis	69
4.3.1.	Entradas climáticas	69
4.3.2.	Comparación de índices	70
4.3.3.	Métrica CEN R_B	71
4.3.4.	Índice topológico SPD_{index}	74
4.3.5.	Métrica Terna $EENS_{PSj}$	74
4.3.6.	Síntesis	74
5.	Metodología propuesta	76
5.1.	Métrica SPD index	76
5.1.1.	Componentes de la fórmula	77
5.1.1.a.	Cálculo del número K de rutas desde un origen hasta un destino.	78
5.1.1.b.	Cálculo de BVI	79
5.1.1.c.	Cálculo de HI	80
5.1.2.	Aplicación práctica	81
5.1.3.	Validación de modelo a través de algoritmo propio	83
5.2.	Diagnóstico: limitaciones y análisis de casos pilotos	85
5.2.1.	Criterios generales y escalabilidad	86
5.3.	Modificación de SPD index	90
5.3.1.	Criterio de selección de fuentes: cortes por flujo de potencia	90
5.3.1.a.	Aplicación criterio en IEEE 14 barras	92

5.3.1.b. Síntesis	95
5.3.2. Criterios de selección de caminos: borde conceptual para casos de gran envergadura	96
5.3.3. Nodos espaciales y físicos	97
5.3.4. Factor de riesgo	99
5.3.4.a. Caracterización de amenazas	99
5.3.4.b. Bajada práctica: inclusión de riesgo en SPD index	100
5.4. ¿Qué se considera transmisión resiliente?	102
5.4.1. Caso base : Línea radial Mono circuito	103
5.4.2. Limitaciones de la metodología propuesta	104
5.5. Propuesta definitiva	105
5.5.0.a. Identificación	105
5.5.1. Caracterización de la topología	106
5.5.2. Análisis del modelo topológico	107
5.5.3. Evaluación de soluciones	108
5.5.4. Diagrama de flujo	109
6. Aplicación de la metodología propuesta	112
6.1. Cálculos previos	112
6.2. Caso Chañaral	113
6.2.1. Identificación	114
6.2.2. Análisis topológico	116
6.2.2.a. Flujo de potencia estático	116
6.2.3. Topología a utilizar	117
6.2.4. Diagnóstico	117
6.2.5. Evaluación de Alternativas	118
6.2.6. Solución	121
6.3. Caso Concepción	121
6.3.1. Identificación	122
6.3.2. Análisis topológico	123
6.3.3. Diagnóstico	126
6.3.4. Evaluación de alternativas	127
6.3.4.a. Alternativa 1: tendido del Segundo Circuito Charrúa - Laguni-llas 220 kV	127
6.3.4.b. Alternativa 2: seccionamiento Charrúa - Santa María 220 kV	128
6.3.4.c. Comparación alternativas	129
6.3.5. Solución	130
6.4. Comparación con metodología Reglamento de planificación	131
7. Conclusiones	134
7.1. Conclusiones	134
Apéndices	136
A. Tablas y resultados	136
A.1. Resultados IEEE 14 barras cortes	136
A.2. Flujo esperado Chañaral	136

B. Valorizaciones y antecedentes proyectos	137
B.1. Chañaral: datos Año 2020	137
B.1.1. Valorización	138
B.1.2. Plazos	138
B.2. Caso Charrúa : alternativa segundo tendido Charrúa Lagunillas	139
B.2.1. Valorización	140
B.2.2. Plazos	141
B.3. S/E Patagual [1]	141
B.3.1. Valorización	142
B.3.2. Plazos	142
B.4. Algoritmos utilizados	142
Referencias	148

Índice de figuras

2.1.	Comportamiento de resiliencia de un sistema eléctrico, curva trapezoidal asociada con un evento perturbador [2].	8
2.2.	Evolución del número de métricas en la última década [3].	9
2.3.	Mapa de operadores de red en EEUU [4]	17
2.4.	Curva de fragilidad genérica de elemento de red [5].	19
2.5.	Metodología se superposición editada de [6].	20
2.6.	Sistema Ejemplo metodología [7].	20
2.7.	Sistema Ejemplo metodología 2 [7].	21
2.8.	Diagrama de metodología TERN A simplificado [7].	22
3.1.	Etapas de metodología de planificación. Elaboración a partir de [8]. . . .	30
3.2.	Etapas del proceso de planificación Fuente: Elaboración propia.	35
3.3.	Diagrama de metodología CNE [9].	38
3.4.	Diagrama de metodología CNE [9].	39
3.5.	Mapeo Chañaral [10].	40
3.6.	Mapeo Chañaral [10].	41
3.7.	Mapeo Chañaral [10].	42
3.8.	Resultados metodología CEN 2022 caso piloto Chañaral[10].	43
3.9.	Mapa geográfico Chañaral Fuente: [11]	45
3.10.	Mapa referencial de Chañaral y sus líneas de Transmisión. Fuente: elaboración propia.	45
3.11.	Mapa superpuesto entre aluviones e infraestructura. Fuente [12]	46
3.12.	Eventos Chañaral 2015 - 2020. Fuente: Transelec S.A.	47
3.13.	Zona expuesta a aluviones, río El Salado.	48
3.14.	Propuesta realizada por Transelec Plan Expansión 2020	48
3.15.	Infraestructura de transmisión en zona de Concepción. Fuente: Unilínea web Coordinador Eléctrico Nacional	50
3.16.	Zona en estudio cruzado con incendios históricos (Sernapred).	51
3.17.	Disposición geométrica de la zona en estudio. Fuente: Elaboración propia	52
3.18.	Distribución de eventos relacionados con causas climáticas en registro de Transelec. Fuente: [13]	53
3.19.	Distribución de tiempos de desconexión para distintos tipos de amenazas climáticas considerando reportes en base de datos SEC (2013 - 2018). Fuente:[13].	53
3.20.	Zona en estudio, disposición geométrica con proyecto Patagual. Fuente: Elaboración propia.	54
4.1.	Mapa de países según índice riesgos de desastres naturales Fuente: [14]. .	57

4.2.	Probabilidad de ocurrencia de eventos de falla con distintos tiempos de desconexión considerando reportes en base de datos SEC (periodo 2013 - 2018). Fuente:[13].	59
4.3.	Número promedio de 4 modelos climáticos por período esperado de aluviones para cada línea para el período histórico 1985-2015 y futuro 2030 y 2060, para las 4 cuencas analizadas. Fuente: [13]	62
4.4.	CR2 modelo CR2-RegCM4-10K y escenario RCP8 [12].	63
4.5.	Visualización gráfica de h contingencias. Fuente: elaboración propia . . .	64
4.6.	Topología básica demostrativa. Fuente: [15].	68
4.7.	Eventos de alto impacto entre 2011 y 2017. Fuente: [12]	73
4.8.	Diagrama de Venn con los cruces de lineamientos para diseño de métrica a proponer. Fuente: elaboración propia.	75
5.1.	Diagrama de flujo para el cálculo de las k-rutas más cortas. Fuente (traducido): [15].	79
5.2.	Banco de pruebas inicial. Fuente (traducido): [15].	81
5.3.	Banco de pruebas inicial (caminos). Fuente (editado): [15].	81
5.4.	Resultados sensibilidades banco de pruebas inicial. Fuente: [15].	82
5.5.	Proceso de diseño de algoritmo macro. Fuente: Elaboración propia: [16]. .	83
5.6.	Resultados algoritmo propio. Fuente: elaboración propia.	84
5.7.	Alternativas a caso inicial. Fuente: elaboración propia.	84
5.8.	Sistema IEEE 14 barras. Fuente (editado): [15].	87
5.9.	Algoritmo de cálculo simplificado en diagrama de flujo. Fuente: elaboración propia.	88
5.10.	Diagrama Cálculo de AVG segun el numero de caminos considerados. Fuente: elaboración propia.	89
5.11.	Resumen etapas de cálculo del índice SPD. Fuente: Elaboración propia. .	90
5.12.	Topología reducida de barras adyacentes a Chañaral y Diego de Almagro. Fuente: elaboración propia.	91
5.13.	Flujos en MW esperados en 20 años. Fuente: simulaciones Transelec (OSE 2000). Fuente: elaboración propia.	91
5.14.	Unilineal extendido Norte Chico. Fuente: unilineal Unidad de Planificación Transelec. Fuente: elaboración propia.	92
5.15.	Cortes sugeridos para topología IEEE 14 barras. Fuente: elaboración propia.	93
5.16.	Histograma de nodos por camino desde el nodo 1 hasta el 12. Fuente: elaboración propia.	93
5.17.	Histograma de nodos por camino desde el nodo 2 hasta el 12. Fuente: elaboración propia.	93
5.18.	Vista desde la generación local inferior (nodos 1,2).	94
5.19.	Vista desde nodos carga superiores. Fuente: elaboración propia.	94
5.20.	Cortes utilizados en el sistema de 500 kV en estudio de restricciones del SEN Fuente: [17]	95
5.21.	Resultados Paper [15]	96
5.22.	Resultados propios. Fuente: elaboración propia.	96
5.23.	Gráfico de aporte desde G1 hasta 12 de SPD v/s caminos considerados para su cálculo. Fuente: elaboración propia.	97
5.24.	Gráfico de aporte desde G2 hasta 12 de SPD v/s caminos considerados para su cálculo. Fuente: elaboración propia.	97

5.25.	Ejemplo de comparación diagrama 2D y mapa. Fuente: elaboración propia.	98
5.26.	Ejemplo de topología evaluable. Fuente: elaboración propia.	99
5.27.	Probabilidad histórica v/s tiempo de desconexión a clientes. Fuente:[13]. .	100
5.28.	Imagen referencial de sistema en riesgo. Fuente: elaboración propia	101
5.29.	Cálculo de SPD para cada tipo de solución de transmisión. Fuente: elaboración propia.	101
5.30.	Cálculo de SPD para cada tipo de solución de transmisión. Fuente: elaboración propia.	102
5.31.	Diagrama expositivo de ejemplos de riesgo o neutralidad. Fuente: elaboración propia.	103
5.32.	Metodología a proponer de forma resumida. Fuente: elaboración propia.	105
5.33.	Ejemplo superposición entre riesgos e infraestructura. Fuente: elaboración propia.	106
5.34.	Diagrama algoritmo específico creado para el cálculo de SPD. Fuente: elaboración propia.	107
5.35.	Identificación cuellos de botella. Fuente: elaboración propia.	108
5.36.	Diagrama explicativo de metodología de selección de soluciones. Fuente: elaboración propia.	109
5.37.	Diagrama de flujo general de la metodología propuesta. Fuente: elaboración propia.	110
5.38.	Diagrama de flujo de evaluación de resiliencia de la metodología propuesta. Fuente: elaboración propia.	110
6.1.	Probabilidad histórica eventos v/s tiempos de desconexión debido a ellos [13].	112
6.2.	Mapa geográfico y eléctrico Chañaral. Fuente: elaboración propia.	114
6.3.	Proyección aluviones en cuenca el Salado. Fuente : [15].	115
6.4.	Unilineal simplificado Zona Chañaral. Fuente: elaboración propia.	116
6.5.	Topología a evaluar. Fuente: elaboración propia	117
6.6.	Índices de entrada diagnóstico Chañaral. Fuente: elaboración propia . . .	118
6.7.	Alternativas Transelec a Chañaral. Fuente: elaboración propia.	119
6.8.	Topología solución ideal Chañaral (alternativa 4). Fuente: elaboración propia.	120
6.9.	Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral (numeradas por alternativa). Fuente: elaboración propia.	120
6.10.	Mapa energético y geográfico Concepción. Fuente: elaboración propia. . .	122
6.11.	Incendios históricos (2014-2019) en la zona a evaluar. Fuente: elaboración propia.	122
6.12.	Mapa de probabilidad de ignición en periodos históricos y futuros. Fuente:[13].	123
6.13.	Subsistemas identificados en zona costa Charrúa. Fuente: elaboración propia.	124
6.14.	Simulación flujo AC año 2029, subsistema 1. Fuente: elaboración propia. .	124
6.15.	Disposición geométrica y eléctrica Subsistema 1. Fuente: Elaboración propia.	125
6.16.	Entrada topológica utilizada en el algoritmo para calcular SPD en este caso. Fuente: elaboración propia.	126
6.17.	Resultado SPDs por barra de interés de la zona. Fuente: elaboración propia.	126
6.18.	Flujo de potencia AC con alternativa de segundo circuito. Fuente: elaboración Propia.	127

6.19.	Topología utilizada por la CNE para evaluar el proyecto en ITP 2022.[1] .	128
6.20.	Disposición geométrica y eléctrica de la zona con la solución de la alternativa 2. Fuente: elaboración Propia.	129
6.21.	Gráfico comparativo de alternativas para la zona de Concepción. Fuente: elaboración propia.	130
6.22.	Descripción gráfica análisis económico CNE.	133
6.23.	Costos de Falla de corta duración a través del tiempo.	133
A.1.	Vista desde nodos carga superiores.	136
A.2.	Flujo OSE 2000 para tramo expuesto.	136

Índice de tablas

2.1.	Cuadro comparativo editado de [18].	7
2.2.	Comparación entre los eventos de separación NSW-QLD de 2008 y 2018 [19]	10
2.3.	Cuadro comparativo con información de múltiples fuentes.	16
2.4.	Cuadro resumen internacional	23
2.5.	Lecciones de revisión internacional.	25
2.6.	Cuadro comparativo nacional.	26
4.1.	Eventos extremos y desastres presentes en Chile [20]	57
4.2.	Resultados PET 2022 CEN [10].	67
4.3.	Tabla comparativa de métricas en contextos de transmisión en estudio . .	71
5.1.	Resultados ejemplo banco de pruebas inicial.	82
5.2.	Resultados de evaluación de alternativas propia.	85
5.3.	Resultados propios en cálculo en IEEE 14 barras.	88
6.1.	Infraestructura en riesgo cuenca El Salado. Fuente: [13].	114
6.2.	Proyección aluviones en cuenca el Salado [13].	115
6.3.	Resultados diagnóstico Chañaral.	118
6.4.	Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral.	121
6.5.	Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral.	121
6.6.	Resultados diagnóstico zona Concepción.	127
6.7.	Comparación numérica soluciones para zona costa Charrúa.	129
6.8.	Tabla comparativa de métrica promedio en barras de interés	131
6.9.	Comparación entre metodología actual y propuesta	132

Nomenclatura

<i>CEN</i>	:	Coordinador Eléctrico Nacional
<i>CNE</i>	:	Comisión Nacional de Energía
<i>EGPT</i>	:	Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión
<i>ITF</i>	:	Informe Técnico Final
<i>ITP</i>	:	Informe Técnico Preliminar
<i>PELP</i>	:	Planificación Estratégica de Largo Plazo
<i>PET</i>	:	Propuesta Expansión Transmisión
<i>SEC</i>	:	Superintendencia de Energía y Combustible
<i>SEN</i>	:	Sistema Eléctrico Nacional
<i>VI</i>	:	Valor de Inversión

Resumen

Este informe propone una nueva metodología para evaluar y fomentar la resiliencia en proyectos de transmisión dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Tras una revisión exhaustiva del estado del arte, incluyendo documentos de estrategia internacional, se ha identificado que la resiliencia en el sector de la transmisión eléctrica debe incorporar una anticipación efectiva a eventos disruptivos y asegurar una recuperación rápida del suministro eléctrico tras tales eventos.

Se ha observado que el criterio actual, definido en el reglamento de planificación de transmisión, carece de la capacidad para identificar y mitigar adecuadamente los riesgos asociados a amenazas climáticas extremas, geológicas como terremotos, y otros posibles desastres naturales o antropogénicos. La propuesta de este informe se basa en la necesidad de alinear el reglamento con las definiciones modernas de resiliencia energética, las cuales abarcan la capacidad de anticipación, absorción de impactos, adaptabilidad y recuperación rápida post-interrupción, sin dejar de considerar los factores económicos y políticos involucrados.

Desde el punto de vista de planificación de transmisión, la anticipación implica diseñar la red para manejar eventos futuros previstos, como el cambio climático y sus efectos. La absorción se refiere a la capacidad del sistema de minimizar el impacto durante un evento, y la resistencia es la habilidad de mantener la operación del sistema durante perturbaciones. La recuperación se enfoca en la restauración eficiente del servicio tras el evento. Se propone que la resiliencia debe ser considerada en la regulación, actuando como un marco para la toma de decisiones estratégicas y financieras en la planificación y operación de la red.

Al aplicar la nueva métrica en las zonas de Chañaral y Concepción, se identificaron múltiples vulnerabilidades. Según el índice de resiliencia propuesto, que se basa en la literatura científica, un valor superior a 0,92 indica un nivel adecuado de resiliencia. Sin embargo, los valores iniciales para ambas zonas estaban por debajo de 0,4. Al implementar estrategias de expansión que diversifican las rutas eléctricas, se logró mejorar la resiliencia en las zonas evaluadas, superando el umbral definido como resiliente.

Los resultados cuantitativos del estudio en la zona que abarca desde Chañaral hasta Concepción son notables, ya que la resiliencia aumentó de 0,45 a 0,92 (siendo 0 el valor mínimo y 0,92 el rango considerado como resiliente). Además, el riesgo de interrupción del servicio se redujo de 600 MW a 0 MW. Estos resultados evidencian la efectividad de la metodología propuesta. Esto valida la necesidad de modificar la regulación actual y sugiere que su implementación puede prevenir costos sociales significativos relacionados con las interrupciones en el suministro eléctrico, lo cual es crucial tanto en la actualidad como en el futuro, considerando la creciente dependencia de la electricidad en nuestra matriz energética.

En conclusión, se recomienda adoptar la metodología propuesta para mejorar la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, teniendo en cuenta el bienestar económico y la seguridad energética del país.

Capítulo 1

Introducción

Motivación

El sistema eléctrico es un pilar fundamental en la sociedad moderna, donde el funcionamiento seguro y eficiente de este, es crucial para el desarrollo económico, social y tecnológico del país. En este contexto, el segmento transmisión cobra alta relevancia, ya que es el responsable de entregar suministro físico a la creciente demanda de la población, haciendo posible que los recursos energéticos (mayoritariamente distantes de los grandes centros de consumo) queden a disposición de todos los usuarios a lo largo del territorio nacional. Ahora bien, el sistema eléctrico y en específico la transmisión, se diseña y planifica para hacer frente a una basta cantidad de contingencias operativas, con la finalidad de aumentar la seguridad y la calidad del servicio, y asegurar la continuidad de abastecimiento de energía eléctrica al cliente final de forma segura.

En este contexto, la planificación y diseño de la red de transmisión en Chile, en la práctica, no consideran eventos de baja probabilidad y alto impacto, los cuales son provocados mayoritariamente por amenazas naturales, tanto inherentes al medio (terremotos, tsunamis, eventos volcánicos, incendios forestales) como climáticas (aluviones, tormentas). Aunque el marco legal, y más específicamente el Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión [8], el cual aborda la etapa de análisis de resiliencia, este indica que dicha etapa debe realizarse con el objetivo de cuantificar la pérdida económica por concepto de energía no suministrada, bajo el supuesto de que el evento ocurra. Esta situación establece un escenario complejo para proyectos que buscan lograr un sistema más resiliente, ya que se evalúa económicamente un concepto que debiera ser medido con otro tipo de métricas y criterios enfocados en la robustez y la capacidad de disminuir los riesgos de abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que ya en los dos procesos de expansión de la transmisión que han pasado desde la publicación del Reglamento (año 2021) [8], que contiene la etapa de resiliencia, no se han promovido ni realizado análisis orientados al concepto de resiliencia (en el contexto de la transmisión) de parte de la CNE.

En vista de lo anterior, la empresa Transelec S.A. ha identificado contingencias de larga duración en instalaciones que, por efectos climáticos, han sufrido daños resultando en la interrupción del servicio a clientes regulados por más de seis días [21]. A raíz de

esto, Transelec S.A. ha propuesto, aunque sin éxito ante la CNE, obras de transmisión destinadas a aumentar los niveles de resiliencia en zonas con potencial de contingencia de baja probabilidad y alto impacto. En consecuencia, el presente informe propone una metodología alternativa a la sugerida por la CNE en los dos últimos planes de expansión, donde se ha concluido que el método empleado por el regulador para capturar beneficios desde el concepto de resiliencia no aborda adecuadamente las reales necesidades sistémicas.

Objetivos

Objetivo principal

Definir y proponer criterios para la aplicación del concepto de resiliencia en la planificación de la transmisión actual en Chile, con el fin de promover obras bajo este concepto.

Objetivos secundarios

1. Documentar el estado del arte de la incorporación de criterios de resiliencia en los métodos de planificación de la expansión de la transmisión: revisión de la literatura y de la experiencia nacional e internacional.
2. Proponer una métrica y una metodología de aplicación de criterios de resiliencia para la planificación de la transmisión en Chile
3. Definir dos casos de estudio y comparar los resultados de la planificación con la metodología actual y la propuesta.

Alcance

El alcance del presente estudio es aplicar una metodología a zonas específicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el fin de promover obras de transmisión que mejoren la resiliencia sistémica y disminuir el impacto de eventos naturales que impliquen cortes de energía de larga duración. Lo anterior siempre en el contexto de la transmisión, por lo que se centran los esfuerzos en definir el concepto e integrar métricas de evaluación a la metodología que tengan relación únicamente con el transporte de energía y/o la promoción de obras vía Plan de Expansión.

El trabajo se centra prioritariamente en el marco de metodología y de evaluación de resiliencia a través de métricas utilizadas en bibliografía científica y hojas de ruta internacional de países elegidos. Por lo que no se contempla realizar la propuesta de cómo incluir de forma literal una etapa de resiliencia en el Reglamento [8], si no de una propuesta que cambie el paradigma del análisis de costo-beneficio convencional, en donde las inversiones se evalúan comparando costos y beneficios en términos de valor presente, siendo difícil aplicarlas a evaluaciones de resiliencia donde el objetivo es evitar consecuencias graves de eventos de baja probabilidad, alta incertidumbre y severidad.

Estructura

1. **Capítulo 1:** se presenta una introducción del presente trabajo, detallando los objetivos, motivación, alcance y estructura del estudio.
2. **Capítulo 2:** corresponde a un análisis comparado internacional y definiciones bibliográficas.
3. **Capítulo 3:** se revisa el proceso de planificación en Chile y se diagnostican las deficiencias.
4. **Capítulo 4:** se analiza el marco teórico sobre eventos climáticos sobre infraestructura de transmisión. Además se revisan las métricas que representan mejor lo visto en el Capítulo 2.
5. **Capítulo 5:** explicación en detalle de la metodología a proponer.
6. **Capítulo 6:** aplicación de la metodología propuestas y comparación con la actual.
7. **Capítulo 7:** se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

Capítulo 2

Concepto de resiliencia

Generalmente, la resiliencia se define como la *“Capacidad de un material, mecanismo o sistema para recuperar su estado inicial una vez que la perturbación a la que fue sometido ha cesado”* [22]. Esta definición puede adaptarse a múltiples campos de investigación, llevando a diversas interpretaciones y aplicaciones. Aunque en el ámbito energético no se haya llegado a un acuerdo universal sobre su significado, esta sección busca revisar la literatura científica y normativa (tanto a nivel nacional como internacional), con el objetivo de sugerir una definición estándar de resiliencia en relación con la transmisión y ofrecer métricas que se adecuen a dicha definición.

2.1. Resiliencia Vs confiabilidad

Para desarrollar una metodología ágil que se distinga claramente de conceptos relacionados pero distintos, esta sección aborda las principales diferencias entre la resiliencia y la confiabilidad en distintos aspectos. Específicamente, el informe de la empresa Accenture [18] discute el importante paso que debe dar la industria desde la confiabilidad hacia la resiliencia, estableciendo diferencias claras entre ambos conceptos, como se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Cuadro comparativo editado de [18].

Aspecto	Confiabilidad	Resiliencia
Enfoque	Fallas predecibles de menor impacto, en la cual existe gestión de falla de activos para reducir el impacto. En general, las fallas no tienen una relación común desde el origen (fallas aisladas).	Fallas del sistema en eventos ocasionales y específicos. Pudiendo tener fallas múltiples relacionadas y donde las medidas se enfocan en flexibilidad y adaptabilidad.
Gestión	Análisis de falla de activos, gestión de activos y cronogramas de mantenimiento.	Robustez de la red y flexibilidad operativa, planificación de respuesta ante desastres y gestión de riesgo.
Métricas	Basadas en datos anuales e históricos (SAIDI, SAIFI, tasa de falla anual, por ejemplo).	En base a proyecciones debe medirse el nivel de resiliencia ante eventos específicos.

Se desprende de la Tabla 2.1 que la confiabilidad es un concepto asociado a condiciones conocidas y rutinarias del entorno, caracterizado por variables objetivas de baja incertidumbre, lo que permite mitigar los riesgos de falla [23]. Por otro lado, cuando se aplica el concepto de resiliencia a un proceso o sistema, el enfoque no es evitar o prevenir los riesgos, sino responder y recuperarse rápidamente ante ellos. Así, aunque las estrategias de resiliencia y confiabilidad pueden tener objetivos similares, como la continuidad del servicio eléctrico, los enfoques y métodos empleados son sustancialmente diferentes.

2.2. Resiliencia: definiciones y alcances en bibliografía científica

En un repaso de la bibliografía orientada a resiliencia energética, se seleccionan cinco definiciones aplicables al segmento de transmisión, donde el enfoque va en tiempos de recuperación y planificación del sistema.

- “Resiliencia significa cuatro R”: robustez, redundancia, ingenio (*resourcefulness*) y rapidez” [24].
- “Planificación coordinada entre sectores y redes, medidas de recuperación receptivas, flexibles y oportunas de recuperación, y el desarrollo de una cultura organizativa capaz de ofrecer un nivel mínimo de servicio durante interrupciones, emergencias y catástrofes, y volver a la plena operatividad con rapidez”. [25]
- “La capacidad de un sistema para resistir un evento severo con una degradación aceptable y recuperarse lo antes posible”. [26]
- “La capacidad de prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, resistir y recuperarse rápidamente de las perturbaciones”. [27]
- “Capacidad para limitar el alcance, la gravedad y la duración de la degradación del sistema tras un suceso grave”. [28]

Se observa que gran parte de las definiciones presentes en publicaciones científicas enfatizan en la eficiente recuperación posterior a eventos de gran magnitud, cuya naturaleza puede variar y no se limita a situaciones climáticas o desastres naturales. De manera similar, la curva trapezoidal de resiliencia (Figura 2.1) es ampliamente referenciada en la literatura y generalmente representa, al menos, tres fases en los diversos eventos que el concepto engloba, especialmente en sistemas de provisión de servicios.

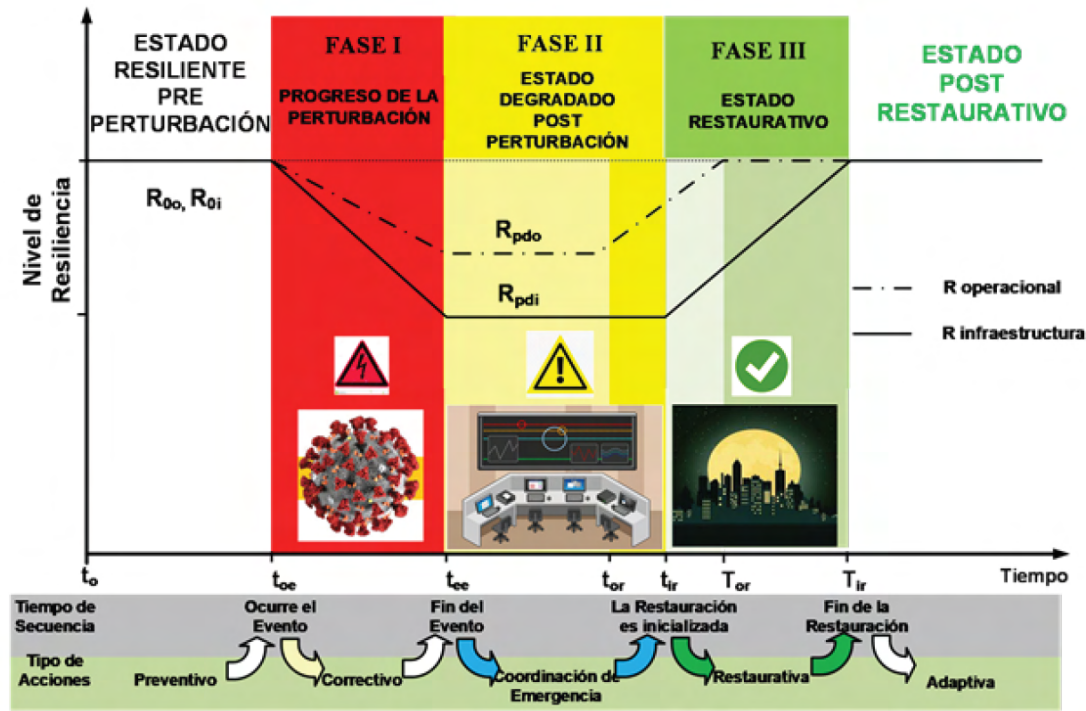


Figura 2.1: Comportamiento de resiliencia de un sistema eléctrico, curva trapezoidal asociada con un evento perturbador [2].

De la Figura 2.1, se desprenden dos observaciones importantes: la primera es el refuerzo del concepto resiliencia y como éste se diferencia de conceptos relacionados como seguridad y confiabilidad al darle un enfoque a los tiempos asociados a la recuperación del sistema post-contingencia. La segunda, es la diferencia entre conceptos de resiliencia operacional (R_{pdo}) y de infraestructura (R_{pdi}), que son abordados en la mayoría de los artículos referenciados en la presente sección. Por un lado, se tiene que la resiliencia operacional es la capacidad de garantizar suministro en términos de la capacidad de respuesta del parque generador aprovechando la topología de red existente. En cambio, la resiliencia de infraestructura, se refiere a resistencia física (de componentes de equipamiento del sistema eléctrico de potencia) del sistema para mitigar daños estructurales. Cabe destacar que para la figura 2.1, el nivel de resiliencia puede estar dado por el nivel de carga conectada, número de líneas en servicio u otra medida que establezca el nivel de suministro durante el impacto.

En relación a las medidas de mejoramiento que se proponen en la literatura para implementar resiliencia en los sistemas eléctricos, se diferencian dos enfoques principales [29]: medidas de endurecimiento y medidas suaves. Las medidas de endurecimiento se relacionan con la infraestructura física, e incluyen acciones como el manejo de vegetación

aledaña, soterramiento de tramos, instalación de nuevas líneas, refuerzo de componentes e implementación de generación distribuida. Por otro lado, las medidas suaves incluyen estrategias como el control inteligente de carga y generación, así como tecnologías de coordinación y operación de micro-redes, las cuales se proponen especialmente en contextos de alta integración de sistemas de transmisión y distribución.

Ahora bien, hasta este punto en la presente sección, se ha abordado el concepto de resiliencia y su alcance en todos los segmentos de la cadena de suministro eléctrico, es decir, generación, transmisión y distribución. Esta generalización se ha mantenido debido a la ausencia de un enfoque específico en alguno de estos segmentos. Sin embargo, es importante destacar que la mayoría de la bibliografía existente se orienta principalmente hacia el segmento de distribución, existiendo una limitada cantidad de información sobre metodologías de resiliencia enfocadas específicamente en la transmisión. Para abordar esta brecha, se revisa el estado del arte hasta mayo del año 2021 [3] como se ilustra en la Figura 2.2.

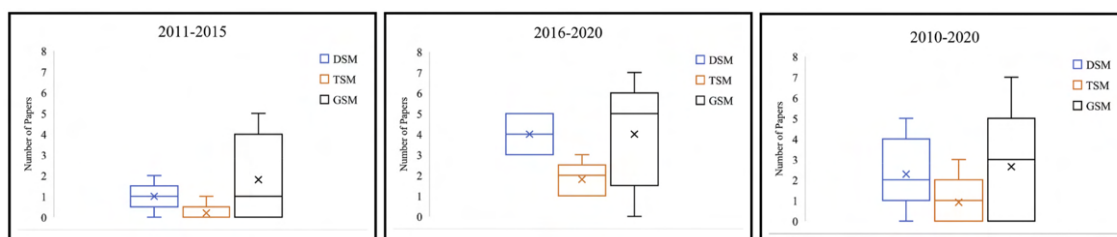


Figura 2.2: Evolución del número de métricas en la última década [3].

En la Figura 2.2, se observa la diferencia en el número de métricas propuestas en la literatura. Las métricas genéricas (GSM, por su sigla en inglés) y las enfocadas en distribución (DSM, por su sigla en inglés) predominan, mientras que las métricas específicas para transmisión (TSM, por su sigla en inglés) están significativamente menos representadas. Es notable que, en la última mitad de la década 2010 - 2020, la investigación en este último ámbito ha ido en aumento. Esto sugiere que la comunidad científica ha empezado a desarrollar métricas y metodologías para el segmento de transmisión más recientemente, lo cual se alinea con las tendencias observadas entre los planificadores alrededor del mundo, aspecto que se revisará a continuación.

2.3. Revisión regulación internacional

A continuación, se lleva a cabo un análisis de las principales hojas de ruta, propuestas legislativas y documentos que tratan la resiliencia energética en diversos países. Dicho estudio tiene como objetivo comprender la perspectiva de diferentes entidades reguladoras a nivel mundial respecto a la resiliencia en el sector y determinar las acciones previstas para alcanzar los objetivos de resiliencia propuestos.

2.3.1. Australia

En el caso de Australia, se analiza el informe titulado “Mecanismos para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico - Revisión del sistema eléctrico del sur de Australia” [19], realizado por la Comisión Australiana del Mercado de Energía (AEMC, por sus siglas

en inglés). Para el país en estudio, se revisará y documentará la definición y alcance del concepto de resiliencia, para luego complementar esta información con un diagnóstico y los puntos relevantes a considerar en la creación del modelo y en la definición de posibles métricas.

Según AEMC, la definición de resiliencia en el contexto energético se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para *evitar, sobrevivir, recuperarse y aprender* de perturbaciones graves no creíbles, incluyendo aquellas de baja probabilidad y alto impacto. Es importante destacar que esta definición de resiliencia se aplica de manera general a sistemas eléctricos y no se limita estrictamente al ámbito de la transmisión.

Esta definición se realiza en un marco de clasificación de riesgos específicos llamados “indistintos”. Estos se asocian a eventos distribuidos, relacionados mayoritariamente a condiciones climáticas, las cuales tienen el potencial de actuar sobre varios activos en una extensa área afectada a lo largo de tiempo. En este tipo de riesgos, los eventos no se enfocan en el cuándo sino en el origen o naturaleza del evento en sí, haciendo una clara diferencia a conceptos de seguridad y confiabilidad.

En particular, esta revisión presenta un diagnóstico de algunos casos donde el sistema experimentó contingencias de larga duración y alta profundidad. Se demuestra que, en general, los niveles de resiliencia base han disminuido con la integración de energías renovables. Esto se debe a que dichas energías dependen en gran medida de variables climáticas, añadiendo incertidumbre a la suficiencia energética durante contingencias graves. Esto se evidencia al comparar dos contingencias en contextos diferentes en cuanto a la composición del parque generador, que resultaron en la separación de dos sistemas: el de Queensland (QLSD) y New South Wales (NSW). En la primera contingencia (2008), no se perdió carga y la respuesta de la frecuencia fue mejor en términos de desviaciones máximas y mínimas (ver Tabla 2.2). Por otro lado, en la segunda contingencia, se desprendieron 1078 MW de demanda, alcanzando niveles de frecuencia máximos y mínimos mucho más elevados que los estándares de seguridad. Es importante mencionar que ambas contingencias fueron provocadas por tormentas eléctricas.

Tabla 2.2: Comparación entre los eventos de separación NSW-QLD de 2008 y 2018 [19]

	2008	2018
Pérdida neta de suministro de QLD a NSW	1091 MW	870 MW
Otras regiones desconectadas	-	Australia sur
Frecuencia máxima QLD	50,62 Hz	50,9 Hz
Frecuencia mínima NSW	49,55 Hz	48,85 Hz
Cargas interumpidas	-	1078 MW

Como se señaló anteriormente, esto surge debido a la naturaleza variable y asíncrona de la matriz generadora, lo que conlleva a una disminución en el control de la frecuencia primaria y un incremento significativo en la incertidumbre de la carga. Esta situación se atribuye en gran parte a la adopción creciente de sistemas inteligentes de control de carga y sistemas de generación distribuida, los cuales, hasta la fecha, no logran coordinarse adecuadamente con el operador durante eventos de fallos masivos. De ello se deduce que, en ocasiones, estas tecnologías podrían agravar la severidad de las fallas si no están correctamente sincronizadas. Sin embargo, con un entendimiento completo de los recursos y cómo gestionarlos, estas mismas tecnologías tienen el potencial de ser altamente beneficiosas. Lo

anterior, radica en que aumentan los puntos de inyección y así la autonomía temporal de sistemas de transmisión centralizados, lo cual es un factor mitigante, mas no, una solución absoluta.

Para concluir, se presentan conceptos fundamentales para la evaluación de costo-beneficio de la resiliencia en sistemas de potencia. Aunque no se profundiza en detalles técnicos y prácticos, se destaca la importancia de alcanzar una red resiliente debido a sus implicaciones sociales y en la calidad del servicio. Se establece que la metodología óptima emerge de una fusión entre estrategias probabilísticas y deterministas. Esta elección se justifica por la elevada incertidumbre inherente a dichas decisiones, las cuales no deberían basarse únicamente en criterios probabilísticos. Es esencial que estas decisiones sean lo más fundamentadas y transparentes posible, especialmente considerando que la disposición de pago de las partes interesadas tiende a ser mínima.

Si bien estas recomendaciones se realizan para el contexto general de sistemas de potencia (con un enfoque en generación, transmisión y distribución), específicamente en transmisión, se indica en reiteradas ocasiones que robustecer mediante redundancias e interconexiones de nodos es una forma de incrementar la resiliencia en el sistema. No obstante, debe tenerse en cuenta que la situación del sistema de distribución de Chile es muy distinta a la de Australia, por lo que las recomendaciones pueden ser útiles en un largo plazo.

Planificación de la transmisión

En el ámbito de la planificación, se llevó a cabo una revisión de los *planes integrados de sistema* (ISP, por sus siglas en inglés) [30], en los que se detallan los proyectos de transmisión principales en el área este de Australia. A partir del año 2020, este informe incluye sensibilidades climáticas en las opciones de trazado para ciertos corredores contemplados en el plan. Esto significa que, de las propuestas presentadas para conectar o respaldar corredores, se selecciona aquella que, geográficamente, parece estar menos expuesta, incluso si otra opción ofrece mayores beneficios económicos. En consecuencia, el regulador opta por una solución económica sub-óptima en favor de consideraciones relacionadas con el cambio climático (donde potencialmente habría una mayor exposición) que afectan ciertas áreas. Es relevante señalar que un enfoque similar se adoptó en la propuesta de 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) con la introducción de la nueva S/E Galvarino o S/E Patagual por parte de la CNE en el plan de expansión 2022, situado en una zona propensa a incendios en Concepción. Se profundizará sobre este proyecto en los capítulos 4 y 6.

En los apéndices del documento [31], se incluyen mapas de calor y resultados de modelos climáticos que identifican zonas de riesgo para los activos energéticos. Esto conduce a la planificación de nuevas obras, teniendo en cuenta la integridad operacional y estructural del sistema que puede estar en riesgo. De manera similar a Chile, se lleva a cabo un análisis de resiliencia en relación con el precio de los combustibles (impactos sistémicos), comparable al “*shock* de precios”. Sin embargo, no se realizan métricas ni análisis enfocados en disminuir los tiempos de recuperación del servicio, ni en reducir la energía no suministrada debido a contingencias de baja probabilidad y alto impacto.

En general, la planificación australiana incorpora variables climáticas e incluso modelos de predicción meteorológica en la planificación de la transmisión, todas las obras se

someten a análisis tipo costo beneficio, siendo algunos casos de resiliencia tomados como sensibilidades o variantes de la propuesta inicial y no como un criterio en sí mismo. En cualquier caso, en un apartado de trabajo futuro se reconocen las grandes necesidades de tener mejoras en el proceso, entre ellas:

- Explorar una serie de casos prácticos de condiciones meteorológicas extremas y sistemas energéticos para poner a prueba el sistema más allá de las condiciones normales de funcionamiento.(esto mediante el cruce de modelos climáticos con infraestructura nueva y existente)
- Desarrollar tarjetas de puntuación o métricas de resiliencia que identifiquen el estado relativo de cada característica, y los beneficios relativos de resiliencia que las soluciones de mitigación de riesgos pueden lograr.
- Proporcionar flexibilidad adicional al operador para gestionar la resistencia y la seguridad del sistema en presencia de peligros crecientes y coincidentes. Mejorar las previsiones meteorológicas y de riesgos a corto plazo.
- Trabajar con las partes interesadas para comprender los enfoques de las soluciones de mitigación de riesgos, como la diversidad geográfica, con el objetivo de desarrollar un enfoque común para identificar la necesidad de una intervención utilizando métricas de resiliencia o tarjetas de puntuación.

2.3.2. Estados Unidos

En Estados Unidos, al ser un país con una extensión territorial considerable, en términos de la operación del sistema, éste se encuentra dividido en varios operadores, los cuales tienen diferentes formas de enfrentar la planificación de sus redes. En esta sección, se documentan definiciones y estrategias de carácter nacional (federal), para luego entrar en detalle en algunos operadores. Lo anterior, se logra a través de la revisión de los planes de transmisión interregionales y estudios de revisión de estado del arte en metodología de planificación de los principales operadores.

Cabe destacar que en este caso, si bien no se identifican obras que se promuevan únicamente bajo el criterio o concepto de resiliencia, si existe un enfoque multivalor, que no solo considera un análisis costo beneficio tradicional, sino que considera la resiliencia como parte de un gran análisis. Por lo mismo, ni los planes de transmisión [32] [33] [34], ni en hojas de ruta gubernamentales [35][36] existe una metodología especializada con métricas estandarizadas al contexto del operador.

Enfoque gubernamental en resiliencia energética

Inicialmente, se examina la guía de resiliencia *“State Governance, Planning, and Financing to Enhance Energy Resilience”* [35] publicada por la Asociación Nacional de Oficinas de Energía (una entidad federal). Este documento delinea los pasos preliminares a seguir, los factores a considerar y las herramientas utilizadas por diferentes estados para financiar proyectos destinados a mitigar los impactos de eventos relacionados con desastres naturales y ciberataques. De estos, el enfoque principal recae en los desastres naturales,

que históricamente han representado un costo que es, en promedio, cuatro veces mayor que los ciberataques a nivel nacional [36].

Como es habitual en muchas hojas de ruta, se inicia con una definición centrada en los sistemas de energía. Según esta guía, la *National Governors Association* (NGA) y la *National Association of State Energy Officials* (NASEO) definen la resiliencia como la habilidad de un sistema para resistir catástrofes, responder de manera eficiente y recuperarse en un tiempo breve, alcanzando un estado mejorado. Se reconoce como un criterio esencial para la planificación a largo plazo, especialmente debido al creciente impacto y coste asociado a eventos climáticos. Estos eventos no solo afectan a la infraestructura eléctrica per se, sino también a las cadenas de suministro de combustibles, redes de comunicación y otros aspectos relacionados con el ámbito energético en general.

Dentro de este marco, uno de los aportes más destacados es la perspectiva económica adoptada en la planificación de resiliencia. Se resalta que existe un potencial de ahorro significativo, en el que por cada dólar invertido, se pueden ahorrar eventualmente hasta seis dólares [36] en reconstrucciones. Esta afirmación se apoya con cuadros comparativos que muestran cómo se financian proyectos dirigidos a mejorar la resiliencia en todos los eslabones de la cadena de suministro energético. En general, se describen tres métodos predominantes en los estados analizados, los cuales varían según el poderío económico y las amenazas enfrentadas. El primer método involucra fondos públicos estatales, con programas como el almacenamiento local de baterías para reducir la dependencia de la red durante desastres, especialmente en áreas con impactos no prolongados en el tiempo. A su vez, hay fondos más amplios destinados a fortalecer subestaciones y segmentos de transmisión contra vientos y tormentas (como el *PS & EG Energy Strong Programs*) [37]. En contraste, también existen iniciativas puramente privadas de grandes empresas, como aeropuertos y grandes industrias situadas lejos de los principales centros de consumo. Finalmente, se menciona un sistema de pago adicional para el cliente, aplicado especialmente en áreas remotas con alimentación radial. Este último se centra más en distribución y en programas que promueven la implementación de micro-redes y generación distribuida.

Es importante señalar que las medidas adoptadas se fundamentan en eventos históricos y no consideran ni se basan en variables futuras. Estas acciones están diseñadas para mitigar sucesos que impactan regularmente las instalaciones y a los consumidores finales, como, por ejemplo, nevadas, tormentas e inundaciones.

Puerto Rico [38]

La *Grid Deployment Office*, a través del Departamento de Energía de Estados Unidos, ha anunciado un fondo de energía resiliente de mil millones de dólares (Febrero 2023) destinado a la modernización de redes eléctricas para hacer frente a eventos climáticos de alta severidad, como huracanes y tormentas tropicales. La asignación de estos fondos se realizará mediante consulta pública, y el programa se iniciará con un plan de generación solar distribuida, seguido de refuerzos en la red eléctrica.

North American Transmission Forum

La organización *North American Transmission Forum* (NATF), es una organización sin fines de lucro que se dedica a promover y colaborar en temas de operación y planificación

de las redes de transmisión en América del Norte.

Esta organización si bien no tiene planes bien definidos sobre la planificación aplicando criterios de resiliencia, si tiene definiciones [39][40] base para trabajar sobre ellas y generar estudios en los próximos años, lo cual será recomendado al regulador federal que corresponda.

1. *La capacidad del sistema y sus componentes (tanto humanos como materiales) para 1) prepararse, 2) anticiparse, 3) absorber, 4) adaptarse y 5) recuperarse de perturbaciones no rutinarias, incluidos los sucesos de alto impacto y baja frecuencia (AIBF, por sus siglas en inglés), en un tiempo razonable. [39]*
2. *La resiliencia del sistema de transmisión se define como la capacidad del sistema y sus componentes (es decir, tanto los equipos como los componentes humanos) para minimizar los daños y mejorar la recuperación de las interrupciones no rutinarias, incluidos los eventos de alto impacto y baja frecuencia (HILF, por sus siglas en inglés) en un tiempo razonable. [40]*

Estas definiciones son pertinentes de documentar y tomar en cuenta, ya que en la mayoría de los planes energéticos y hojas de ruta, las definiciones no son del todo orientadas al contexto de la transmisión, por lo que es interés tener el precedente de una definición realizada por una organización especializada en el rubro.

Estudios de revisión de la planificación en operadores de red

En esta sección, se revisan estudios de metodología de planificación de los operadores de red a lo largo de Estados Unidos.

En [41], se evalúa un enfoque multivalor a la planificación de la transmisión donde se consideran beneficios alternativos a la tradicional reducción de costos de despacho. El enfoque multivalor es una forma de planificación que considera varias líneas de ingreso como beneficios y se desmarca de los criterios únicos que se tienen en Chile actualmente. Entre ellos (y de lo más novedosos):

- Beneficios medioambientales mediante un modelo que valoriza la reducción de gases tóxicos.
- Beneficios de mitigación de riesgos de alta incertidumbre como costos de combustibles, aumento en la demanda, atrasos en la construcción de proyectos y retiro de plantas térmicas.
- Los beneficios de la resiliencia se consideran en términos de la reducción de la energía no servida, atribuida a la línea de transmisión durante eventos de pérdida de carga. La evaluación de la pérdida de energía se realiza considerando un valor estimado de 20,000 USD/MWh.
- Ahorro en costos de capital de nuevos proyectos. En primer lugar, beneficios en costes de capacidad necesaria, gracias a la reducción de las pérdidas de energía y adicionalmente, acceso a zonas con mayor calidad de recurso para proyectos renovables, produciendo así un descenso en los costos nivelados de generación (LCOE, por su sigla en inglés).

Se presenta un caso de estudio del Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT, por su sigla en inglés), donde se muestra una metodología para cuantificar los beneficios multivalor para dos obras que se planean desarrollar en el año 2030. Específicamente para el caso de beneficios por resiliencia, se realiza una simulación con datos históricos basada en métodos de cálculo de suficiencia, donde se simulan probabilísticamente (mediante método Monte Carlo) fallas provocadas por eventos meteorológicos en el sistema con el fin de cuantificar pérdidas de carga y luego valorizarlas a un valor fijado previamente.

Es esencial mencionar que este método proviene de un estudio externo a los reguladores o a los operadores encargados de tomar decisiones en la red. Además, se subraya que es una adaptación de métodos convencionales de suficiencia, aunque no se ofrecen detalles adicionales sobre cómo difiere de la modelación tradicional en ese ámbito. Se utilizan métricas como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP, por su sigla en inglés), un indicador de confiabilidad ampliamente reconocido en metodologías de suficiencia. Sin embargo, estas métricas no consideran en sí mismas la intensidad de las amenazas ni modelan los efectos específicos del clima futuro o la capacidad de la infraestructura para enfrentar dichos eventos. Esto sugiere una fuerte correlación entre los índices de suficiencia convencionales y aquellos empleados para estimar los beneficios de la resiliencia. Según las definiciones establecidas por los marcos reguladores del país en cuestión, estos conceptos deberían ser distintos. Si se calculan de la misma manera, estos conceptos pueden acoplarse y es posible que no exhiban independencia.

Adicionalmente, se examina un estudio de regulación comparada [42], en el contexto de la expansión multivalor de la transmisión entre operadores de Estados Unidos. A partir de este estudio, se extrae información y se elabora un cuadro comparativo específico 2.3 sobre qué información y criterios de planificación se consideran en términos de resiliencia. Es relevante mencionar que, al revisar en paralelo los planes de transmisión, hasta el año 2023 ningún plan aborda una métrica o metodología claramente definida para resiliencia. En cambio, se consideran beneficios cualitativos indirectos, valorizaciones de energía no esperada debido a fallas y modelos basados en datos históricos. Estos aspectos forman parte de una valorización más amplia del proyecto, que supera al criterio de resiliencia como tal.

Durante la revisión de los planes de transmisión, se observa que el operador PJM [33] sí incorpora criterios de resiliencia en sus bases de planificación a través de “*proyectos complementarios*”. Estos proyectos no se determinan por confiabilidad, eficiencia económica, ni desempeño operacional. Se presentan como expansiones ya sea de ampliación o como obras nuevas, con el objetivo de garantizar un servicio eléctrico ininterrumpido centrado en el cliente. La motivación subyacente es fomentar la flexibilidad operativa, la integridad de los activos de transmisión, asegurar la seguridad pública, entre otros beneficios que no pueden cuantificarse directamente. Estos proyectos deben ser aprobados por el consejo directivo de la misma institución.

A continuación, se presenta la Tabla 2.3 que describe diversos aspectos considerados por distintos operadores en relación con la resiliencia. Se detallan los siguientes campos:

- **Métricas:** se refiere a un criterio cuantificable utilizado para determinar la necesidad de una obra específica. Ejemplos de esto podrían ser la energía no suministrada esperada o los tiempos de recuperación esperados.
- **Modelos climáticos:** indica aquellos operadores que toman en cuenta escenarios

futuros relacionados con el clima en su planificación de la red.

- **Beneficios de resiliencia:** refiere a operadores que, aunque tienen el concepto de resiliencia en sus criterios de planificación, no necesariamente lo aplican de manera directa. Lo consideran más como una línea de ingreso debido a pérdida de carga y lo asocian a costos evitados dentro de un análisis más integral.

A continuación, la Tabla 2.3:

Tabla 2.3: Cuadro comparativo con información de múltiples fuentes.

Operador	Métricas	Modelos climáticos	Beneficios resiliencia
SPP [42] [34]	×	✓	×
MISO [42]	×	×	×
CAISO [42] [36]	×	✓	✓
NYISO [42]	×	×	×
ERCOT [42]	×	✓	×
PJM [33]	×	×	✓

Es fundamental destacar una notable desconexión entre las políticas y marcos normativos que ofrecen ejemplos y mecanismos de financiamiento para la resiliencia en el sector energético, y su incorporación tangible en los planes de transmisión. A pesar de que estas directrices normativas esbozan claramente los caminos y estrategias para mejorar la resiliencia, no se observa su aplicación explícita en los planes de transmisión de los operadores. Esta situación sugiere que tales estrategias de resiliencia, aunque estén formuladas a niveles estatales y federales, aún no han sido integradas o priorizadas por los operadores en sus estrategias operativas. Aunque esta discrepancia puede ser el resultado de diversas razones, destaca la necesidad de una mayor alineación entre la formulación de políticas y su ejecución en la práctica. En el resumen final de esta sección, se ofrece una comparativa entre países para resaltar estas diferencias y similitudes en la aplicación de estrategias de resiliencia en el contexto energético.

Adicionalmente, para la referencia geográfica del lector, se ilustra (en la Figura 2.3) el mapa de operadores de red en Estados Unidos.



Figura 2.3: Mapa de operadores de red en EEUU [4] .

2.3.3. Italia

En este caso, se examinaron los planes energéticos del operador de red y transmisor TERNA. Según su plan energético integrado, a partir del plan de desarrollo de red 2021 y en el marco del plan de resiliencia europeo, se invertirán más de 18 mil millones de euros [43] en la próxima década para la construcción o desarrollo de más de treinta proyectos estratégicos. El objetivo de este plan de resiliencia es fortalecer las líneas para enfrentar mejor los efectos del cambio climático y las nuevas tecnologías de generación. Según la experiencia del operador en Italia, las principales amenazas climáticas son los vientos y las nevazones.

Plan de Transmisión Interno

En un enfoque más práctico, se revisan los planes de desarrollo de red anuales [43] [44], donde se identifica que las amenazas más comunes son eventos de vientos y nevazones, los cuales afectan mayormente a tramos que comparten trazado con bosques y/o territorios montañosos. Para este tipo de contingencias, se proponen directrices generales en dos aspectos. El primero tiene relación con intervenciones de infraestructura, las cuales incluyen:

- Medidas relacionadas con el fortalecimiento físico de los activos de red, como la reconstrucción/renovación de líneas eléctricas aéreas. En este sentido, se propone una restauración de líneas existentes, conservando el trazado actual, pero mejorando las características mecánicas incluso por encima de la norma exigida. En este punto, se considera incluso modificar tramos que se encuentren en zonas climáticas críticas (reubicaciones de activos).
- Soterramiento de trazados: si bien el costo es cuatro veces mayor que una línea aérea, el enterramiento de cables se hace necesario en áreas donde es difícil realizar más enmallamiento de la zona, ya sea por estabilidad de tensión o restricciones físicas.

- Mejora de enmalle zonal, es decir, dar redundancia a líneas mediante la construcción de obras nuevas, ofreciendo una alternativa geográfica al tramo existente.

El segundo aspecto se enfoca en la mitigación, en general, son medidas que se orientan a los problemas específicos de los corredores italianos.

- Sistemas de previsión de hielo en líneas aéreas.
- Instalación de dispositivos anti-giro que aumenten la rigidez torsional, dificultando el giro del conductor, que es la causa principal de formación de mangas de hielo en los conductores.
- Cuadrillas activas de tala y mantenimiento en zonas boscosas.

Se realizan recomendaciones de índices de resiliencia basados en tiempos de retorno (TR) de subestaciones primarias (CP) y número de usuarios sin energía (NUD).

$$IRE = \frac{TR_{CP}}{NUD} \quad (2.1)$$

Entiéndase tiempo de retorno como tiempo que transcurre entre la ocurrencia de dos eventos meteorológicos sucesivos mayores a una magnitud predefinida. Es decir, si la probabilidad de falla de un tramo es de 0,33 [horas/clientes afectados] dado un evento, el tiempo de retorno son tres años. (Los tiempos de retorno de líneas y subestaciones no se calculan ni se perciben de la misma manera). Cabe destacar que este es un concepto relevante, que se utiliza para el anexo de metodología de resiliencia para los planes de transmisión aprobado el año 2022 [45].

Adicionalmente, se propone considerar otras variables importantes en el análisis, tales como una matriz de fallas de la infraestructura, que incluye tanto datos históricos como simulaciones, la longitud de la línea a estudiar (lo que implica el área de exposición), y métricas de enmallamiento de la red.

Anexo del código de red N°76 [45]

En vista del contexto mostrado en párrafos anteriores, TERN A propone un anexo de diseño para la planificación resiliente de la transmisión llamada “Metodología para el cálculo del incremento de la resiliencia de la red de Transmisión nacional [45]”.

De forma resumida, se basa en el cálculo de la probabilidad de cortes de energía esperados, causados por diferentes eventos meteorológicos de viento y nieve mojada. Con esta probabilidad y tiempos de recuperación estimados, se puede evaluar la resiliencia de ciertos tramos para realizar mejoras operacionales y/o estructurales (infraestructura).

En primer lugar, se realiza una definición del concepto de resiliencia aplicado en el contexto de la transmisión, lo cual es de suma importancia para establecer las principales directrices de lo que se pretende lograr con las métricas propuestas. Se define la resiliencia como *“la capacidad para absorber y resistir esfuerzos que superen los límites para los cuales el sistema fue diseñado, y volver al estado normal de funcionamiento de manera rápida y eficaz, posiblemente mediante intervenciones temporales, asegurando también la conservación, restauración o mejora de las estructuras y funciones esenciales del sistema.”*

En base a lo anterior, se enmarca la metodología propuesta en el documento, la que consta de ocho pasos principales (extraídos y editados del artículo resumen [7]):

1. Calcular la probabilidad de ocurrencia de fenómenos meteorológicos en el futuro como función de umbrales de intensidad predefinidos, mediante un conjunto de modelos climatológicos avanzados. Esto se realiza para grillas de 16 km^2 , para identificar eventualmente qué infraestructura será afectada (Figura 2.5). Estos modelos identifican cuán probable y de qué intensidad se esperan los eventos climáticos a mitigar.
2. Cuantificar la vulnerabilidad de los componentes (cadena de aisladores, conductores y torres) de la red como función de la intensidad del evento meteorológico considerado, mediante el desarrollo de curvas de vulnerabilidad aplicadas a un modelo georreferenciado en forma de grilla.

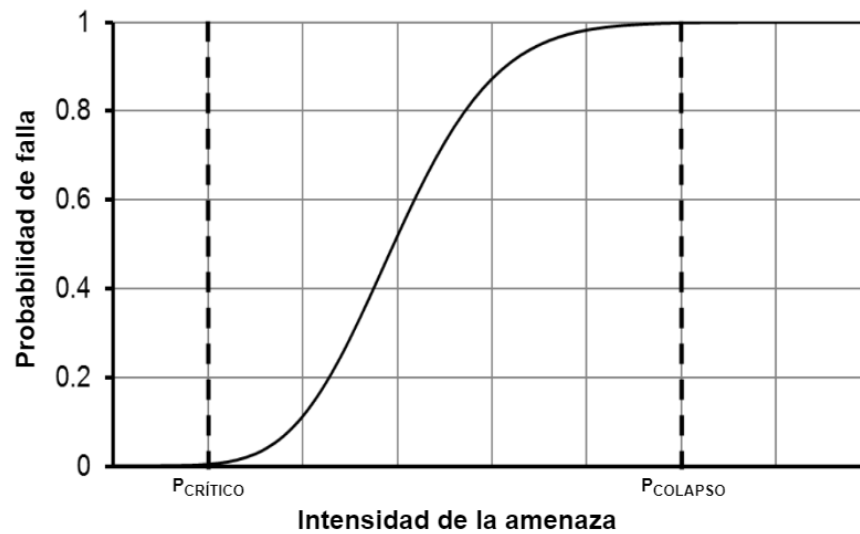


Figura 2.4: Curva de fragilidad genérica de elemento de red [5].

Esta es una técnica ampliamente utilizada en la literatura [5]. Mediante esta técnica, es posible identificar y parametrizar numéricamente la probabilidad de falla de un activo o una parte de él en función de la intensidad de la amenaza. Además que, dicha amenaza tiene su propia probabilidad de ocurrencia, la cual varía según su nivel de intensidad.

3. Combinar el modelo probabilístico del evento climático (del paso 1) con la curva de vulnerabilidad (del paso 2) para los componentes específicos, en este caso, las líneas. Esto conduce a determinar el período de retorno (RP , por su sigla en inglés) de las interrupciones en los componentes de línea en la “fase previa a la intervención” (RP_{PRE}), es decir, en las condiciones iniciales sin la aplicación de medidas de resiliencia, como fortalecimientos de red y redundancias. En este paso, se calcula únicamente el RP de líneas individuales.

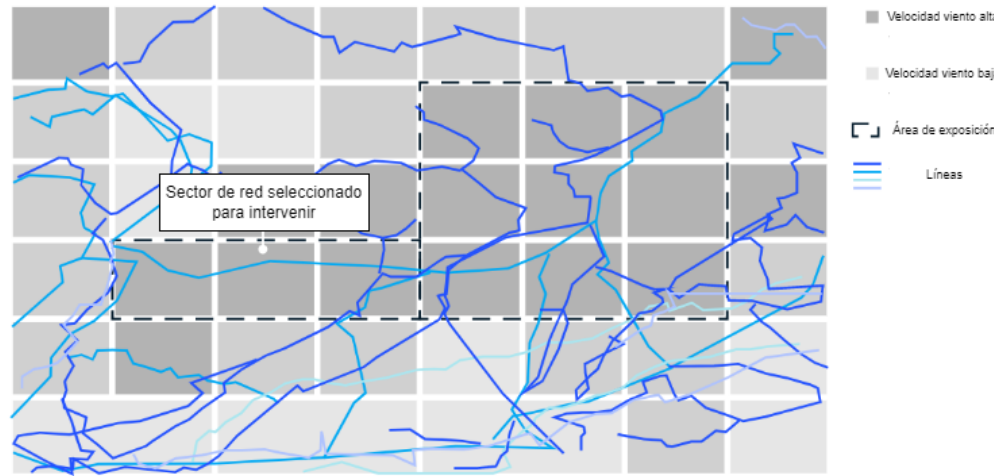


Figura 2.5: Metodología se superposición editada de [6].

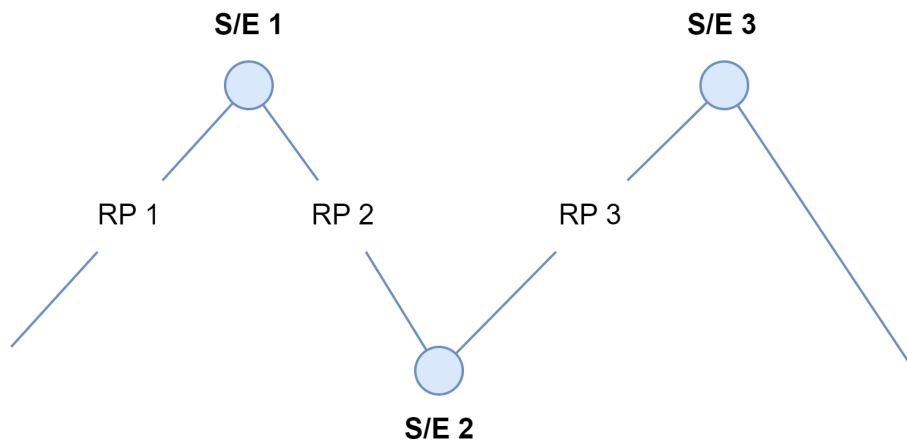


Figura 2.6: Sistema Ejemplo metodología [7].

Tal como se aprecia en la Figura 2.6, hasta este paso, cada línea debe tener calculado un periodo de retorno individual, el que corresponde al periodo de falla entre dos tiempos determinados. En palabras simples, es el tiempo en que se espera un corte de suministro ocurra bajo todo evento. Este indicador corresponde al inverso de la probabilidad de falla conjunta entre la vulnerabilidad y su entorno.

Es de vital importancia la inclusión de una definición numérica para determinar qué se considera resiliente. En este contexto, el documento especifica que un período de retorno (RP) mayor a 50 se considera indicativo de resiliencia. Por lo tanto, cualquier tramo con un RP superior a 50 debe excluirse del análisis.

4. Debido a la alta incertidumbre que incorporan los modelos climáticos se requiere una validación histórica. Esta consiste en comparar el tiempo de retorno de apertura calculado con las fallas históricas registradas en los últimos treinta años. Lo anterior es una asignación de probabilidad a la falla de combinaciones de ciertas líneas ($prob_{ctg,h}$) lo que finalmente decanta en qué profundidad en términos de carga desprendida se causa por cada contingencia.

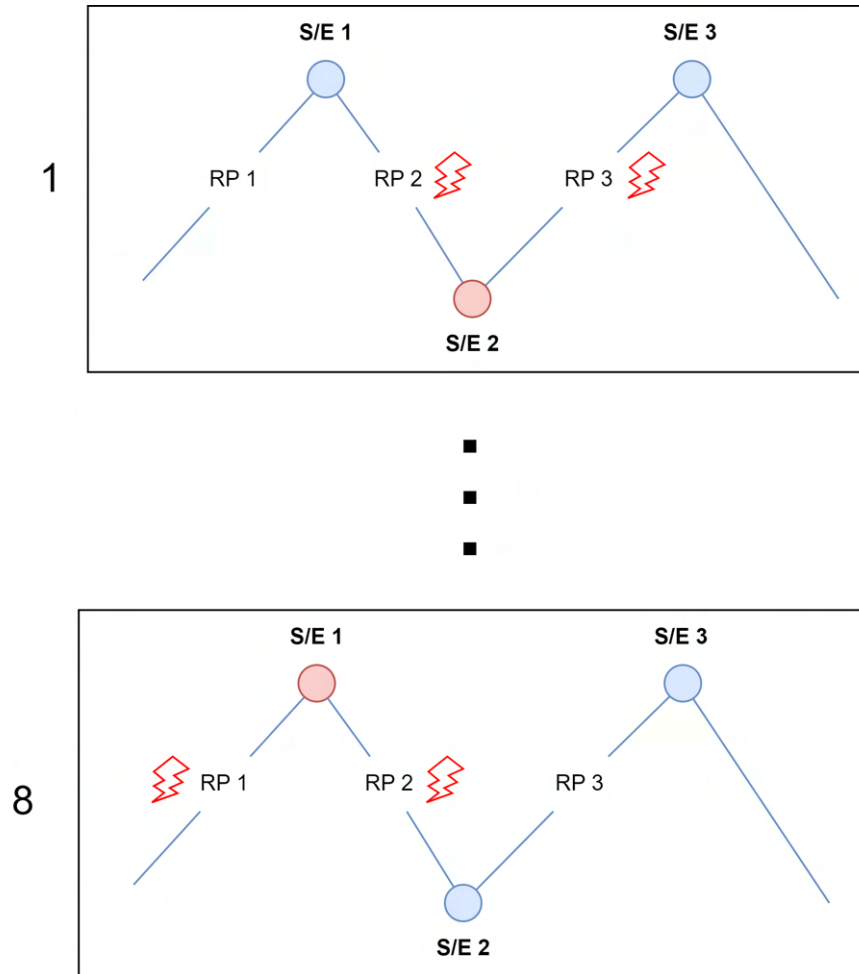


Figura 2.7: Sistema Ejemplo metodología 2 [7].

Es decir, si se tiene tres líneas conectadas entre subestaciones, se obtiene la *RP* de cada línea y a través de una matriz de correlación se puede estimar una probabilidad de falla para cada una de las ocho combinaciones (en este caso serían ocho ctg_h donde $h = 8$) de estados de falla. Para cada estado, se tendrá un nivel de desprendimiento de carga o sobrecarga en otros circuitos (lo cual es medido a través de una simulación estática de flujo AC) con una probabilidad estimada a través del futuro y validada por el pasado.

En el caso de la Figura 2.7, se calcula la probabilidad de dos combinaciones que dejan subestaciones primarias sin abastecimiento. Ya que existen combinaciones que no inducen pérdidas de carga como por ejemplo una falla solo en la línea 1. En este sentido, las fallas múltiples o de líneas intermedias son las críticas y las que deben ser consideradas.

5. Con lo anterior se puede determinar el valor de Energía No Servida Esperada (EENS, por sus siglas en inglés), el cual se define como el riesgo de energía no suministrada en una subestación primaria. Si bien, un tramo de línea puede fallar, la carga puede tener otros medios de abastecimiento y no necesariamente tener cortes. Esta respuesta del sistema ante la salida de un elemento se simula de forma cuasi-estacionaria,

para visualizar el comportamiento carga - generación, realizando un re-despacho de generación o conexión de nuevos corredores si fuese el caso.

$$EENS_{PSj} = \sum_{h=1}^{N_{ctg,j}} t_{rec} \cdot Carga_{j,h} \cdot prob_{ctg,h} \quad (2.2)$$

Donde $N_{ctg,j}$ es el número de contingencias que causan pérdida parcial o total de la carga en la subestación j . $Carga_{j,h}$ es la energía no servida en la subestación j para la contingencia h . El elemento $prob_{ctg,h}$ es la probabilidad anual de ocurrencia de la contingencia h que determina la pérdida de carga en la subestación j y t_{rec} es un tiempo convencional fijo de 16 horas.

6. Identificar posibles intervenciones que permitan incrementar la resiliencia del sistema en estudio. Lo anterior se realiza considerando en el análisis meteorológico y características propias de la zona.
7. Evaluación de impactos de las intervenciones del paso número cuatro, expresado en términos del aumento de los tiempos de retorno de líneas. Esto mediante la simulación de propagación de fallas, asumiendo que las intervenciones de mejora (paso cuatro) se implementan. Con esta información se puede determinar los tiempos de retorno de subestaciones, los cuales determinan finalmente cuánta carga es despendida.
8. Se calcula el beneficio de resiliencia mediante la diferencia de EENS luego y antes de cada intervención para su posterior Análisis Costo Beneficio (ACB) u otro.

Para un entendimiento gráfico del procedimiento, se adjunta un diagrama resumen (Figura 2.8) editado de [7].

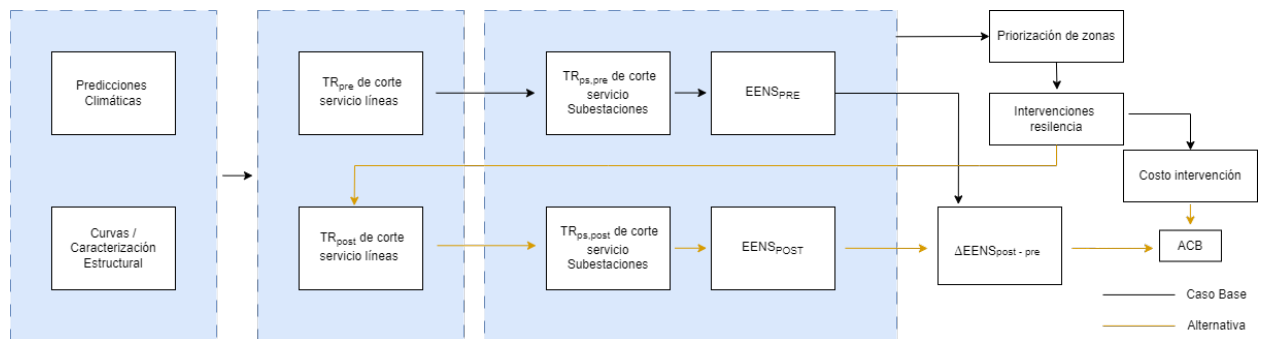


Figura 2.8: Diagrama de metodología TERN simplificado [7].

2.3.4. Europa (General)

Para la región europea, se revisan políticas y hojas de ruta que abarcan toda la región. Al examinar los informes de expansión de varios países hasta la fecha de la elaboración de este informe (2º trimestre de 2023), se descubre que, con la excepción de Italia, no existen metodologías de resiliencia con métricas específicas para proponer obras bajo este concepto.

Sin embargo, sí existen planes de resiliencia que deben implementarse a corto plazo, principalmente en respuesta a la crisis sanitaria del *COVID-19* y la crisis energética del gas ruso. El principal plan a nivel europeo es el plan *NEXTGenerationEU* [46], que destina fondos mediante el mecanismo *Recovery and Resilience Facility* (RRF) [47]. Este mecanismo dispone de 723,8 mil millones de euros, distribuidos entre subvenciones y préstamos para diversos objetivos que abarcan no solo el ámbito energético, sino también áreas sociales, de salud y medioambientales.

En el mismo año 2022, bajo la comisión europea, se creó *REPowerEU* [48]. Este organismo aborda las dificultades socioeconómicas y las perturbaciones del mercado de energía debido a los conflictos entre Ucrania y Rusia. El enfoque principal de esta comisión es la reducción gradual de la dependencia de los combustibles fósiles, el aumento en la producción de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética. Se establece una meta de ahorro de 93.700 millones de euros en importaciones de gas, petróleo y carbón para el año 2030.

Esta estrategia representa un tipo de resiliencia energética que busca adaptarse a cambios profundos, como una guerra. Aunque este enfoque no es el mismo que se tiene en Chile, es un precedente que muestra cómo se asignan fondos y subvenciones según el tipo de resiliencia requerida de acuerdo al contexto político y territorial de la región en estudio.

2.3.5. Síntesis y lecciones

De acuerdo con la revisión internacional, se elabora un cuadro resumen (Tabla 2.4) que destaca los principales países. Es importante mencionar que, en el caso de Estados Unidos, la documentación se enfoca en el ámbito federal y se orienta específicamente hacia los dos operadores principales: CAISO y PJM. Estos se muestran detalladamente en su propia subsección.

Tabla 2.4: Cuadro resumen internacional

País	Organización	Métricas	Modelos climáticos	Beneficios Resiliencia	Presupuesto
USA	FERC	×	×	✓	✓
AUS	AEMO	×	✓	✓	×
ITA	TERNA	✓	✓	✓	✓
UE	ENTSOE	×	✓	×	✓
Chile	CNE	×	×	×	×

En el caso de Australia, aunque no se propone una metodología específica, existe una sensibilidad tanto actual como futura frente a cambios climáticos, lo que implica que los beneficios de la resiliencia son reconocidos, acompañados de recomendaciones para desarrollar métricas futuras que permitan tomar decisiones más informadas bajo este criterio. Se enfatiza además la importancia de coordinarse con sistemas distribuidos de generación y consumo, los cuales pueden ser beneficiosos si se gestionan adecuadamente, pero potencialmente perjudiciales en situaciones de contingencia de alto impacto, especialmente en tiempos de des-carbonización donde la red es menos estable ante grandes perturbaciones.

Para Estados Unidos, se destaca la planificación multivalor frente a la tradicional perspectiva de ahorro de costos en la producción de energía. En este contexto, la resiliencia se considera como un componente de valor en una evaluación de varios aspectos, como

la reducción de emisiones de gases tóxicos, la suficiencia energética y la mitigación de riesgos asociados con el aumento de la demanda, retrasos en proyectos, entre otros. En términos de financiamiento, tanto en Estados Unidos como en Europa, se proponen fondos de resiliencia para enfrentar eventos climáticos históricos. Sin embargo, gran parte del enfoque está en el futuro, tomando en cuenta las lecciones del pasado. En este sentido, TERN, el operador eléctrico italiano, propone una metodología que combina análisis del pasado y proyecciones futuras para determinar la energía no suministrada en subestaciones de alto riesgo, definiendo métricas específicas para la realización de obras de resiliencia, enmarcadas en un fondo asignado para ejecutar proyectos desde el presente hasta el año 2030.

Con el fin de sintetizar todo lo anterior, se presenta un cuadro resumen (Tabla 2.5) de las principales lecciones al momento de aplicar criterios de resiliencia en la planificación de la transmisión.

Tabla 2.5: Lecciones de revisión internacional.

Aspecto	Lección
Definición	Aunque no hay un consenso único, en términos de transmisión, se debe enfocar en la anticipación (planificación) y en bajos tiempos de recuperación. Es crucial extender la definición para incluir aspectos de absorción y resistencia durante el evento, considerando que las políticas generalmente abarcan generación, distribución y transmisión como un conjunto.
Alcance	A pesar de la relevancia de tomar decisiones acertadas en cuanto a la planificación de medidas de mitigación para la transmisión, la distribución es una barrera importante donde se debe mejorar la coordinación, especialmente debido al auge mundial de la generación distribuida. Este desafío puede intensificarse con el retiro de inercia del sistema, indicando que no es solo una problemática de infraestructura. El enfoque se dirige principalmente desde el punto de vista climático/natural, siendo este el que más aporta información para los modelos de riesgo. Es fundamental considerar el contexto geográfico, económico y político, ya que las medidas pueden variar significativamente, enfocándose en eventos ocasionales y específicos. Sin embargo, esto no implica que no se puedan tomar referencias entre países.
Financiamiento	En la mayoría de los países con presupuestos para resiliencia, se reconoce que es una política pública orientada a mejorar la calidad de vida de los clientes. Existen estudios [49] que indican que el costo de la pérdida de carga no es constante (ya que no se puede valorizar un corte de una hora de la misma manera que uno de más de 24 horas) y se espera que aumente con la creciente dependencia de la electricidad por la des-fosilización de la matriz energética.
Métricas	Las métricas deben enfocarse en dónde realizar proyectos de mitigación de riesgo con fundamentos basados en adaptación y planificación inteligente, sin basarse únicamente en hechos del pasado. Deben incluir componentes de probabilidad de amenazas futuras (en caso de existir modelos de predicción), para hacer frente al cambio climático actual y futuro. En el contexto de transmisión, estas métricas deben orientarse a planificar y recuperar el servicio dependiente de ella en tiempos acotados, tratándose generalmente de medidas más de infraestructura que operacionales.

En Chile, aunque existe regulación que aborda el concepto, no hay una metodología sistematizada adoptada por el promotor de obras que permita capturar los riesgos a corto y largo plazo. En resumen, tanto para la CNE como para el CEN, se tiene el siguiente cuadro (Tabla 2.6):

Tabla 2.6: Cuadro comparativo nacional.

Institución	Medidas
CNE	Desde la publicación del Reglamento [8] de planificación hasta junio de 2023 (ITF 2022), no se han promovido obras por criterios de resiliencia, ni tampoco obras que consideren su aporte de manera complementaria. Se tienen sensibilidades de impactos sistémicos y anexos que abordan bosquejos de una posible metodología.
Coordinador	Publicación de casos piloto en 2022 [10] donde se sugieren algunas alternativas, con métricas de resiliencia a través de tiempos de recuperación y desconexión. Además, en la propuesta de transmisión 2023 [50] se propone una obra nueva del sistema Nacional, la subestación Galvarino. Según el Coordinador, la obra tiene como objetivo mejorar la seguridad del abastecimiento del Gran Concepción y contar con un sistema más resiliente para enfrentar adversidades como incendios.

La siguiente sección detalla extensivamente la legislación nacional y el diagnóstico para cada institución.

Capítulo 3

Etapas y criterios de planificación de la transmisión en Chile

Con el objetivo de proporcionar contexto a los alcances y justificar las acciones que motivan la implementación de esta metodología específica, se dedica una sección a revisar las etapas de la planificación de la transmisión en Chile.

Este análisis hace referencia a aspectos metodológicos y del proceso a nivel macro, sin entrar en detalle sobre el modelamiento específico de cada etapa ni sobre los plazos del proceso. A lo largo del informe, se mencionarán repetidamente hitos e instancias clave en el proceso, por lo que se explicarán las etapas e hitos para proporcionar contexto y definición a lo expuesto en la metodología a proponer.

3.1. Antecedentes legales

3.1.1. Ley 20.936

El inicio del proceso de planificación actual se basa en la Ley 20.936 (2016), que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”. Esta legislación altera el decreto con fuerza de ley N°4/20.018 de 2006, que consolida, coordina y sistematiza la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). La planificación energética y de la transmisión se define en esta ley, y las regulaciones necesarias para su implementación se encuentran en el título III “De la Planificación de la Transmisión” del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (en adelante, el Reglamento) [8].

Durante la planificación de la transmisión, se establecen las fases y tareas requeridas para especificar, a través de decretos exentos del Ministerio de Energía, las obras de expansión necesarias en el sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro. En este proceso, se toman en cuenta metas relacionadas con la eficiencia económica, competencia, seguridad y suficiencia. Conforme lo señalado en el artículo 87 de la LGSE, la planificación de la transmisión debe llevarse a cabo considerando los siguientes factores:

- La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86° (define escenarios energéticos de largo plazo), y
- La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Tal como puede apreciarse, hasta el momento de la realización de esta memoria, el cuerpo legal de mayor jerarquía, no contiene el concepto ni la palabra resiliencia de manera literal en los lineamientos de la planificación de la transmisión. Pero, sí considera aspectos de riesgo de abastecimiento por eventos extremos, donde da cabida al criterio, pero lo anterior puede tomarse con fines de promoción de obras por suficiencia y seguridad.

Ahora bien, en la práctica el ente que promueve proyectos de expansión de transmisión vinculantes, es la CNE. Por lo que se expone de manera resumida, los principales hitos del proceso de planificación, que son establecidos en el capítulo 4 del título III del Reglamento [8], en la cual se especifican las bajadas prácticas a los lineamientos expuestos anteriormente.

3.1.2. Reglamento: etapas y metodología

De acuerdo con lo expuesto en el Reglamento [8], la CNE define ocho etapas bien delimitadas en el proceso de planificación. Estas etapas abarcan desde la creación de escenarios hasta la promoción de la cartera definitiva de proyectos. Con el objetivo de proporcionar un contexto claro para análisis futuros en este trabajo, se decide ilustrar cada una de estas etapas en un diagrama (Figura 3.1) y explicarlas de manera resumida. A continuación, se presentan las etapas mencionadas:

1. Análisis Preliminar;
2. Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional;
3. Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio;
4. Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión;
5. Análisis Económico de los Proyectos de Expansión;
6. Análisis de Resiliencia;
7. Análisis de Mercado Eléctrico Común; y

8. Conformación del Plan de Expansión.

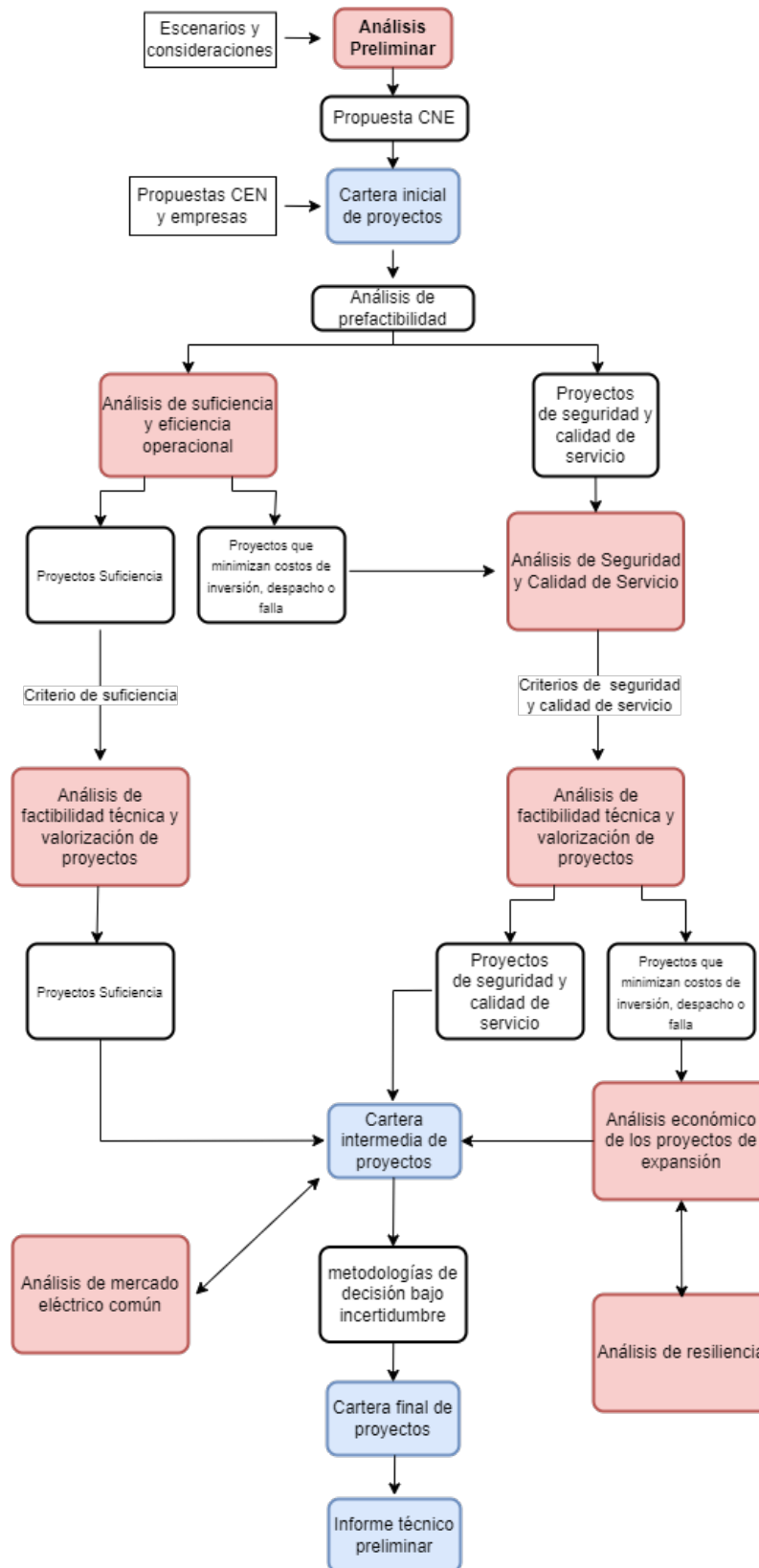


Figura 3.1: Etapas de metodología de planificación. Elaboración a partir de [8].

3.1.2.a. Análisis preliminar

Durante esta etapa, la CNE lleva a cabo un diagnóstico acabado del sistema de transmisión para cada Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión (de ahora en adelante EGPT). En esta etapa identifica necesidades y proyectos preliminares de expansión para garantizar el abastecimiento de la demanda, seguridad, reducción de costos de operación y potenciales polos de desarrollo. Se evalúan flujos de potencia, costos marginales, desacoples, pérdidas y penetración de fuentes renovables. En el caso de la transmisión Zonal, se tiene la opción de realizar simplificaciones, que permitan segmentar el sistema por áreas.

Este diagnóstico lleva a una cartera preliminar de proyectos, la cual es complementada con propuestas tanto del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y los promotores (empresas interesadas). Esta cartera es sometida antes de cualquier etapa posterior a una análisis de prefactibilidad, el cual consiste en el estudio y verificación de la información disponible, revisión de aspectos generales de los proyectos como: plazos de ejecución, alternativas, criterios socio-ambientales, entre otros.

Con la cartera preliminar, la CNE debe identificar los proyectos que otorgan seguridad y calidad de servicio. Los que no entren en la clasificación anterior, deben sujetarse a la etapa de análisis de suficiencia y eficiencia operacional. Estos últimos y tal como se aprecia en 3.1 deben someterse directamente a la etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio.

3.1.2.b. Análisis de suficiencia y eficiencia operacional

En la presente etapa, se determinan proyectos que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla del SEN, a partir de la cartera preliminar de proyectos.

El análisis de suficiencia se enfoca en sistemas zonales y puede realizarse tomando en cuenta variables de los sistemas de distribución. Estas incluyen la demanda proyectada e histórica, la generación distribuida existente y futura, la capacidad de las subestaciones primarias, la compensación de reactivos y los proyectos futuros. Esta aproximación permite la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, así como la ampliación de las existentes. Para ello, deben considerarse las demandas máximas proyectadas, el aumento de la generación y el incremento en indicadores de densidad de demanda.

Ahora bien, de los proyectos que apliquen o resulten de la etapa de análisis de suficiencia y eficiencia operacional se dividen en dos sub-grupos (3.1). El primer grupo corresponde a proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda de subestaciones primarias de distribución alimentadas de forma radial (proyectos de suficiencia). Si estos proyectos cumplen con el criterio de una cargabilidad sobre el 85 % (criterio de suficiencia) pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión. En cuanto al segundo sub-grupo, refiere a aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de operación y falla del sistema eléctrico (los que no se sujeten en el criterio anterior), donde pasarán a análisis económicos posteriores.

3.1.2.c. Análisis de seguridad y calidad de servicio

En esta etapa, se determinan los proyectos de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto al abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Esto se refiere a que se deben entregar los elementos y redundancias necesarias para asegurar el abastecimiento de la demanda tomando en cuenta las contingencias predefinidas en la normativa técnica.

En este contexto, se establecen tres criterios de planificación, en la imagen 3.1 se menciona con el nombre de “Criterios de seguridad y calidad de servicio”:

- a) Criterio N-1 para el sistema de transmisión nacional.
- b) Obras de expansión que permitan garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio considerando lo establecido en los artículos 5-19 y 5-24 de la Norma Técnica de Calidad y Servicio (NTSyCS), para efectos de la operación del sistema en estado normal y de alerta, respectivamente.
- c) Obras que otorguen seguridad al abastecimiento (energía no suministrada esperada), mejorando índices de calidad de servicio establecidas por NTSyCS.

Por lo que se someten a análisis los proyectos que minimizan costos de inversión, despacho o falla y los que cuyo objetivo sea garantizar la seguridad y calidad de servicio al análisis de factibilidad técnica y valorización.

3.1.2.d. Análisis de factibilidad técnica y valorización de los proyectos de expansión

El objetivo de esta etapa es determinar la factibilidad de ejecución y construcción de las Obras de Expansión que han resultado de las etapas de análisis anteriores y la valorización referencial de las mismas.

Como información de entrada se tienen todos los proyectos de las etapas anteriores, es una etapa transversal a cualquier criterio, por lo que es un análisis en común en el cual deben pasar todos, sin excepción.

La factibilidad consiste en verificación de la información existente, plazos de ejecución, alternativas y riesgos de realización (riesgo de desconexiones, uso de infraestructura existente, entre otros). La valorización en cambio, hace referencia a una estimación del Valor de Inversión (VI) y Costos de Mantenimiento y Administración (COMA) referencial.

Es importante señalar que los proyectos cuyo objetivo sea garantizar la seguridad y calidad de servicio, pasarán directamente a la cartera intermedia de proyectos, sin someterse a un análisis económico.

3.1.2.e. Análisis económico de los proyectos de expansión

Para el análisis económico se deben considerar entradas típicas de evaluaciones de flujos de caja proyectados. Por ejemplo, tasa de descuento (fijada por Ley), el valor referencial de las instalaciones y su vida útil.

Las entradas económicas en el caso de los proyectos de beneficio operacional es el ahorro en los costos de despacho y en los de falla, es el costo de falla de corta duración.

La cartera intermedia de proyectos de cada EGPT se conformará considerando los proyectos de transmisión provenientes de etapas anteriores que conjuntamente minimicen el valor presente de los costos anuales de operación e inversión en transmisión del sistema.

3.1.2.f. Análisis de resiliencia

En esta fase, es imperativo identificar los proyectos de ampliación de la infraestructura de transmisión. Estos proyectos son fundamentales para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía a los usuarios finales, especialmente en situaciones de baja probabilidad pero elevado impacto, como por ejemplo:

- Aumento de costos.
- Indisponibilidad de combustible.
- Atraso o indisponibilidad de infraestructura energética.
- Desastres naturales (terremotos, maremotos, aluviones e incendios).
- Condiciones hidrológicas extremas.

Se evalúa si los proyectos de ampliación de la transmisión a nivel Nacional y Zonal, que resultan de las fases previas, permiten que el sistema eléctrico responda a los eventos mencionados anteriormente. El objetivo es reducir los riesgos en el suministro de energía requerido, manteniendo las operaciones técnicas y económicas normales, y asegurando la continuidad en el suministro para los servicios esenciales que garantizan la seguridad y la salud de la población. Para lograr esto, se examinan los eventos de la siguiente manera:

Impactos locales (maremotos, incendios, aluviones)

El objetivo de la evaluación es calcular la cantidad de energía que podría no ser entregada debido a un evento específico. Esto incluye la falta de piezas de distribución o transmisión y la disminución de la demanda provocada por eventos que afectan una zona específica. La evaluación tiene como objetivo determinar la pérdida económica relacionada con la energía no suministrada, suponiendo que el evento se produzca de acuerdo con el artículo 92 del Reglamento de Planificación [8].

Shock de precios de combustible

Las simulaciones estocásticas comprenden una fluctuación en los precios de los combustibles durante un año específico. Posteriormente, se comparan los beneficios netos entre los escenarios base y aquellos con proyectos, incluyendo el evento particular. Las diferencias en estos beneficios netos se analizan entre sí para determinar la contribución de los proyectos a la resiliencia del sistema.

Hidrologías extremas

Para predecir la futura actividad de las plantas hidroeléctricas, se aplican hidrologías sintéticas siguiendo las directrices del estudio “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la CNE”. El informe actual utiliza 34 escenarios hidrológicos posibles.

La evaluación toma en cuenta un caso base sin proyectos y otro con proyectos, ambos sometidos a la simulación de condiciones hidrológicas extremas. De esta simulación, se derivan comparaciones económicas, centradas en los costos de operación y falla entre el conjunto de proyectos y su escenario base.

Finalmente, si los proyectos de la cartera intermedia no proporcionan suficiente resiliencia al sistema, se pueden sugerir nuevos proyectos o realizar ajustes a los existentes, que luego se someterán a análisis de factibilidad y valorización. Si la cartera de proyectos resulta adecuada, entonces se procede al análisis de mercado eléctrico común.

3.1.2.g. Análisis de mercado eléctrico común

En esta fase, es necesario identificar los proyectos de expansión que fomenten las condiciones de oferta y promuevan la competencia. Esto con el propósito de garantizar el abastecimiento de la demanda al costo más bajo y proveer suministro al precio mínimo, todo enfocado hacia el objetivo de crear un mercado eléctrico común.

Se determina un indicador que refleje las variaciones en los costos marginales dentro del sistema, teniendo en cuenta los proyectos de expansión de la transmisión de las fases anteriores. Esto se logra a través de simulaciones de despacho económico, con las que se puede conocer el uso y los costos marginales previstos del sistema para cada punto de conexión o barra.

3.1.2.h. Conformación del plan de expansión

Finalmente, a partir de la cartera intermedia de proyectos, se deben seleccionar las obras de expansión utilizando metodologías de decisión bajo incertidumbre o bien otros métodos que la CNE debe justificar adecuadamente. Estas metodologías son vitales para evaluar y comparar las diferentes alternativas disponibles, considerando tanto los costos como los beneficios, y tomando en cuenta las posibles variaciones e imprevistos que puedan surgir.

Por ejemplo, en el Informe Técnico Preliminar del 2021, se aplicó un proceso riguroso para determinar los proyectos que resultaron ser eficientes en más del 50 % de los EGPT. Estos proyectos seleccionados, junto con los proyectos comunes a todas las carteras intermedias, pasaron a conformar el plan de expansión integral, que es una parte crucial en la planificación de la infraestructura energética del país.

3.1.3. Reglamento: plazos e hitos del proceso

Algunos plazos e hitos del proceso son expuestos (Figura 3.2) para dar contexto al diagnóstico y análisis realizado para exponer las deficiencias respecto al criterio de resiliencia. Cabe señalar que este es un proceso nominalmente anual.

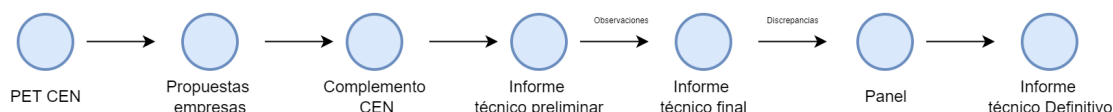


Figura 3.2: Etapas del proceso de planificación Fuente: Elaboración propia.

3.1.3.a. PET CEN : Propuesta de Expansión de la Transmisión Coordinador Eléctrico Nacional

El inicio del proceso se da con la propuesta de expansión de la transmisión (PET) emitida en enero de cada año. Esta propuesta tiene como propósito cumplir con la Planificación de la Transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), con la recomendación que el CEN debe realizar a la CNE durante los primeros quince días de cada año, a través de la propuesta de obras.

En específico, los objetivos son:

- Proponer obras de expansión de la transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.
- Indicar los proyectos que se planea evaluar en el complemento a la propuesta.
- Recomendar el monitoreo dinámico de la capacidad de líneas de transmisión.

Esta es solo una propuesta y no es vinculante para el proceso. La CNE puede incluir en sus análisis las propuestas, pero no está obligada a considerar proyectos de manera directa. Se consideran como una propuesta en la entrada a la cartera inicial de proyectos.

3.1.3.b. Propuestas empresas

Luego de la emisión de la propuesta inicial del CEN, las empresas tendrán un plazo acotado para enviar sus propuestas al Plan de Expansión.

Las propuestas tendrán que incluir, por lo menos, lo siguiente: a) identificación total de quienes promueven el o los proyectos; b) descripción general del proyecto; c) historia técnica del proyecto de transmisión; d) para proyectos de expansión que sean sistemas de almacenamiento, es necesario incluir como mínimo la capacidad de almacenamiento, la gestión de los tiempos de energía, la relación potencia-energía y otras características de diseño; e) justificación de la necesidad del proyecto y su evaluación económica; f) estudio del impacto del o los proyectos en el Sistema Eléctrico.

La presencia de alguna de estas obras en el informe técnico final del Plan de Expansión no libera de la necesidad de licitar, lo cual es obligatorio para todas las Obras de Expansión.

Estas propuestas no son vinculantes para el proceso. La CNE podrá desechar proyectos incompletos o que no cumplan con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica. Asimismo, podrá introducir cambios a los proyectos presentados por los promotores.

3.1.3.c. Complemento CEN

El objetivo del documento complementario a la propuesta de expansión de la transmisión es actualizar la propuesta del CEN mediante la incorporación de nuevo antecedentes y análisis.

En específico los objetivos son:

- Proponer nuevas obras de expansión para el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Identificar la necesidad del desarrollo de obras urgentes.

Este es solo una propuesta y no es vinculante para el proceso. La CNE puede incluir en sus análisis las propuestas, pero no está obligada a considerar proyectos de manera directa. Se consideran como una propuesta en la entrada a la cartera inicial de proyectos.

3.1.3.d. Informe técnico preliminar

Al conformarse el plan de expansión, se presenta un informe preliminar donde se informan los principales supuestos, plazos y valorizaciones de los proyectos que confirman la cartera final de la CNE. En otras palabras, es un documento que consolida y reúne uno a uno los proyectos y los criterios utilizados para la promoción de las obras nuevas y de ampliación (Tanto en el segmento Nacional como Zonal).

Además de este informe, se emiten anexos de gran valor para el sector. Como por ejemplo las bases de datos utilizadas (OSE2000 y DigSilent) y los motivos de las obras no recomendadas, que responden a la no inclusión de las obras propuestas por las empresas en el inicio del proceso.

Inmediatamente después, se abre un periodo de observaciones, lo que alimentará la elaboración del siguiente informe.

3.1.3.e. Informe técnico final

Luego de las observaciones, la CNE puede acogerlas totalmente, de manera parcial o simplemente rechazarlas. Esto puede modificar el listado de obras, pudiendo promover obras adicionales o quitarlas. Si los proponentes siguen sin estar de acuerdo con la respuesta o posición de la CNE frente a un proyecto, se puede llevar la discrepancia frente al Panel de Expertos.

3.1.3.f. Panel de Expertos

En esta instancia, se tiene una audiencia entre los discrepantes y la CNE, donde se expondrán los puntos y el Panel dará la razón a una de las partes. En esta instancia, no se negocia, ni se dan soluciones intermedias. El Panel se inclina por una posición y esta debe ser acogida por la contraparte sin derecho a apelación posterior. Este dictamen es incluido en el último informe técnico.

Cabe señalar, que para que se pueda discrepar una obra o alcance, debe haber sido un punto observado en el Informe Técnico Preliminar.

Finalmente, tras haber observado todo el proceso y con el dictamen del Panel de Expertos, se publica el Informe Técnico Definitivo. Este documento marca el inicio del proceso de ejecución de la expansión del sistema, que se realiza mediante decretos y, posteriormente, a través de licitaciones gestionadas por el CEN.

3.2. Planificación con criterios de resiliencia en Chile

Ahora bien, en la práctica, ninguna obra ha sido promovida en los informes técnicos del plan de expansión que hayan sido sometidas al análisis de resiliencia, pero desde el año 2021 [51] se incluye un anexo donde se explican algunas consideraciones y métricas relacionadas con las probabilidades de ocurrencia. Es importante destacar que la evaluación busca cuantificar la pérdida económica por concepto de energía no suministrada bajo el supuesto de que el evento ocurra, tal como lo establece el artículo 92 del Reglamento de Planificación [8].

3.2.1. Visión CNE

Como bien se menciona anteriormente, la CNE es el ente regulador que finalmente decide las obras de expansión año a año, por lo que es de suma importancia documentar y exponer lo que ha propuesto hasta el momento (ITF 2022) en materia de resiliencia en transmisión.

Es importante obtener una definición más contemporánea del regulador, y un antecedente relevante se encuentra en el anexo 4 del ITP 2022 [1] (Publicado en febrero de 2023), que establece los criterios para la aplicación de la metodología y plantea una definición de resiliencia como: *“La habilidad para anticipar, resistir, absorber, responder, adaptarse y recuperarse de una perturbación”*[1]. Se enfatiza que este concepto no debe ser confundido con confiabilidad, puesto que no se dirige específicamente a contingencias frecuentes de corta duración, si no a la capacidad de recuperación ante un evento de gran impacto. En esta versión (plan 2022, publicado en 2023), se realiza un análisis general de la experiencia previa en eventos de la naturaleza en Chile y se definen métricas para la probabilidad de ocurrencia para la construcción de una matriz de riesgo, lo cual se aplica a cada desastre natural descrito en el anexo. Conforme al documento, con estos datos de entrada para la matriz de riesgo, se determinará el nivel de riesgo para el cual se implementarán medidas, sean de prevención o mitigación del impacto. La CNE destaca en este sentido que *“..Se definirá año a año un valor máximo de inversión por resiliencia, dependiendo de un porcentaje de la inversión del Plan de Expansión de ese año. Esto priorizará los proyectos dependiendo de su ubicación en la matriz de riesgo.”* [1] Lo cual hasta el momento de la realización de esta memoria no se ha aplicado en los procesos de expansión.

Si bien se definen estas métricas y alcances en el anexo [52], en la práctica solo se incluyen dos documentos de evaluaciones económicas por “resiliencia”, en los que se evalúa únicamente un *shock* de precios e hidrologías extremas (impactos sistémicos). En estas sensibilidades no se evalúan proyectos enfocados en la recuperación de servicio o que mitiguen interrupciones de suministro a clientes finales debido a desastres naturales u otras amenazas de alto impacto, y además, ninguna obra es recomendada bajo estos conceptos.

En la versión 2021 del Plan de Expansión [51], se publica un anexo similar al anterior, con pequeñas diferencias, pero en esencia, es exactamente el mismo documento. En él, se realiza una evaluación de la resiliencia mediante el análisis de tres contingencias y de dos impactos sistémicos mencionados (hidrología extrema y *shock* de precios), que hacen referencia a eventos como maremotos, incendios y aluviones. Al consultar la página web de la CNE, solo se encuentran detalles sobre la metodología de valorización de la energía no suministrada, utilizando el costo de falla de corta duración para aluviones, y variaciones en el análisis de seguridad en simulaciones de flujo de potencia estático para maremotos en 5 zonas. Sin embargo, en estas últimas simulaciones, no se observan análisis detallados ni propuestas de obras en el informe definitivo.

Para el caso de aluviones, la CNE se basó en los eventos de la zona de Chañaral que han resultado en cortes de suministro de más de 150 horas que afectaron la única línea que alimenta a la ciudad de Chañaral. Para efectos de este cálculo, se consideró una ventana máxima de 168 horas de restauración de servicio y un costo de falla de 15,360 USD/MWh[17]. Por lo tanto, al someter este proyecto a una evaluación económica a través de la valorización a costo de falla de corta duración, este proyecto no logró obtener beneficios netos y no fue considerado en el plan de ese año.

Esto implica que, para justificar el proyecto, las horas debieron ser el doble. Se deduce entonces que el estándar de la CNE para una línea radial con demanda baja y alto riesgo es de casi 300 horas sin suministro, sin tener en cuenta que el costo de falla de corta duración, ha disminuido significativamente, se llega a la conclusión de que el regulador no logra abordar los problemas geográficos y climáticos de ciertos clientes, y que debe existir una metodología que respalde proyectos en favor del abastecimiento continuo, incluso en condiciones extremas que se seguirán presentando en el futuro.

Un precedente interesante que da luces de una metodología más completa, es una presentación de la CNE a Cigré en el año 2021 [9], donde se estableció una directriz (Figura 3.3) para una metodología para análisis de resiliencia diferente a lo establecido en los informes de expansión de la transmisión.

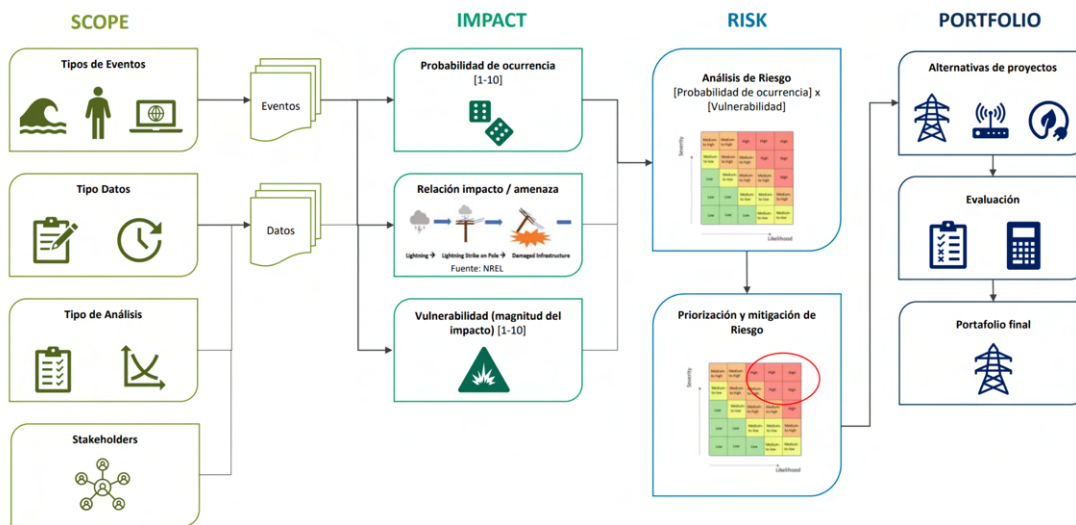


Figura 3.3: Diagrama de metodología CNE [9].

La metodología general (Figura 3.4) se basa en la identificación de eventos y utilización

de eventos futuros e históricos, considerando probabilidades de ocurrencia y la vulnerabilidad de la infraestructura expuesta al evento. En este sentido, se dan resultados de matrices de riesgo que permiten priorizar acciones para presentar proyectos de preparación, operación y recuperación para someterlos a una evaluación.

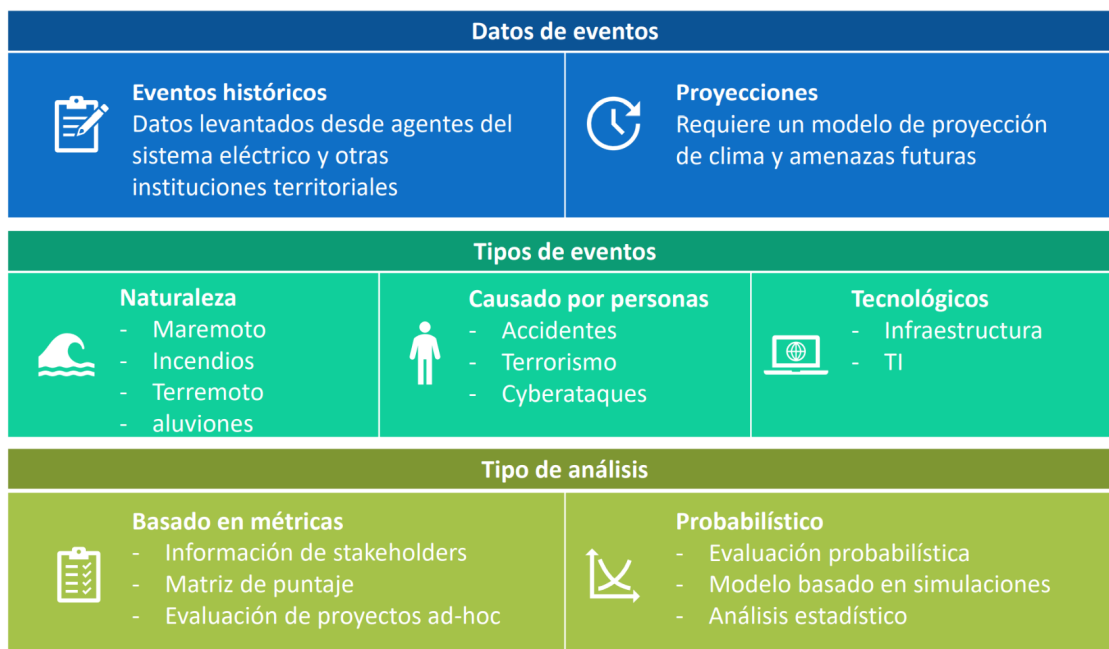


Figura 3.4: Diagrama de metodología CNE [9].

Lo anterior, demuestra la intención de desarrollar un modelo centrado en las probabilidades de ocurrencia futuras. Esta perspectiva se ve reforzada por la experiencia internacional, como se ha revisado en este informe, dado que los modelos climáticos avanzados pueden proyectar amenazas potenciales y modelarlas en conjunto con la infraestructura existente. Así, el último punto de “tipo de análisis” en la Figura 3.4 establece las bases para realizar análisis probabilísticos y estadísticos más allá de la mera estimación de la energía no suministrada por eventos anteriores y su valorización a través del Costo de Falla de Corta Duración (CFCD). En este contexto, la resiliencia, tanto en su concepción como en su estándar futuro, se orienta hacia la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático.

Visión CEN

El operador de red (Coordinador Eléctrico Nacional) realiza una propuesta de expansión de la transmisión, donde realiza sugerencias de obras que identifica según los criterios del Reglamento [8] de planificación. Esta propuesta (tal como se menciona anteriormente) se realiza por Ley y da a inicio al proceso de expansión del período pertinente.

Luego de la aprobación del Reglamento el año 2021 [8], el CEN incluye en su propuesta del año 2022 [10] una metodología de análisis de resiliencia dirigida a expansión zonal, donde se aplica a casos piloto de zonas con inundaciones (Ancud), aluviones (Norte Chico) y erupciones (zona Pucón).

Esta es una metodología de seis pasos la que se enfoca únicamente en eventos meteorológicos y naturales. No se limita a solo proponer soluciones de transmisión y utiliza una métrica para evaluar el beneficio de cada alternativa respecto al caso base.

- Paso 1: al contar con mapas de riesgo e información histórica se identifican las zonas de riesgo en las que exista infraestructura energética expuesta.
- Paso 2: se realiza un análisis de impacto potencial sobre las instalaciones en cuanto a la cantidad de clientes afectados y cuantificación de tiempos estimados de recuperación de servicio e inversión.
- Paso 3: se establecen alternativas a desarrollar en la zona de estudio de acuerdo a las amenazas identificadas y condiciones locales.
- Paso 4: selección de alternativas de mayor factibilidad y menor costo.
- Paso 5: realizar análisis comparativo sin proyecto y con proyecto, midiendo su rendimiento a través de una métrica asociada con tiempos de recuperación y desconexión.
- Paso 6: promover el proyecto que entregue un índice por sobre el índice indicado como aceptable de acuerdo con la clasificación de la instalación en estudio.

Con el objetivo de proporcionar un ejemplo práctico y documentar la metodología más reciente propuesta por el operador nacional, se mostrará únicamente el procedimiento resumido del estudio para la zona de Chañaral.

Dicho lo anterior, se procede al paso 1, donde se mapean las zonas de potencial peligro histórico de la zona de Chañaral (Figura 3.5), utilizando la plataforma de eventos del Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin), la cual es una base de datos histórica de deslizamientos y remociones de masa.

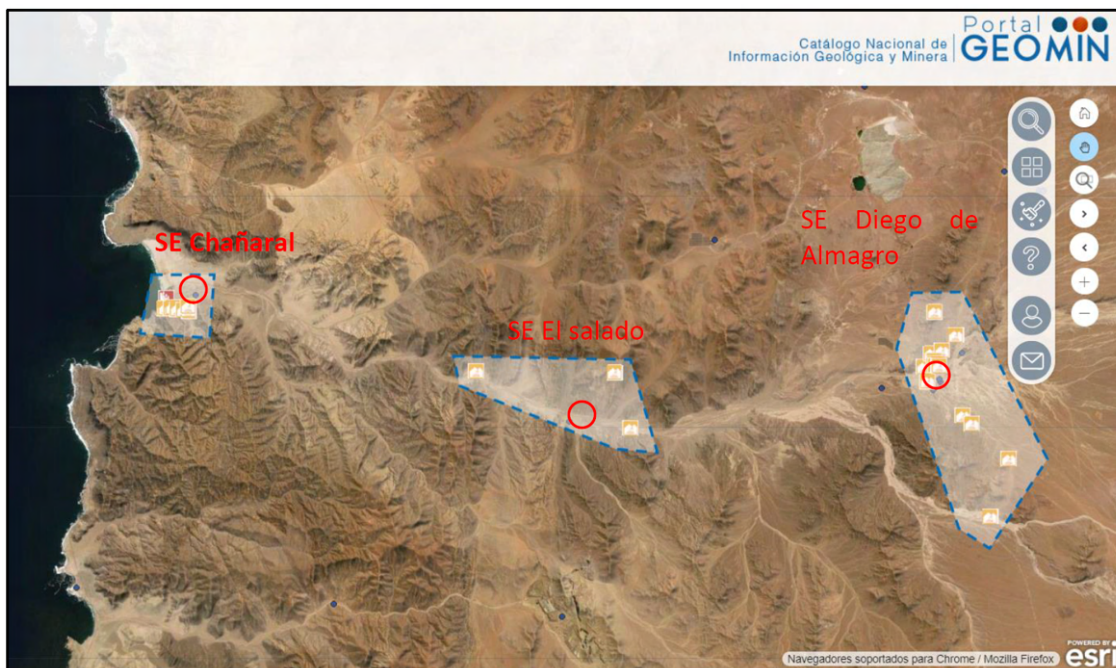


Figura 3.5: Mapeo Chañaral [10].

En este mapeo se identifican trece infraestructuras de transmisión y dos centrales termoeléctricas (Figura 3.6), destacando la subestación El Salado, Diego de Almagro y la línea de transmisión Nacional Nueva Cardones - Cumbre de 500 kV.

Tipo	Nombre	Descripción
Subestación	El Salado	110/23 kV
Línea de Transmisión	Diego de Almagro - Manto Verde	110 kV
Subestación	C. Chañares	110/33 kV
Línea de Transmisión	Tap Chañares - C. Chañares	110 kV
Línea de Transmisión	Diego de Almagro - Manto Verde	110 kV
Línea de Transmisión	Diego de Almagro - Manto Verde	110 kV
Subestación	San Lorenzo	220/11.5 kV
Subestación	Diego de Almagro	220/110 kV
Central Termoeléctrica	DIEGO DE ALMAGRO	23.6691 MW
Central Termoeléctrica	EL SALVADOR	236.691 MW
Línea de Transmisión	Nueva Cardones - Cumbre	500 kV
Central Solar	CHAÑARES	34.94 MW
Subestación	C. Chañares	110/33 kV

Figura 3.6: Mapeo Chañaral [10].

Para el paso 2, se valora los daños de la infraestructura y, para análisis más exactos, se considera el valor del lucro cesante debido a la detención de actividades dependientes a causa del evento. Adicionalmente, se toma en cuenta la pérdida de un tiempo estimado de seis días (máximo histórico) de consumo promedio, con un costo específico de energía de la zona afectada. Además, se establece que el tiempo de retorno del evento meteorológico es de cinco años, sin justificaciones adicionales.

En el paso 3, en este caso, se proponen dos alternativas para aumentar la resiliencia:

1. Modificación de trazado expuesto, donde se propone alimentar la zona de Chañaral a través de una línea de transmisión desde Totalillo (Figura 3.7), puesto que esta subestación y el trazado tentativo se encuentra fuera del evento de riesgo.

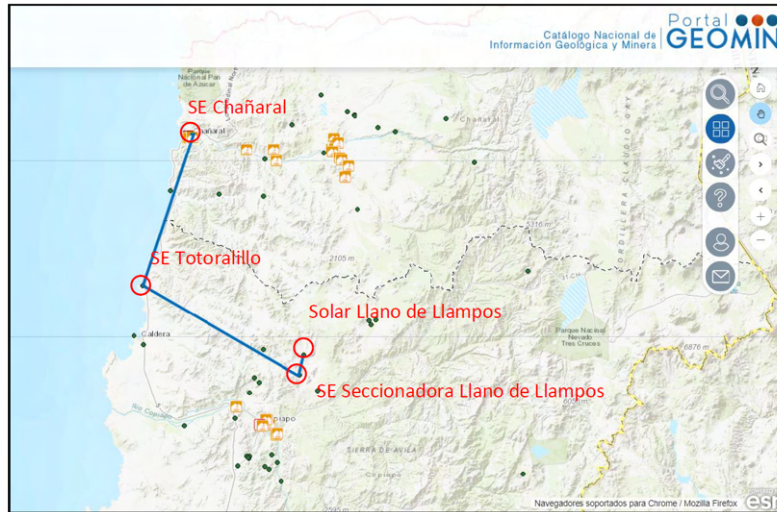


Figura 3.7: Mapeo Chañaral [10].

2. Reubicación de subestaciones El Salado y Diego de Almagro fuera a la zona de peligro.

Paso 4, se ordenan las alternativas de mayor beneficio y menor costo. En este caso la alternativa 1 es el trazado nuevo mostrado en la Figura 3.7, ya que solo requiere construcción de una línea y no reubicar tres alimentadores y dos subestaciones. Aunque se tiene una noción de los valores, el CEN deja como “Valor 1” y “Valor 2” los costos de los proyectos, sabiendo a priori que Valor 1 < Valor 2.

En el Paso 5, se lleva a cabo el cálculo de métricas de resiliencia utilizando como base los días de desconexión y recuperación, sin haber definido previamente la métrica de manera explícita. Para este caso base, se consideran seis días de desconexión (TD) y 30 días de recuperación (TU). Se define N como el número de clientes potencialmente afectados, *no* como el número real de clientes afectados, y se proponen dos métricas de resiliencia que, en ninguno de los casos, difieren en valor. Estas métricas se obtienen mediante la siguiente ecuación 3.1:

$$R_{B,L} = \frac{TU}{TU + TD} \quad (3.1)$$

Donde R_L debe calcularse de forma distinta si es que se cuenta con almacenamiento, ya que debe considerar los tiempos de autonomía de la subestación, pero no se dan más detalles en la propuesta. Por lo que al no contar con almacenamiento en la zona, R_B y R_L se calculan de la misma manera. Tampoco se definen con detalle a qué se entiende por “recuperación” en el parámetro TU .

Además, se tiene que el potencial impacto financiero está dado por una valorización de la energía no servida por los seis días sin conexión de la demanda media de cada cliente (siendo un total de 12219), resultando en casi \$ 500 MM CLP. Los resultados mencionados, pueden visualizarse en la Figura 3.8.

	Costo	Potencial impacto financiero	Frecuencia del evento	TD	TU	N	no	Θ_{max}	RB	RL
Sistema base	-	\$499.981.930	5 años	6	30	12219	12219	1	0,833	0,833
Alternativa 1	Valor 1	\$499.981.930	5 años	1	20	12219	0	0	0,952	0,952
Alternativa 2	Valor 2	\$499.981.930	5 años	1	20	12219	0	0	0,952	0,952

Figura 3.8: Resultados metodología CEN 2022 caso piloto Chañaral[10].

El parámetro θ_{max} se define como el cociente entre el número de clientes afectados n_o y el número total de clientes de la zona N . Dado que ambas alternativas afectan a la misma cantidad de clientes, resultan en el mismo valor de θ_{max} . Bajo este criterio, se sugiere la Alternativa 1, que, como se muestra en la Figura 3.8, recibe alimentación de una central solar de 101,2 MW. En cambio, la Alternativa 2 requeriría la reubicación de las 2 subestaciones que alimentan a Chañaral.

Finalmente, se reconoce que debe mejorarse la metodología y debe establecerse un vínculo fuerte de mejora con el sistema de distribución para mejorar aún más las condiciones. Esto hace referencia a cálculos de costos sociales que tienen el potencial de considerarse como líneas de ingreso a los proyectos.

3.3. Diagnósticos

El principal diagnóstico a la metodología de la CNE implica una combinación de factores. En primer lugar, existe un problema de enfoque, donde el análisis económico se antepone a la calidad de servicio en cualquier circunstancia. En este sentido, se valoriza a costo de falla eventos de larga duración, pero a menudo la demanda es baja y el costo de falla también, lo que impide que los proyectos igualen su beneficio con su valor de inversión. En segundo lugar, en conversaciones con la CNE, se sostiene que hay escasos recursos para llevar a cabo análisis más rigurosos y que requieren de la creación de nuevas metodologías basadas en criterio experto, lo que dificulta la materialización de este tipo de proyectos. Lo anterior puede deberse, y según el análisis realizado en este trabajo, a la mala calidad de las entradas en cuanto a proyecciones de desastres y a la baja disponibilidad de métricas en la academia. Un análisis de planificación debe realizarse a largo plazo, y contar con proyecciones y entradas climáticas de buena calidad es esencial para este análisis. No se puede realizar un estudio de resiliencia en un contexto de planificación con datos históricos y a corto plazo. No existen ni los incentivos ni las fuentes de datos correctas como para hacer inversiones con bajo riesgo de tomar buenas decisiones de inversión, por lo que el regulador naturalmente opta por no realizarlas.

Según lo informado en los informes técnicos, solo se realizan impactos sistémicos y sensibilidades a obras de la cartera final. No se promueven obras nuevas por hidrologías extremas, maremotos o *shock* de precios. Lo anterior no debe interpretarse con desconfianza por el simple hecho de que no existen obras nuevas ni ampliaciones ligadas a la etapa de resiliencia, solo que existen casos evidentes donde aplican estos proyectos y no se capturan con las metodologías actuales.

Respecto al análisis del CEN, la metodología apunta en la dirección correcta, pero la métrica y sus entradas están mal escogidas. En primer lugar, se utilizan datos históricos, lo cual no está del todo errado, pero genera ciertas inconsistencias si se considera el tiempo de recuperación como un parámetro distinto al de desconexión en una línea radial. En

este sentido, se emplean valores en la métrica que, aunque parecen estar normalizados a 1, resultan más bajos en zonas de menor riesgo que en zonas donde las desconexiones históricamente han sido más altas. Por ejemplo Chañaral, es la falla provocada por desastres naturales más grande de la evaluación, y esta tiene un valor mayor (de resiliencia) que muchos de los otros eventos, lo cual pierde sentido, especialmente cuando es una métrica basada precisamente en tiempos de recuperación y donde nunca se explican bien los tiempos utilizados en la fórmula ni en el informe ni en sus anexos.

Sin embargo, solo se observa como incoherente la métrica y los valores. Desde el punto de vista conceptual, parece ser una metodología sólida que capta riesgos y que, con una métrica adecuada, podría ser útil. Al estar en la propuesta del CEN, esta quedó sin efectos sobre la propuesta de la CNE, ya que es una instancia no vinculante, y para el siguiente año no se insistió ni se mejoró la metodología.

Ahora bien, como se ha mencionado en reiteradas ocasiones, ninguna obra ha sido promovida bajo el criterio o metodología de resiliencia y el mejor diagnóstico son las zonas que, aún teniendo todas las condiciones para someterse a un análisis y necesitar las obras, han sido relegadas sin solución en términos de proyectos de transmisión.

3.4. Casos de estudio

En la presente sección, se expondrán dos casos seleccionados para diagnosticar el problema metodológico en el criterio de resiliencia dentro de la planificación, que ha dejado expuestos a miles de clientes frente a impactos climáticos. Estos casos no han sido elegidos al azar; tienen fundadas razones topológicas y climáticas para su selección y, además, fueron recomendados por la empresa Transelec S.A.

El primer caso analizado es la zona de Chañaral, que presenta una alta exposición a aluviones y ha experimentado históricamente cortes de suministro y destrucción de infraestructura energética, especialmente en transmisión. El segundo caso es la zona de Concepción, que, a través de su alimentación desde el segmento Nacional (Charrúa hacia la costa), enfrenta elevados riesgos a la suficiencia de demanda debido a la constante exposición a incendios.

Sumado a la información histórica de la interacción de eventos climáticos, se tiene en detalle la modelación futura de eventos específicos en estas dos zonas. Esto a través de un estudio de cambio climático que realizó Transelec en conjunto al Centro de Cambio Climático y Energía UC [13].

3.4.1. Zona Chañaral

La ciudad de Chañaral, ubicada en la comuna de Chañaral, región de Atacama (Figura 3.9), es una ciudad costera alimentada por la línea radial Chañaral - El Salado de 23 kV, propiedad de Transelec S.A.



Figura 3.9: Mapa geográfico Chañaral Fuente: [11] .

Para dar un contexto geográfico y topológico, se ilustra (Figura 3.10) en rojo la rivera del río El Salado. En amarillo la línea de 23 kV Chañaral - El Salado, en naranja las líneas de 110 kV y en verde claro 220 kV.



Figura 3.10: Mapa referencial de Chañaral y sus líneas de Transmisión. Fuente: elaboración propia.

3.4.1.a. Antecedentes

En particular, y como se muestra en la Figura 3.14 esta línea comparte la mayoría del tramo con la rivera del río El Salado, el cual en eventos de alta lluvia y temperatura, tiende a presentar remociones de masa debido al alto desnivel geográfico. Por lo que la línea e infraestructura ubicada en la zona, está expuesta a estos derrumbes.



Figura 3.11: Mapa superpuesto entre aluviones e infraestructura. Fuente [12]

En la imagen 3.14 y 3.10, se puede observar que tanto las subestaciones y la línea comparten ubicación con el río. En particular en la Figura 3.14, se aprecian en cuadrados amarillos las remociones de masas históricas entre los años 2014 y 2016. Lo anterior no debe utilizarse como único elemento para promover obras, pero si es una entrada importante para entender los alcances de los desastres y cómo se comporta el entorno de las líneas cuando se dan las remociones de masa o aluviones [12].

En cuanto a datos concretos de fallas, se han registrado 3 eventos de gran envergadura en la zona en los últimos 10 años. El primer evento, uno de los más importantes y que se utilizará como ejemplo en varias oportunidades, ocurrió en 2015 y es una de las fallas fuera de alcance de diseño más largas registradas en el último tiempo. El desastre de marzo de 2015 afectó a las localidades de Diego de Almagro, El Salado y Chañaral, donde se produjo el desborde del río debido a los altos niveles de lluvia en la zona, con registros entre 19,7 y 24,3 mm [11]. Según expertos, para este tipo de suelo y desnivel, apenas se necesitan 4 o 5 mm para que ocurran estos eventos [11]. De acuerdo con el Centro de Investigación para la Gestión Integrada del Riesgo de Desastres (CIGIDEN - UC), la combinación de factores que contribuyeron al desastre va más allá de las intensas lluvias. La acumulación de relaves mineros en el río a lo largo de los años y la construcción de la Ruta 5 Norte sobre estos sedimentos fueron las principales causas que impidieron la evacuación natural del cauce. Esto llevó a que los niveles de agua alcanzaran una altura de 4,5 m a una velocidad de 28 km/h, con un poder destructivo similar al de un tsunami. Lo que explica los casi 5 días de corte de suministro y los graves daños sufridos por las instalaciones energéticas, sumado a que la duración del aluvión fue de casi 24 horas.

Lo anterior podría considerarse un hecho aislado, resultado de una combinación de

factores muy específicos. Sin embargo, es importante destacar que hubo eventos similares en 2017 y 2020. Aunque los daños fueron menores en estas ocasiones, dejan en claro que es una zona de permanente exposición. Según las predicciones tanto del Centro de Cambio Global UC como del Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2), se espera un aumento en la intensidad y frecuencia de estos eventos (Figura 3.12).

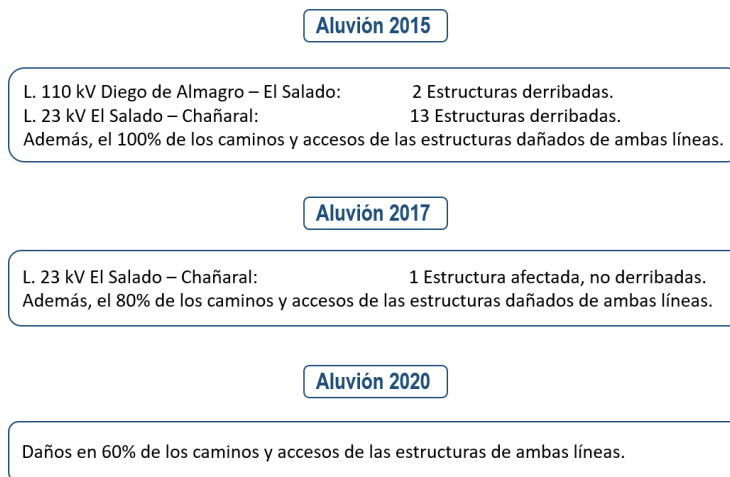


Figura 3.12: Eventos Chañaral 2015 - 2020. Fuente: Transelec S.A.

3.4.1.b. Propuesta Transelec proceso de expansión 2020

En el año 2020, en el periodo de propuestas de empresas en el proceso de expansión, se envía el proyecto “Nueva línea 110 kV Nueva Chañaral - Javiera y S/E Nueva Chañaral” (Figura 3.14). La descripción del proyecto considera la construcción de una nueva línea 1x110 kV entre la actual subestación Javiera y una nueva subestación de 110/23 kV, denominada “Nueva Chañaral”, a ser construida en las cercanías de la actual subestación Chañaral. La línea tendría una capacidad de 120 MVA y una extensión aproximada de 42 km sobre estructuras de acero galvanizado. Lo anterior, considera que la línea no tenga el trazado existente (zona en riesgo marcada en gris), si no que el trazado en color celeste que se muestra en la siguiente Figura 3.13.



Figura 3.13: Zona expuesta a aluviones, río El Salado.

La justificación presentada se basó en el contexto de seguridad y calidad de servicio, indicando que el proyecto es necesario para garantizar la seguridad en el abastecimiento de las localidades de El Salado y Chañaral. Estos consumos se alimentan de forma radial a través de la línea 110 kV Diego de Almagro - El Salado, por lo que una falla en esta línea dejaría sin suministro a ambas ciudades.

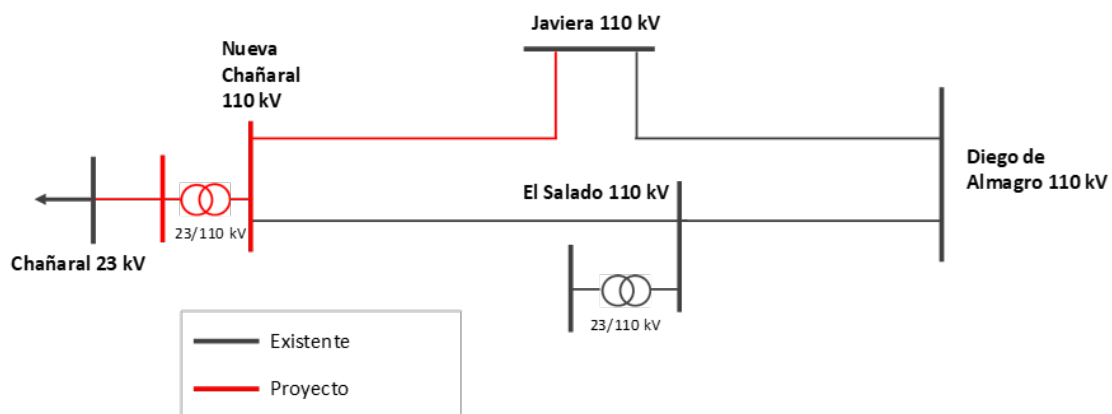


Figura 3.14: Propuesta realizada por Transelec Plan Expansión 2020

3.4.1.c. Discrepancia ante Panel de Expertos

Transelec promueve el proyecto de manera formal en la etapa de propuestas y la CNE no lo incluye en la cartera de proyectos, por lo que se discute en la etapa de observaciones.

Observación Transelec: el proyecto fue propuesto pero, no incluido en el informe técnico preliminar, por lo que Translec S.A plantea que el motivo de No Recomendación planteado por la CNE, es que no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el Plan de Expansión. Es decir, un proyecto por seguridad no es admitido por no pasar una evaluación netamente económica. Es por lo anterior, que se considera que la pertinencia de este proyecto no debería evaluarse mediante una evaluación económica, sino que someterse a un “Análisis de Resiliencia”, análisis que involucre el efecto de desastres naturales que

afecta directamente a la infraestructura eléctrica en esta zona, de modo que se determine adecuadamente el valor del proyecto.

Respuesta CNE: hace alusión a la Resolución Exenta 711 [8], la cual establece que en relación a la metodología aplicable al análisis de resiliencia, aquellas instalaciones necesarias para abastecer la demanda en condiciones de contingencia y analizadas bajo un enfoque de resiliencia, deben someterse igualmente a la etapa de evaluación económica. Por tanto, la CNE se alinea con lo expuesto en la mencionada Resolución, señalando que debido a la baja demanda y a no lograr beneficios netos por energía no servida, el proyecto no cumple con los criterios para ser incluido en el plan de expansión.

Es por lo anterior que Transelec insiste en su propuesta en la siguiente etapa, acudiendo al Panel de Expertos. Este falla a favor de la CNE, donde se realizó un ejercicio comparativo entre el valor anual de la solución propuesta por la empresa y la anualidad resultante de considerar la instalación de un generador diésel como respaldo. Se encontró que la opción del generador diésel es 23 veces más económica que la propuesta de la empresa. En este contexto, el Panel concuerda con el análisis de la CNE, concluyendo que una solución eficiente puede hallarse a través de un instrumento distinto al plan de expansión de la transmisión, como la definición de un servicio complementario o algún mecanismo a disposición de la empresa concesionaria de distribución de la zona. Sobre la materia, el Panel de Expertos tiene presente que la CNE señaló estar estudiando la aplicación de otros instrumentos para ofrecer soluciones en aquellos casos en que la transmisión no entregue respuestas adecuadas.

Hasta el día de hoy no se han tomado acciones por el regulador (donde sus capacidades se limitan mucho más allá que la transmisión) y la solución no se alinea con la matriz limpia, ya que esta depende de disponibilidad de combustible y es una solución de corto plazo.

3.4.2. Zona Concepción

El segundo caso de estudio, cuyo objetivo es contrastar la metodología con un escenario de mayor complejidad y una topología enmallada, se centra en la zona de Charrúa-Concepción. Esta área se destaca por su alta densidad de infraestructura y su particular exposición a riesgos. Adicionalmente, se dispone de entradas climáticas de alta calidad provenientes de los estudios realizados por Transelec. La decisión de analizar esta zona se ve reforzada por el proceso de expansión 2022, publicado en 2023, que propone proyectos orientados a la seguridad y suficiencia. Estos proyectos, según los análisis de este estudio, deberían estar respaldados por un análisis de resiliencia justificado. Finalmente, cabe mencionar que, en 2023, el CEN propone soluciones homólogas bajo el criterio de resiliencia, aunque estas no están respaldadas por una métrica o metodología concreta.

3.4.2.a. Antecedentes

La zona de Concepción se alimenta principalmente de la barra Charrúa 220 y 154 kV, las líneas que componen esta alimentación tienen un entorno riesgoso en términos socioambientales y adicionalmente comparten trazado en la mayoría del corredor (Figura 3.15). Lo anterior hace referencia a que la mayoría (o todos en ciertas zonas) de los circuitos están presentes en la misma franja, lo que expone a la continuidad de suministro de más

de 600 MW de consumos regulados y dedicados.

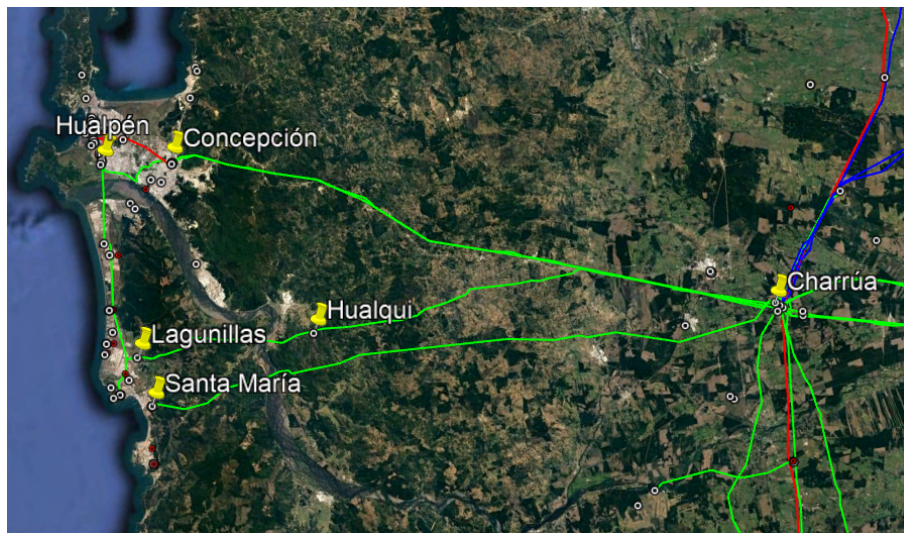


Figura 3.15: Infraestructura de transmisión en zona de Concepción. Fuente: Unilínea web Coordinador Eléctrico Nacional

En la Figura 3.15 se utiliza como simbología el color verde para instalaciones de 220 kV, azul 500 kV y rojo 154 kV. Por lo que se confirma que la alimentación se realiza en 220 kV a través de los tramos Concepción - Charrúa, Charrúa - Hualqui y sus enmallamientos. No así el tramo Charrúa - Santa María, que por el momento no está conectado al “anillo” de 220 kV de la zona de Concepción. Se puede observar en la Figura 3.15, que desde Charrúa 220 kV, en los inicios de la línea se puede apreciar con más evidencia que la franja se comparte.

Esta zona, como se ilustra en la Figura 3.16, debido a su naturaleza de bosques y altas temperaturas en verano, se caracteriza históricamente por una alta incidencia de incendios forestales. Se han registrado más de 200 incendios en un radio de menos de 1 km de las líneas de 220 kV mencionadas, entre 2010 y 2017, afectando significativamente la infraestructura energética, especialmente las líneas de transmisión. Estas últimas sufren desconexiones al enfrentarse al humo y altas temperaturas, y también para asegurar la seguridad de las brigadas de extinción de incendios.

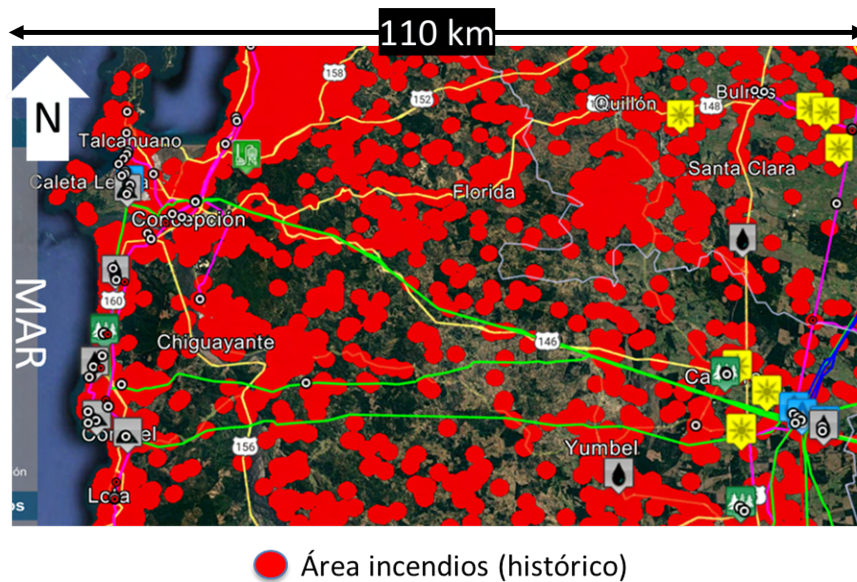


Figura 3.16: Zona en estudio cruzado con incendios históricos (Sernapred).

Además, se tiene el precedente del ataque terrorista del 4 de septiembre de 2022 en las inmediaciones de la subestación Hualqui. Si bien es un evento que puede ocurrir en cualquier zona del sistema eléctrico, los antecedentes de este tipo de situaciones en términos socioambientales incrementan el riesgo de operación y la factibilidad de los proyectos.

Lo anterior desde un punto de vista topológico no debiese ser problema, ya que la zona cuenta con 4 circuitos de alimentación y cumple con creces la norma de N-1. Donde cabe destacar que estas instalaciones están calificadas como nacionales hasta el proceso en que se realiza esta memoria. Ahora bien, desde un punto de resiliencia este subsistema corre un peligro constante, ya que presenta una alta concentración de infraestructura en una franja reducida, tal como se aprecia en la siguiente Figura 3.17.

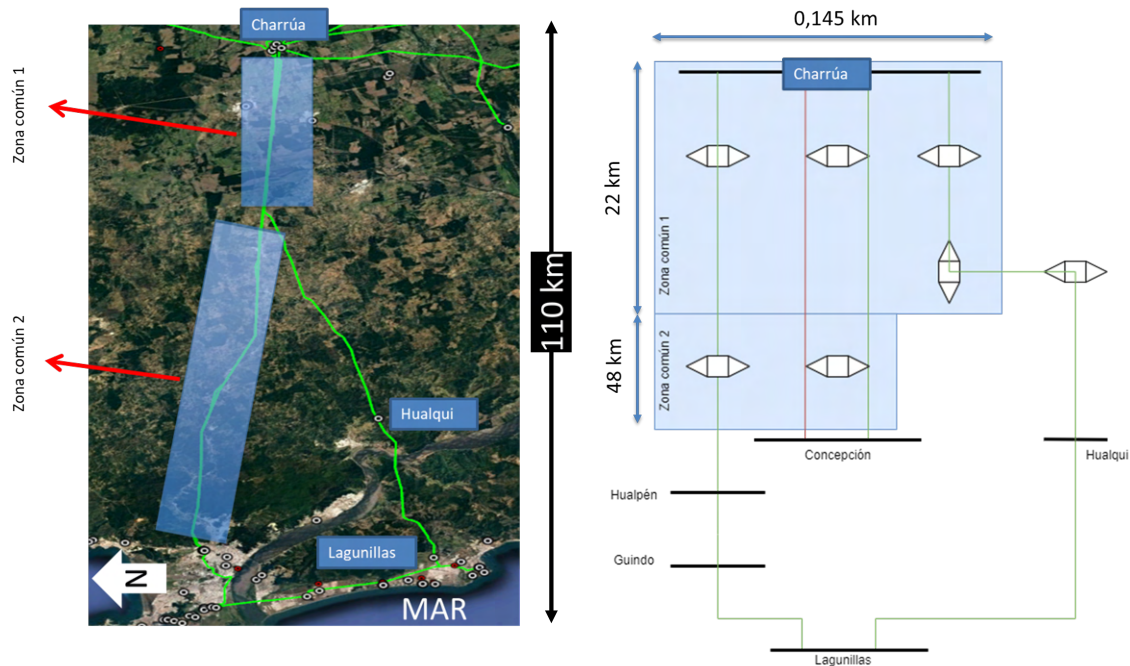


Figura 3.17: Disposición geométrica de la zona en estudio. Fuente: Elaboración propia

Este caso constituye un buen ejemplo de la necesidad de diferenciar y cambiar el paradigma que considera los conceptos de suficiencia y seguridad como equivalentes a la resiliencia. La línea Charrúa - Lagunillas actualmente está diseñada para un estándar de doble circuito, pero solo cuenta con un circuito tendido. Al modelar el corredor con capacidad completa frente a contingencias físicas de gran impacto, no deberían observarse cambios en la capacidad de transporte (incluso bajo condiciones de incendios o ataques terroristas), ya que un evento en el entorno de la línea afecta a todo el corredor. Por lo tanto, las soluciones orientadas a la resiliencia deben considerar caminos o franjas alternativas que disminuyan la probabilidad de interrupción del suministro, aunque la utilización del estándar de doble circuito de la línea existente pueda parecer la opción más económica.

En la Figura 3.17, se aprecia el fenómeno de alta densidad de infraestructura que existe en la zona. Se muestra que las principales líneas de 220 y 154 kV comparten franja en al menos 22 km, por lo que al existir eventos fuera del alcance de diseño de la línea (ya sean incendios u otros) la alimentación completa de la zona se ve comprometida. Sin perjuicio de lo anterior, existe una desviación geográfica que genera una zona adicional hasta la subestación Concepción.

Si bien las desconexiones por efecto de incendios no son las más graves en términos de energía no servida o tiempo de recuperación, estos corresponden a la mayoría de eventos registrados por la compañía Transelec S.A. Tal como se aprecia en las Figuras 3.18 y 3.19

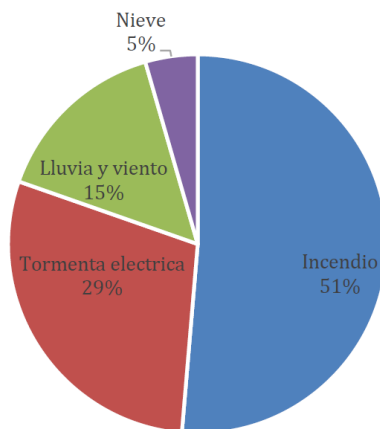


Figura 3.18: Distribución de eventos relacionados con causas climáticas en registro de Transelec. Fuente: [13]



Figura 3.19: Distribución de tiempos de desconexión para distintos tipos de amenazas climáticas considerando reportes en base de datos SEC (2013 - 2018). Fuente:[13].

Por lo anterior, tanto el CEN como la CNE han evaluado proyectos en la zona, los cuales se han propuesto con el objetivo de aumentar la seguridad y mitigar el riesgo de abastecimiento de los clientes del área. A pesar de esto, no se han obtenido resultados concretos en los planes de expansión hasta la fecha.

3.4.2.b. ITF 2022: nueva subestación Patagual

El presente año 2023, se publicó la cartera de proyectos a promover del plan 2022. Entre ellos, se encuentra la nueva subestación Patagual, la cual, mediante el seccionamiento de la línea Lagunillas - Mapa en 220 kV, otorga un corredor alternativo a los 4 circuitos existentes que comparten franja y se encuentran expuestos. Este corredor alternativo se logra a través de la línea Charrúa - Santa María, que se puede apreciar en la Figura 3.20 marcada en amarillo. Hasta la implementación de este plan, no se había considerado utilizar esta línea para el apoyo, ya que actualmente es una línea dedicada, asignada a la inyección de generación de 350 MW de la Central Santa María hacia Charrúa en 220 kV.

En análisis futuros de la CNE (2040), esta central es retirada del sistema y la línea

puede dar apoyo a la zona de estudio, a través del seccionamiento de la subestación Lagunillas.

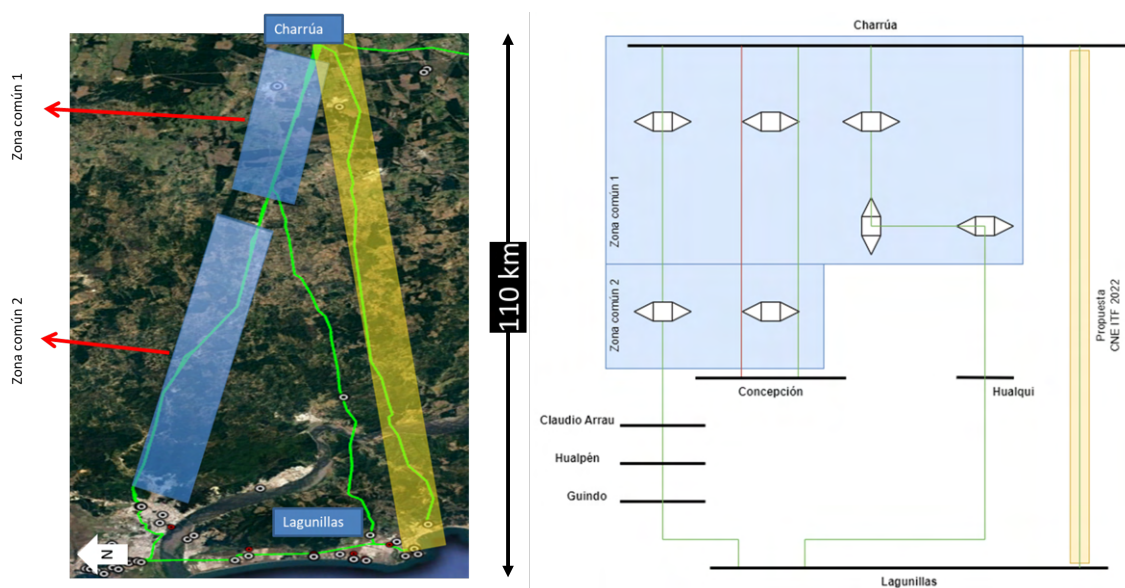


Figura 3.20: Zona en estudio, disposición geométrica con proyecto Patagual. Fuente: Elaboración propia.

Esta propuesta se realiza con el objetivo de satisfacer la demanda futura y garantizar la seguridad. Sin embargo, no se define explícitamente el concepto ni los criterios de resiliencia. Esto podría dar lugar a cuestionamientos y discrepancias por parte de los agentes del sector, especialmente si no se eligen las soluciones más económicas para abordar problemas de seguridad y suficiencia.

Por ejemplo, según el Informe Técnico Final de la CNE, se podría haber propuesto el segundo tendido de la línea Charrúa - Lagunillas, una opción casi 6 MM USD más económica que cumple con todos los criterios del proyecto. Sin embargo, se optó por respaldar un proyecto basado en criterios de resiliencia (S/E Patagual), aunque las razones para ello no están claramente fundamentadas, dado que actualmente no existe una metodología legal para este enfoque.

En este contexto, es evidente la falta de una metodología de resiliencia que cuantifique los beneficios de obras que, aunque más costosas económicamente, ofrecen ventajas en la reducción del riesgo de desabastecimiento a clientes finales ante contingencias de alto impacto. Estas contingencias incluyen situaciones fuera del estándar de diseño de las líneas, como incendios y ataques terroristas.

3.4.2.c. Discrepancia Acenor v/s CNE 2023

Dado lo anterior, justamente, la Asociación de Clientes No Regulados (ACENOR), discrepó la inclusión de este proyecto (S/E Patagual) y sugirió la alternativa más económica que el ejercicio de seguridad y suficiencia entrega. Esta discrepancia nace a través de la negativa de la CNE de eliminar el proyecto y sustituirlo por la alternativa más costoeficiente, justificándola por resiliencia sin un anexo o análisis adicional. Ante ello, el gremio

responde a que la inclusión del proyecto no tiene sustento legal, ya que como se mencionó en el apartado reglamentario del presente capítulo, esta debe someterse a una evaluación económica y de eficiencia. Adicionalmente, esta obra se encarece mucho más, debido a que cambia de calificación una línea dedicada a regulada, por lo que los clientes deben pagar, en palabras de ACENOR, infraestructura sobredimensionada para los criterios que fueron propuestos. Cabe destacar que ACENOR, siempre vela por incluir la menor transmisión posible, ya que representa a clientes no regulados, que desde la ley de 2016, deben pagar la transmisión.

Todo lo anterior, no sería un argumento para ACENOR si es que una metodología reglamentaria respaldara las decisiones de la CNE. En este sentido, si la CNE en algún futuro desea promover enmallamientos o proyectos que otorguen resiliencia, esta al no tener una metodología con respaldo legal, da la alta posibilidad de ser discrepada (y por lo tanto eliminar del plan) por gremios que requieran bajar costos sistémicos (en opinión de ellos). Esto es muy importante en resiliencia, debido a que la principal barrera para su implementación es justamente la justificación de costos en contra de sus beneficios. Por lo que es de suma importancia tener una métrica que mida beneficios topológicos y que capture el potencial de mitigar riesgos de abastecimiento.

El dictamen del Panel emitido el 15 de septiembre de 2023, acogió la posición del gremio, eliminando la obra del Plan de Expansión 2022, la cual fundamenta que las características de la evaluación no demuestran concretamente la necesidad del proyecto y no se evalúa económicamente. Por lo que la zona de Concepción queda expuesta a una contingencia simple, como la falla de un Transformador de Corriente (TTCC) o de gran alcance como un incendio, ya que su alimentación sin Bocamina en servicio, depende netamente de los corredores expuestos en la presente sección.

Por otro lado, los beneficios, costos y análisis de los proyectos serán abordados en los capítulos de resultados de la presente memoria.

Capítulo 4

Eventos climáticos y métricas de resiliencia en sistemas eléctricos

En la presente sección, se repasarán antecedentes técnicos que responden a los conocimientos básicos necesarios para abordar las problemáticas expuestas. ¿Qué eventos se deben considerar en una metodología? ¿Cómo afectan los eventos climáticos a la infraestructura de transmisión? ¿Cómo se puede estimar la frecuencia de los eventos en el futuro? Y, finalmente, ¿qué métrica es la apropiada?

Con las respuestas a estas interrogantes, se podrá plantear una metodología que tome en cuenta el riesgo al que se exponen los activos y, además, determinar qué métricas existentes en la literatura científica pueden aplicarse para capturar los beneficios de una red más resiliente.

4.1. Eventos climáticos

Para realizar una propuesta con entradas definidas y cuantificables, el estudio se centra en eventos climáticos. Esta elección se basa en que la empresa Transelec S.A. proporciona para este estudio un informe y datos climáticos de alta definición, lo que permite aumentar la validez del modelo a proponer.

Además, se analizan de manera general y resumida las potenciales amenazas existentes a lo largo del país.

4.1.1. Amenazas presentes en Chile

Dada su posición en el cinturón de fuego del Pacífico, Chile enfrenta constantes riesgos debido a su fuerte actividad sísmica y volcánica, con eventos de gran envergadura. A esto se añaden fenómenos naturales como inundaciones, que pueden agravarse con el cambio climático, manifestándose en, por ejemplo, olas de calor. Además, Chile no está exento de catástrofes tecnológicas, como vertidos de petróleo en sus costas e incendios de gran escala. El resumen de las amenazas del territorio nacional, se encuentra consolidado en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Eventos extremos y desastres presentes en Chile [20]

Amenazas	
Naturales	Tecnológicas
Terremotos	Derrames de hidrocarburos
Eventos hidrometeorológicos	Incendios Forestales
Inundaciones	Emergencia de sustancias peligrosas
Sequías	
Actividad Volcanica	
Remoción en masa	

El Informe Mundial sobre Riesgo de Desastres Naturales más reciente sitúa a Chile en la posición 27 de 180 naciones, clasificándolo como uno de los países con mayor riesgo en el mundo (Figura 4.1). (BEH-IFHV, 2019).

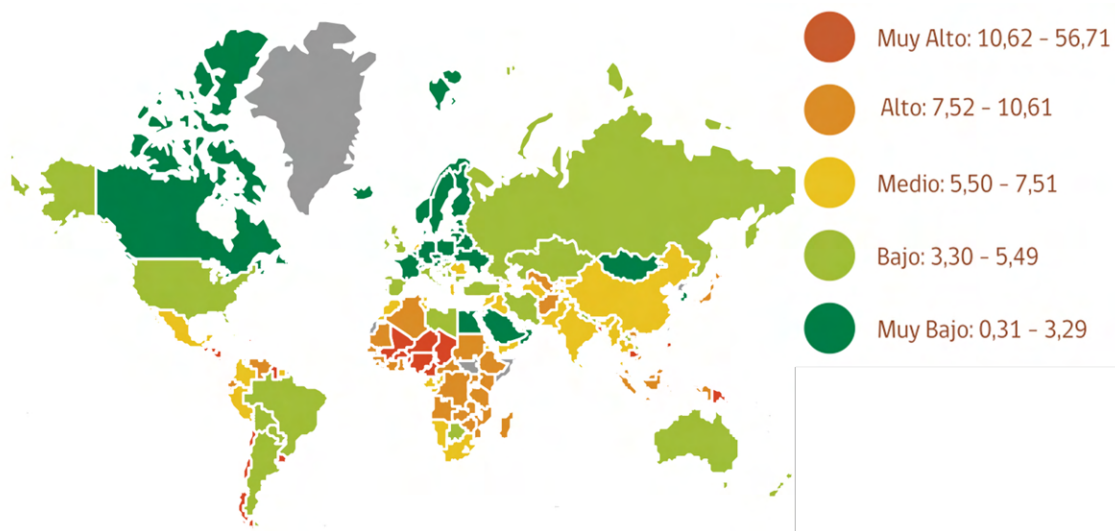


Figura 4.1: Mapa de países según índice riesgos de desastres naturales Fuente: [14].

Es por esto, que se deben tomar medidas de riesgo climático y resiliencia ante la evidente muestra en que Chile es un país riesgoso en este aspecto.

Ahora bien, por temáticas relacionadas a limitar el alcance del presente trabajo, se muestran las diversas amenazas existentes en el país y este contexto sirve solo para dar importancia a la necesidad de incorporar este tipo de riesgos en la planificación de la transmisión. Donde en esta oportunidad se utilizarán solo dos de estas amenazas para poder realizar los supuestos iniciales de la metodología a proponer.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha recopilado del Estudio de evaluación de la vulnerabilidad, impactos y adaptación al cambio climático de la infraestructura energética de Transelec S.A. [13] diagnósticos que indican la importancia de considerar variables

climáticas al diseñar y operar líneas de transmisión:

- **Contar con redundancias es clave:** aunque el sistema en su mayoría cuenta con redundancia, existen áreas donde esto no se cumple. Incluso con esta redundancia, una falla puede conllevar un impacto económico significativo, especialmente debido al aumento en el costo de generación en localidades que dependen de la generación a partir de hidrocarburos.
- **Planificar hacia adelante:** la mayor parte de las decisiones de mejora en infraestructura, se han realizado como reacción a impactos. Lo que significa en una planificación del tipo retrovisor”, que no se adelanta a los hechos.
- **Información de calidad:** actualmente se sufre de falta de información meteorológica histórica detallada.

Se concluye que es esencial fortalecer la resiliencia general del sistema y comunicar esta urgencia a las autoridades. Es importante tener en cuenta los efectos en el sistema debido al cambio climático y determinar quién asumirá los costos de un sistema más robusto y resiliente.

4.1.2. Amenazas en análisis

Sin perjuicio de que una metodología de resiliencia para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) deba abordar la mayoría de los eventos en territorio nacional, dada su extensión de Arica a Chiloé, la metodología propuesta se centra en dos eventos específicos previamente descritos. Esta elección, en el contexto de esta sección, responde a las entradas proporcionadas por el informe de cambio climático de Transelec - UC [13]. Estos eventos son esenciales, ya que se detallan en modelos climáticos futuros, siendo crucial para la metodología propuesta entender cómo y dónde analizar su impacto.

4.1.2.a. Aluviones

En primer lugar se revisa la definición de aluvión según el Sernagomin:

Tipo de remoción en masa caracterizado por flujo de barro, lodo y/o detritos (fragmentos de roca). Es una oleada rápida con poder destructivo, debido al material particulado que puede transportar, desde sedimentos finos a bloques angulosos de rocas de mediano a gran tamaño (disimétricos a métricos), residuos domiciliarios y vegetación. [12].

Los aluviones en el área investigada (Norte de Chile) suelen ser provocados por la confluencia de fuertes lluvias y altas temperaturas. Sin embargo, combinaciones de precipitaciones intensas con temperaturas moderadas, o lluvias moderadas con altas temperaturas, también pueden desencadenar estos eventos. El factor determinante es el volumen de agua que fluye, influenciado por la cantidad de lluvia y el territorio que recibe esta agua en estado líquido. Esta área se ve afectada por la elevación de la isoterma 0°C y la hipsometría de la cuenca, que relaciona la extensión con la altitud [13].

Bajo el concepto anterior en [13], es posible definir una métrica que define la ocurrencia de los aluviones dada una precipitación, la temperatura y la hipsometría (determinación de la altitud de un lugar) de la cuenca. Es por ello que, con modelos predicativos y datos

históricos es posible predecir la ocurrencia de eventos de este tipo en las cuencas donde se ubica la infraestructura energética.

Los aluviones, y en un grado menor las inundaciones, son fenómenos que, si suceden, pueden causar daños significativos o incluso la destrucción total de la infraestructura si está ubicada en la zona afectada. Por lo tanto, al evaluar la amenaza, estos eventos se categorizan de manera binaria: o suceden o no suceden. Estos definen un área de influencia, la cual se refiere a las cuencas o quebradas que pueden canalizar agua y materiales aluvionales, así como a áreas con inclinaciones pronunciadas donde puede producirse un deslizamiento.

El impacto de un aluvión en la infraestructura eléctrica es evidente en la Figura 4.2, que ilustra los tiempos de desconexión previstos del sistema ante diversos incidentes. Esta Figura destaca que los aluviones tienen los tiempos de interrupción más prolongados, con 4 eventos de esta naturaleza, ocupando 4 de los primeros 5 lugares entre los eventos descritos. Además, según los registros de la SEC, no se han reportado daños causados por aluviones que se hayan resuelto en un tiempo breve (menor a 100 horas).

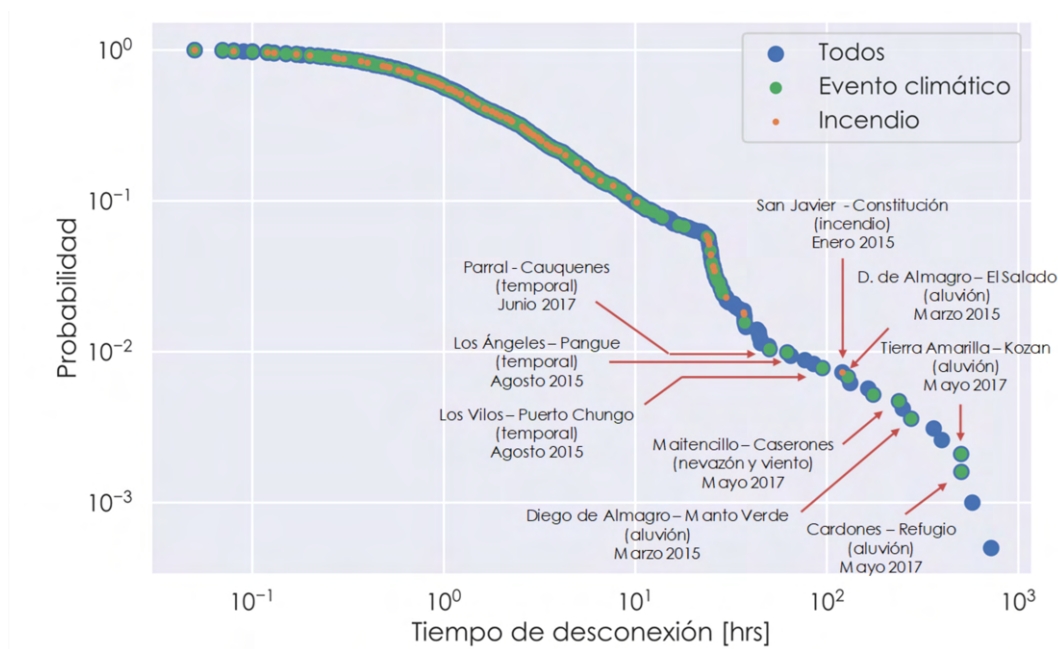


Figura 4.2: Probabilidad de ocurrencia de eventos de falla con distintos tiempos de desconexión considerando reportes en base de datos SEC (periodo 2013 - 2018). Fuente:[13].

Con respecto a los criterios de mitigación, desde la Vicepresidencia de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos de Transelec, se ha adoptado un enfoque conservador. Esto es esencial considerando las características de los ríos en Chile, que son torrentosos, donde se estudia la información histórica y se evita el área del río y su entorno cercano.

4.1.2.b. Incendios

Los incendios forestales causan daños significativos en las zonas donde se producen, especialmente cuando afectan o destruyen infraestructura de servicios o propiedades privadas. En Chile, el 99 % de estos siniestros se deben a acciones humanas, ya sea por negli-

gencia, imprudencia o intencionalidad, y la mayoría cubre áreas relativamente pequeñas [20].

Cuando se presenta un incendio cerca de una línea de transmisión, esta se desconecta. Esta interrupción no es necesariamente debido a daños en la infraestructura, sino más bien al riesgo de cortocircuito causado por el humo del incendio, que actúa como conductor eléctrico. Además, se busca evitar accidentes con los equipos de brigada que están trabajando en la extinción del fuego. Para los fines de este análisis, y basándonos en el criterio experto del personal de Transelec S.A., se establece como límite de riesgo la presencia de un incendio cercano a una torre o subestación de transmisión.

En concreto se determinan los siguientes puntos a considerar según el criterio experto desde diferentes áreas de Transelec [13] (Operaciones, Ingeniería y Medio Ambiente):

- **Desconexión manual** : la principal razón para desconectar manualmente las líneas es debido a los trabajos realizados por cuadrillas de bomberos o brigadistas.
- **Conductividad del humo**: el humo puede actuar como conductor eléctrico, causando fallas de línea a tierra o entre fases. Para que esto suceda, el incendio debe estar extremadamente cerca o directamente debajo de la línea.
- **Distancia segura**: en general, un incendio a más de 200 metros de distancia no representa un riesgo inmediato. El verdadero peligro surge cuando el fuego se encuentra a 40 metros o menos.
- **Impacto estructural**: aunque un incendio puede pasar directamente debajo de las líneas, raramente causa daño estructural.
- **Limpieza de aisladores**: tras una desconexión provocada por humo de incendio, no es necesario limpiar los aisladores.
- **Impacto del calor**: hay pocos casos donde el calor del incendio afecta las líneas directamente.
- **Protección mediante franjas**: mantener franjas libres de vegetación alrededor de las líneas ayuda a protegerlas. Aunque el incendio puede cruzar, no causa daño estructural pero puede provocar desconexiones.
- **Zonas afectadas**: los incendios suelen afectar áreas desde la Región de Valparaíso hasta la Región de Los Lagos.

4.1.3. Modelos climáticos avanzados

Como se ha mencionado en reiteradas ocasiones, la planificación de la transmisión debe realizarse bajo supuestos razonables que ocurran en el futuro y no mirar necesariamente como única entrada elementos del pasado. Al tratar en la presente memoria la resiliencia ante contingencias climáticas que pueden proyectarse de manera tendencial mediante estos modelos, se presenta esta sub-sección, que tiene como fin resumir la manera en que se adquiere la información de estos.

Para la proyección de eventos se tomaron dos fuentes. En primer lugar se toma el estudio de cambio climático UC - Transelec [13] y en segundo, los modelos predicción

del Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2). En cuanto al estudio de cambio climático UC - Transelec, este realiza una metodología común para todas las amenazas y busca identificar cuantitativamente tendencias en grillas georreferenciadas. Estas tendencias se utilizarán en la metodología de resiliencia a proponer como entrada para reducir espacialmente el análisis y buscar áreas de interés para la aplicación de ésta. Por lo que no se utilizan los resultados cuantitativos directamente, ya que éstos poseen una incertidumbre alta en términos de números específicos. El análisis de cada una de las amenazas de origen climático consideradas en el primer estudio [13] (aluviones, vientos extremos, incendios, temperaturas extremas y ausencia de precipitaciones), se desarrolla a través de 4 etapas:

1. Caracterización de eventos históricos de amenazas a través de información climática observada: en esta etapa se utilizan datos observados de estaciones meteorológicas para caracterizar la ocurrencia de la amenaza de manera directa (ej. vientos extremos, temperaturas extremas, ausencia de precipitación) o de manera indirecta (ej. incendios, aluviones). En el caso de estas últimas amenazas es necesario desarrollar modelos o relaciones que permitan cuantificar la intensidad y ocurrencia de la amenaza en función de variables climáticas que se pueden observar u obtener de modelos climáticos[13]].
2. Generación de escenarios climáticos: en esta etapa se obtienen los escenarios climáticos provenientes de los modelos de clima global (GCMs, por su sigla en inglés). Estos escenarios se obtienen en una grilla regular para una condición histórica e idealmente varios escenarios futuros en función de los niveles de emisión de gases de efecto invernadero (GEI)[13].
3. Análisis de sesgo de escenarios climáticos: a pesar de mejorar la resolución espacial de los modelos climáticos o incorporar métodos de bajada de escala (downscaling), los resultados de los modelos climáticos no representan exactamente las condiciones climáticas observadas en las zonas de interés. Esto se debe a varias razones fundamentales. En primer lugar, los modelos climáticos son simplificaciones de sistemas complejos y, como tales, no pueden capturar todas las variables y dinámicas del clima real. Además, las incertidumbres inherentes en la modelización del clima, como la variabilidad natural y las limitaciones en la comprensión de ciertos procesos climáticos, contribuyen a las discrepancias entre las proyecciones del modelo y las observaciones reales. Por tanto, es crucial realizar un análisis de sesgo que será posteriormente considerado en proyecciones futuras.[13].
4. Caracterización de eventos futuros: utilizando las herramientas desarrolladas en la primera etapa y los escenarios climáticos futuros considerando remoción de sesgo, es posible caracterizar la ocurrencia de las amenazas para distintos escenarios[13].

Para ello cada amenaza presenta una modelación matemática que entrega los mapas tendenciales que son utilizados para localizar activos en riesgo, ya que se superpone la grilla con las líneas de transmisión y subestaciones de Transelec S.A. en este caso. Un buen ejemplo, es el ilustrado en la siguiente Figura 4.3:

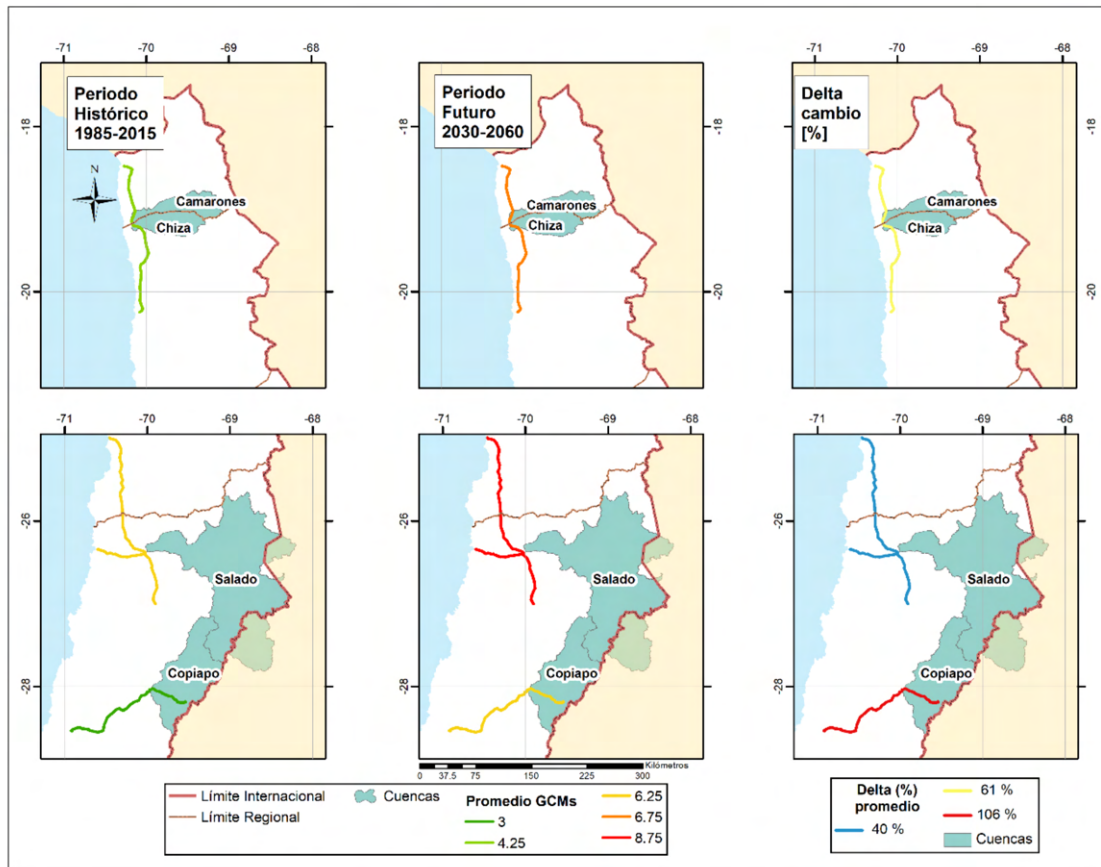


Figura 4.3: Número promedio de 4 modelos climáticos por período esperado de aluviones para cada línea para el período histórico 1985-2015 y futuro 2030 y 2060, para las 4 cuencas analizadas. Fuente: [13]

En la Figura 4.3, se visualizan el número de aluviones esperados para un periodo de 30 años para los tramos de las líneas de transmisión correspondientes para el periodo histórico (1985-2015) y periodo futuro (2030-2060) para las cuatro cuencas analizadas en [13].

El segundo modelo o mapa tendencial es el explorador de amenazas ARCLIM (Figura 4.4) utilizado por Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2).

Ambos prevén aumento en la intensidad de precipitaciones en la cuenca que alimenta el río El Salado, aumentando así la probabilidad de los eventos. Este modelo igual prevé aumento en la temperatura, por lo que reúne las condiciones mínimas para proyectar aumentos en estos eventos.

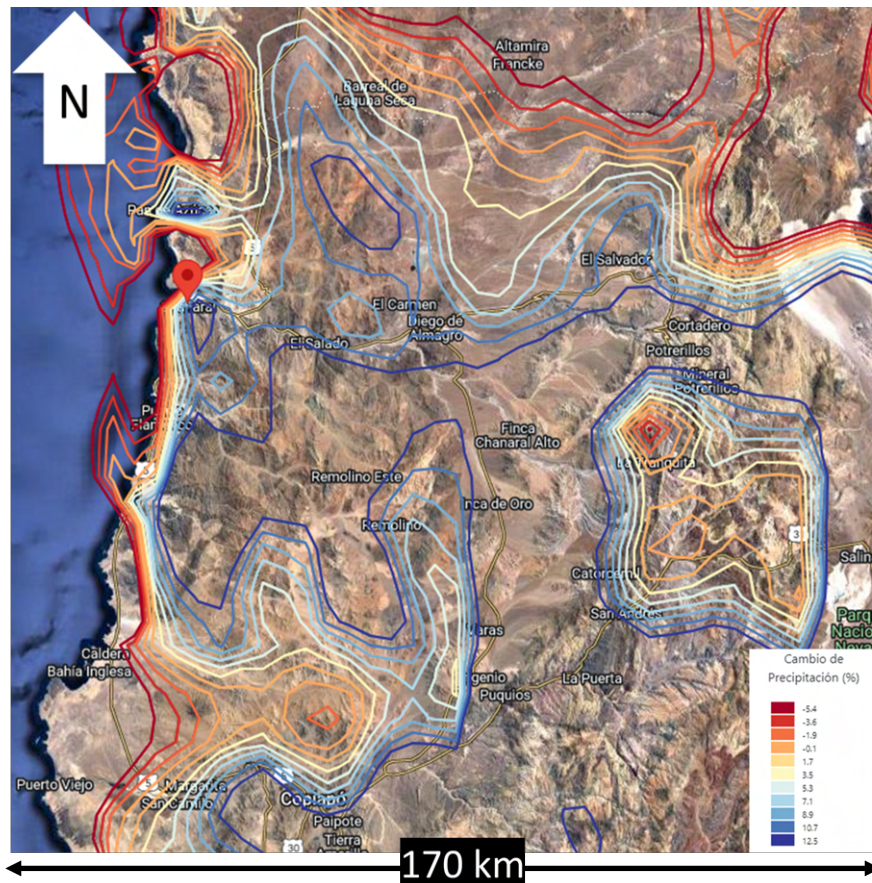


Figura 4.4: CR2 modelo CR2-RegCM4-10K y escenario RCP8 [12].

La imagen anterior (Figura 4.4) realiza una proyección al 2070 con el modelo CR2-RegCM4-10K y escenario RCP85. Esta muestra un aumento de 12.5 % de nivel promedio de precipitaciones en la cuenca El Salado, la cual es la que alimenta al río en cuestión.

Se deduce que, con la información proporcionada, es posible anticipar un incremento preliminar de eventos. Esta proyección actúa como una entrada inicial para fundamentar decisiones futuras en la metodología que se propone. Sin embargo, es esencial destacar que esta es una oportunidad de mejora en estudios especializados si se requiere un análisis detallado y debería considerarse para integrarse de forma más cuantitativa en propuestas venideras.

4.2. Índices de resiliencia en sistemas eléctricos

Con el fin de respaldar la decisión sobre la métrica a utilizar, se realiza una búsqueda bibliográfica sobre métricas de resiliencia utilizadas en la literatura. Lo anterior, se fundamenta a la poca información y herramientas de medición de niveles de resiliencia en operadores internacionales. Donde se considera la utilización de la métrica de Italia y la ya utilizada por el CEN en su propuesta 2022.

Esta última se considera relevante, pues aunque inicialmente no se la vea como apropiada, puede agregar valor al ser comparada con otras opciones y, además, ofrece la posibilidad

de ser adaptada para su mejora.

4.2.1. Métrica Terna

Esta es una métrica que se aborda en detalle en la sección 2, la cual está dentro de una metodología que tiene entradas probabilísticas y tiempos de retorno. La cual trata de estimar tiempos de falla a través de probabilidades conjuntas entre nodos y así estimar energía no servida.

En este sentido, se trata de una métrica de alta dificultad, donde el cálculo de la probabilidad implica teoremas de complejidad estadística significativa y requiere entradas de alta calidad en términos de modelos predictivos. Asimismo, es necesario contar con un análisis exhaustivo de la probabilidad de fallo de las líneas debido a efectos indirectos, que son consecuencias del medio ambiente sobre las líneas. Por ejemplo, interrupciones causadas por caídas de árboles o deslizamientos de tierra, que a su vez son efectos directos de fenómenos como la lluvia y/o el viento.

Con el objetivo de resumir en esta sección la metodología del criterio de resiliencia utilizada por el operador italiano Terna, que de ahora en adelante será denominada como la “métrica Terna”, se presenta la siguiente ecuación.

$$EENS_{PSj} = \sum_{h=1}^{N_{ctg,j}} t_{rec} \cdot Carga_{j,h} \cdot prob_{ctg,h} \tag{4.1}$$

Esta métrica se calcula en base a j nodos o subestaciones primarias, para h contingencias. Dado que para cada nodo se tiene una cantidad definida de clientes que están en riesgo de quedarse sin suministro. Tal como se ilustra en la Figura 4.5.

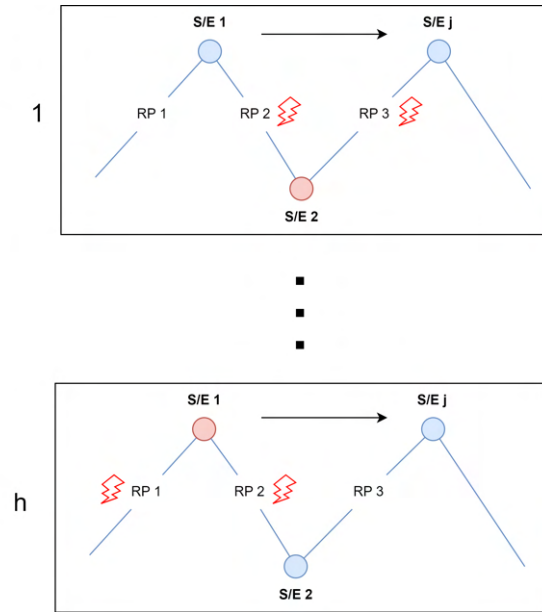


Figura 4.5: Visualización gráfica de h contingencias. Fuente: elaboración propia

La métrica se puede descomponer en cuatro partes: la sumatoria, t_{rec} , la carga y la

probabilidad de una contingencia específica.

Cada contingencia h es una combinación real que tiene una probabilidad asignada ($prob_{ctg,h}$). Esto se ilustra mejor en la figura 4.5. En esta figura se tienen h contingencias que representan una combinación de fallas que tiene una probabilidad puntual, la cual se deriva de la probabilidad conjunta entre la falla de los elementos individuales (basándose en predicciones futuras) y las tasas de falla históricas que son posibles dada la ocurrencia del evento en los elementos individuales.

Cada escenario tiene una probabilidad calculada basada en hechos históricos, ya que las combinaciones de falla se derivan de una matriz de correlación entre fallas históricas simultáneas de elementos. Mientras que las futuras provienen del cálculo de probabilidad o el inverso del periodo de retorno RP de los elementos por separado.

Esta probabilidad es de alta complejidad de cálculo y se basa en el hallazgo de funciones inversas de probabilidad del Teorema de Copulas. El detalle de la modelación puede revisarse en [7].

Por ejemplo, y siempre refiriéndonos a la misma figura 4.5, la primera contingencia no tendrá efectos sobre los nodos 1 y j , pero sí en el número 2. Por lo tanto, esa combinación se añadirá a la sumatoria de este nodo y lo mismo con todas las contingencias h que provoquen desprendimientos de carga en $Carga_{2,1}$ en este caso (en MW).

El tiempo de recuperación, en horas, está definido por el autor de la métrica y es un promedio utilizado en el país de origen, Italia. En este contexto, es de 16 horas. Este tiempo puede variar y depende de la intensidad del evento y de varios factores que no se abordan en este apartado.

Por lo tanto, se tiene una estimación de la energía perdida en el futuro para una topología específica, dada una contingencia particular.

4.2.2. Métrica CEN

Tal como se menciona en la sección 3, se tiene como precedente una métrica aplicada en el contexto de los planes de expansión, en específico, el CEN propone una métrica basada en tiempos de recuperación y únicamente muestra en el informe de propuestas 2023 [50], los componentes de manera desordenada y sin una fórmula explícita.

Al revisar la literatura, se da cuenta que se utiliza una métrica utilizada por primera vez en [53], la cual se basa en 4 puntos esenciales del concepto de resiliencia en sistemas eléctricos.

- **Capacidad de resistencia:** la capacidad de mantener la operación ante algún peligro, como un desastre natural.
- **Velocidad de recuperación:** cuánto tiempo se tarda en recuperarse respecto a un determinado nivel de interrupción. En el caso de desastres naturales, tal interrupción típicamente se considera como cortes de energía.
- **Capacidad de preparación/planificación:** la habilidad de las organizaciones para implementar medidas para reducir el efecto de futuros peligros potenciales en el rendimiento de las redes eléctricas.

- **Capacidad de adaptación:** la habilidad de las organizaciones que operan y gestionan redes eléctricas para reaccionar a condiciones que podrían afectar el rendimiento de las redes eléctricas. Tales condiciones pueden ser externas, como acciones provenientes de un peligro, o internas, como componentes de infraestructura que envejecen naturalmente o decisiones de gestión empresarial.

Basándonos en esta definición de resiliencia, el marco propuesto en este artículo [53] se define la resiliencia individual, RI , para una carga única como:

$$RI = \frac{TU}{TU + TD} \quad (4.2)$$

Esta ecuación define una medida adecuada de resiliencia según el contexto de [53]. Esta depende del tiempo en que el sistema está funcionando correctamente, TU , y el tiempo que está fuera de servicio, TD . El tiempo TD representa la velocidad con la que se recupera el servicio. Está influenciado por aspectos relacionados con los componentes de la red y por procesos dirigidos por personas, como políticas de mantenimiento y gestión de reparaciones. Por otro lado, TU está vinculado a la capacidad del sistema eléctrico para resistir un evento y se relaciona principalmente con las características del equipo y el diseño de la red. La suma de TU y TD es el tiempo total T para evaluar la resiliencia.

El artículo en su desarrollo tiene una clara orientación a sistemas de distribución, donde realmente su métrica de resiliencia toma forma. El CEN trata a las subestaciones primarias como cargas únicas (Ecuación 4.2), donde no se logra capturar la función real de la ecuación que es la que se explica a continuación.

Lo anterior se basa a que según [53] también es posible definir la resiliencia de base del suministro eléctrico, RB , para N cargas como:

$$RB = \frac{1}{N} \frac{\sum_{i=1}^N TU_{,i}}{T} = \frac{\sum_{i=1}^N TU_{,i}}{\sum_{i=1}^N (TU_{,i} + TD_{,i})} \quad (4.3)$$

Donde T es el período de tiempo considerado, $TU_{,i}$ es la parte de T durante la cual la carga i puede recibir energía eléctrica (es decir, el tiempo “activo” o “up time”), y $TD_{,i}$ es la porción restante de T durante la cual la carga i podría no ser capaz de recibir energía eléctrica (es decir, un tiempo “inactivo” o “down time”). Las cargas consideradas en la Ecuación 4.3 dependen de la porción particular de la red eléctrica que se esté considerando. Por ejemplo, N puede representar las cargas en un lateral o alimentador particular, o las cargas atendidas por una subestación dada, o cargas en un área determinada, como una comuna o ciudad.

Esto demuestra a que se orienta a una cantidad de clientes mayor dentro de una misma área y no solo una carga individual. Por lo que el CEN, en su propuesta aplica conceptos de ambas formulaciones en una mismo ejercicio, lo cual puede tratarse de una adaptación, que al ser conversado con ellos no fue aclarado del todo.

Con respecto a las entradas, se consideran tiempos y número de clientes. Principalmente, estas entradas provienen de datos históricos, obtenidos después del evento, o de simulaciones. Esta métrica es robusta y ofrece una gran flexibilidad al adaptarse a diversos escenarios, siempre que se disponga de las entradas adecuadas. Es importante resaltar que

su aplicabilidad no está restringida a un tipo específico de evento, lo que la hace particularmente versátil en un país con una diversidad geográfica como Chile. Sin embargo, es esencial garantizar un detallado desarrollo en cuanto a las entradas. Dada su simplicidad, existe el riesgo de realizar simplificaciones excesivas y obtener resultados no precisos. En el caso de sistemas de transmisión y análisis locales, esta métrica puede presentar resultados ambiguos, tal como se plantea en el informe PET del CEN (Tabla 4.2).

Tabla 4.2: Resultados PET 2022 CEN [10].

Zona	Evento	RB
Chiloé	Inundaciones	0,769
Chañaral	Aluviones	0,833

Tal como se puede observar en la Tabla 4.2 anterior, el evento en Chañaral, que presenta un tiempo de desconexión histórica superior al de las inundaciones (superando en 10 días), posee un índice más elevado. Esto no es congruente con la premisa inicial de la métrica (la cual va incrementando el nivel de resiliencia entre 0 y 1). Es relevante mencionar que las entradas se asumen sin detalladas explicaciones, limitando el análisis a una simple comparación de resultados finales. Además, no se establece un umbral que defina qué se considera como resiliente, lo cual debería ser el principal objetivo de una métrica numérica.

4.2.3. Índice topológico

Finalmente, y de manera de acotar la revisión de métricas, se incluye una métrica basada en topología. Esta métrica busca representar o capturar la cantidad y vulnerabilidades de los caminos entre una fuente de alimentación y una carga. Lo anterior se realiza con un análisis numérico sobre una red específica.

En ocasiones, los análisis a largo plazo sistémicos se enfocan en ciertas zonas de la red y no de manera extensiva, por lo que puede reducirse el sistema con tal de simplificar los análisis. De manera de ejemplificar la afirmación anterior, la CNE simula el sistema en softwares de coordinación hidrotérmica a través de bases simplificadas para disminuir tiempos de cálculo. De la misma manera, los análisis sistémicos de flujo de potencia se realiza por zonas. Esto es de vital relevancia para abordar métricas que no son del todo escalables (en un principio) y deben ser utilizados en trozos segmentados de red como esta métrica.

La métrica llamada SPD index, se publica en el artículo titulado “CP-TRAM: Cyber-Physical Transmission Resiliency Assessment Metric” [15]. En esta publicación, se presenta una métrica Source-Path-Destination Index (SPD) que incluye factores de transmisión desde la fuente al alimentador, la cual considera redundancias de fuentes de generación y de transmisión.

La Ecuación 4.4, puede representar numéricamente lo que sucede en la siguiente red propuesta (Figura 4.6) para el ejemplo.

$$SPD_{index} = \sum_{i=1}^{NG} \frac{Caminos^2}{Saltos \cdot Vulnerabilidad \cdot Factor\ costo} \quad (4.4)$$

- Caminos: número de caminos entre una barra de inicio generalmente donde se alimenta la red y una barra de destino, donde se ubica la barra a evaluar.
- Saltos: número de conexiones entre barras. Si existe un transformador o línea entre barras, se considera un salto.
- Vulnerabilidad: factor que representa la debilidad de tramos en función de cuantas veces se repite en un camino.
- Factor de costo: representa la distancia eléctrica en función del largo y la impedancia del camino completo.

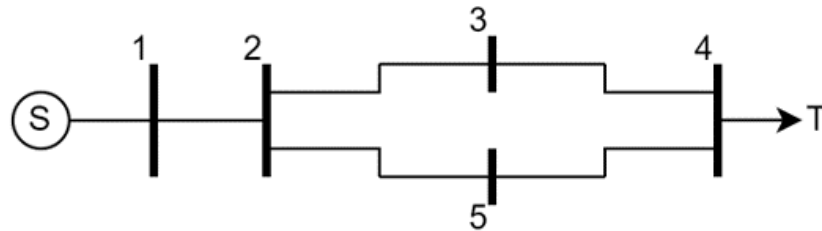


Figura 4.6: Topología básica demostrativa. Fuente: [15].

Se tiene la red de la Figura 4.6, donde se elige la barra 1 como fuente (Source) y la 4 como objetivo (Target). Teniendo claro lo anterior, se puede notar que hay 2 caminos posibles entre estas dos barras. Para efectos de la métrica esto es lo que más valor se asigna ya que se encuentra en el numerador y al cuadrado.

Aunque puedan existir múltiples caminos entre las barras seleccionadas, la métrica debe disminuir bajo ciertos comportamientos de la topología. Por lo tanto, en el denominador se definen “factores de castigo”. Estos incluyen los saltos, que contabilizan las conexiones físicas como barras y transformadores. La vulnerabilidad es otro factor, que capta los cuellos de botella entre dos nodos. Por ejemplo, como se observa en la figura 4.6, el tramo 1-2 se repite dos veces en los caminos entre los nodos 1 y 4. Finalmente, se define un factor de costo, que utiliza la impedancia eléctrica y la distancia para determinar el tramo en términos de su distancia eléctrica.

Este último factor se incluye con el objetivo de limitar en cierta medida la métrica y evitar que todos los caminos sean considerados válidos. Se puede definir un umbral de impedancia equivalente para excluir caminos que, aunque teóricamente posibles, no son aplicables ni útiles en la operación diaria.

Esta temática se explicará con mayor detalle en la sección 5, donde se desglosará la métrica en detalle y se realizará un análisis que permitirá la incorporación de nuevos términos en sus ecuaciones, facilitando así su aplicación a casos reales. La metodología propuesta se basa principalmente en esta métrica, pero toma en cuenta sus desventajas. Se efectúan modificaciones basadas en la discusión sobre las ventajas e inconvenientes de las métricas identificadas hasta el momento.

4.3. Discusión y síntesis

Con el objetivo de comprender mejor la decisión detrás de la elección de la métrica y los fundamentos de la metodología empleada, se presenta este apartado de discusión y síntesis.

Se ha profundizado en el concepto y los elementos considerados dentro del criterio de resiliencia en la planificación de la transmisión. A partir de lo anterior, se establecerán las bases de lo que debe incluir, como mínimo, una metodología que capture los beneficios ajustados a las necesidades reales de las dos zonas seleccionadas. Esta metodología permitirá definir un esquema de pago de manera general y se optimizará basándose en una métrica matemáticamente fundamentada.

4.3.1. Entradas climáticas

Como se ha observado, condiciones climáticas o externas, en específico los aluviones y los incendios en este caso, pueden poner en jaque el abastecimiento de energía a través de daños a la infraestructura de transmisión. Por ello, es vital identificar con precisión puntos calientes o zonas de interés, es decir, delimitar estas áreas para ser lo más eficiente posible al tomar decisiones correctivas. Esto se puede lograr a través de mapas grillados que muestren tendencias y proyecciones futuras de comportamientos de las amenazas, permitiendo identificar cambios futuros en el entorno de las líneas de transmisión. Por tanto, el uso de modelos climáticos que contengan métricas para aproximar la proyección de ocurrencia es fundamental para determinar si las obras serán necesarias o no, ya que estas proyecciones pueden variar al alza o a la baja.

A continuación, se presentan ejemplos de métricas de proyecciones climáticas que fueron utilizadas en [13]. En este contexto, se disponen de dos modelos numéricos para evaluar las amenazas en estudio.

Aluviones [13]

Para definir la ocurrencia de aluviones, en [13] se fijó un umbral en términos del volumen de agua escurrida, el cual depende directamente de la precipitación e indirectamente de la temperatura de la siguiente manera:

$$Vol = PP \times S_{líquida} \quad (4.5)$$

$$S_{líquida} = f(T, H) \quad (4.6)$$

Dónde,

- Vol : volumen potencial de agua que escurre.
- PP : precipitación.
- $S_{líquida}$: superficie sobre la cual precipita agua líquida.
- T : temperatura.

- H : hipsometría de la cuenca.

Incendios [13]

Se probaron una serie de modelos con distintas combinaciones de variables independientes, utilizando como criterio de bondad de ajuste el Chi-cuadrado de Pearson y la desviación escalada. En cada modelo se probaron conjuntos de variables que incluyeran la localización de los incendios, variables climáticas y variables topográficas. El modelo final elegido en [13] estima el número de incendios por mes en un área fija de 1 km^2 en una grilla que se distribuye alrededor de las líneas de transmisión. El modelo estimador es el siguiente:

$$\ln(\lambda_{x,y,t}) = \beta_0 + \beta_1 alt_{x,y} + \beta_2 tm_{x,y,t} + \beta_3 UTMx_{100,000} + \beta_4 UTM y_{100,000} + \beta_5 pp_{x,y,t} \quad (4.7)$$

Donde;

- $\lambda_{x,y,t}$: número de incendios en el mes t en el pixel x, y , N° .
- $alt_{x,y}$: altitud sobre el nivel del mar en el centro del pixel x, y de área 1 km^2 , m.
- $UTMx$: coordenada UTM (este/oeste) del centro del pixel x, y , m.
- $UTMy$: coordenada UTM (norte/sur) del centro del pixel x, y , m.
- $pp_{x,y,t}$: precipitación total en el mes en el centro del pixel x, y , mm/mes.
- $tm_{x,y,t}$: temperatura media mensual del mes t en el centro del pixel x, y , $^\circ\text{C}$.

El modelo estima el número esperado de incendios por mes en un área fija de 1 km^2 y se construye como un modelo lineal generalizado (GLM) que estima el parámetro λ de una distribución de Poisson. Este parámetro representa la esperanza matemática del número de incendios para un intervalo de tiempo y superficie fijos.

Actualmente, debido a la información limitada (resultado de la aplicación de los modelos observados) que se reduce a mapas y proyecciones en números únicos, esta se considera como entrada inicial para delimitar áreas. Esto ayuda a apalancar la predicción de que la frecuencia de ciertos comportamientos climáticos se incrementará o disminuirá. Sin embargo, en términos de la propuesta actual, este es un aspecto que necesita ser mejorado para incorporarlo como entrada numérica con sensibilidades en diferentes escenarios. Esto permitiría obtener un espectro de resultados más amplio, facilitando la toma de decisiones con el mínimo arrepentimiento respecto a las obras a promover.

4.3.2. Comparación de índices

A continuación se muestra la Tabla 4.3, la cual sintetiza las métricas ya estudiadas.

Tabla 4.3: Tabla comparativa de métricas en contextos de transmisión en estudio

Métrica	Ventaja	Desventaja
R_B [53]	Simpleza en formulación y metodología.	La aplicación a sistemas radiales es poco útil en análisis.
	Se pueden aplicar tiempos pasados y futuros.	La aplicación directa es aplicable en sistemas de distribución.
	Es indistinta al evento (escalable).	Las entradas requieren alta dependencia de criterio experto.
SPD_{index} [15]	Permite cuantificar la vulnerabilidad de la topología existente, por lo que es posible aplicarla a bases de datos de <i>softwares</i> de evaluación convencionales (OSE2000).	No se relaciona con tiempos de recuperación.
	Entradas de fácil acceso (topología existente).	Requiere limitaciones basadas en criterio experto.
	Es indistinta al evento (escalable).	Solo se ha aplicado en contextos académicos.
$EENS_{PSj}$ [7]	Se pueden aplicar variables pasadas y futuras.	Es muy específica al evento.
	Se basa en el hecho de que los eventos de alto impacto ya no sean de baja probabilidad.	Entradas de alto nivel matemático, de alta dificultad de implementación.
	Incluye tiempos de recuperación.	Las obtenciones de probabilidades son de alta complejidad estadística.

Como es posible observar de la Tabla 4.3, se realiza la comparación de cada métrica para poder tener en cuenta las fortalezas y las debilidades de cada una de ellas y así establecer una estrategia para abordar la manera en que se aplique una métrica en la metodología a proponer.

4.3.3. Métrica CEN R_B

En primer lugar se establece que uno de los puntos fuertes de esta métrica es la dependencia a las entradas temporales. Las definiciones de resiliencia en general se diferencian

de conceptos parecidos como seguridad y confiabilidad a través de este aspecto.

El tiempo de recuperación es una de las claves a la hora de definir un sistema de transmisión resiliente, ya que esto indica la capacidad de un sistema de mitigar debilidades en puntos críticos. Donde la relación entre los tiempos de recuperación y la resiliencia del sistema, debe estar considerada a la hora de tomar una decisión con alguna métrica a proponer.

De igual manera, se establece la importancia de la independencia ante los eventos, lo cual es crucial en un país con diversos peligros a lo largo de todo su territorio, como se muestra en la Figura 4.7. Por lo tanto, considerar una métrica única para todo el sistema permite comparar análisis de manera independiente de la zona geográfica, respaldando de manera transparente una decisión sobre otra.

Sin embargo, esta métrica fue diseñada originalmente en un contexto diferente al de la transmisión y requiere modificaciones, ya que su aplicación literal, como la propuesta por el CEN, conlleva serias distorsiones. La metodología a proponer sugiere un cambio radical en su aplicación.

En conclusión, la dependencia de tiempos, ya sean históricos o proyectados, debe ser calculada con gran precisión para obtener resultados coherentes. Las entradas dependen en gran medida del criterio experto y no pueden ser fácilmente replicadas por entidades distintas. Este aspecto se complica en el contexto de un proceso regulado, que se basa en la declaración de criterios transparentes, especialmente considerando que bajo el esquema de tarificación actual, son los clientes quienes finalmente pagan las decisiones tomadas.

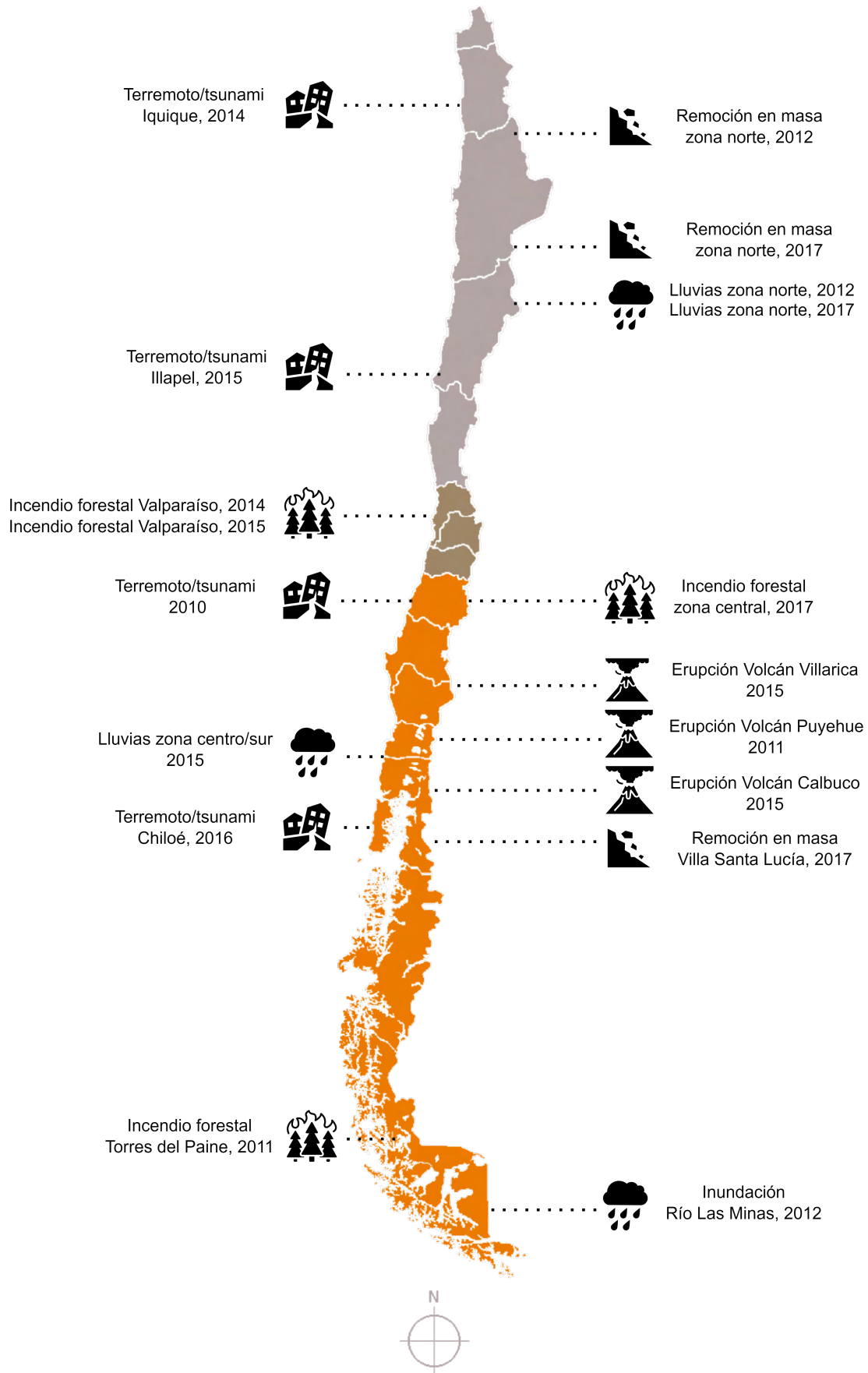


Figura 4.7: Eventos de alto impacto entre 2011 y 2017. Fuente: [12]

4.3.4. Índice topológico SPD_{index}

El SPD index, tiene la ventaja particular que utiliza la información existente de la red, ya sea la que se encuentra en servicio y la planificada. Esto es muy importante a la hora de aplicar la metodología, ya que los *softwares* de evaluación ya integran bases de datos al respecto.

Si bien esta metodología comparte la dependencia del criterio experto, este criterio se relaciona con la dimensión del problema, es decir, el número de nodos a analizar en una red específica. En términos simples, esto representa un desafío que ya ha sido abordado en la planificación actual del sistema. Un ejemplo de ello se encuentra en las bases de datos utilizadas para las evaluaciones, tanto en los *softwares* de coordinación hidrotérmica como en las bases de datos de simulaciones de flujo de potencia. Por tanto, si se replican las consideraciones utilizadas para reducir sistemas de gran tamaño por zonas o en un número limitado de barras, este problema puede mitigarse de manera efectiva. Además, se pueden sumar restricciones específicas para adaptar la metodología a distintos contextos.

Una limitación importante que debe ser estudiada y considerada al diseñar una metodología basada en esta métrica es la omisión de los tiempos de recuperación. Es crucial reconocer que una red vulnerable a un aluvión o a un incendio no presenta las mismas demandas de mitigación de resiliencia, incluso si su topología es idéntica.

Cabe destacar que, a pesar de lo anterior, la métrica sigue siendo indiferente al tipo de evento. Esto se debe a que la entrada de la métrica se enfoca más en variaciones según la gravedad o los tiempos de recuperación, en lugar del evento en sí. En otras palabras, aunque el tipo de evento pueda influir en un tiempo de recuperación característico, no define la metodología de cálculo ni su formulación. La métrica no busca categorizar por evento o incidente específico, sino por el riesgo asociado a dejar a clientes de un nodo particular sin suministro durante un periodo determinado.

4.3.5. Métrica Terna $EENS_{PSj}$

Esta métrica contribuye significativamente en términos del tiempo de recuperación y el uso de proyecciones futuras de cambio climático. Las técnicas que identifican activos en riesgo en mapas proyectados facilitan la reducción del área de estudio, superando así las dificultades presentadas por otras métricas.

Además, se consideran los tiempos de recuperación que, aunque se asumen fijos en este contexto, demuestran que en la métrica empleada por el operador Terna en Italia, constituyen un componente esencial al establecer criterios de resiliencia en la transmisión.

Sin embargo, a pesar de las ventajas mencionadas, la alta complejidad matemática y los desafíos asociados a replicar la metodología en cuanto a las entradas, representan las principales desventajas de este enfoque.

4.3.6. Síntesis

Las tres métricas en estudio presentan tanto deficiencias como beneficios. Al comparlas, se destacan tres aspectos comunes esenciales, que se consideran para diseñar una métrica en la metodología propuesta (Figura 4.8).

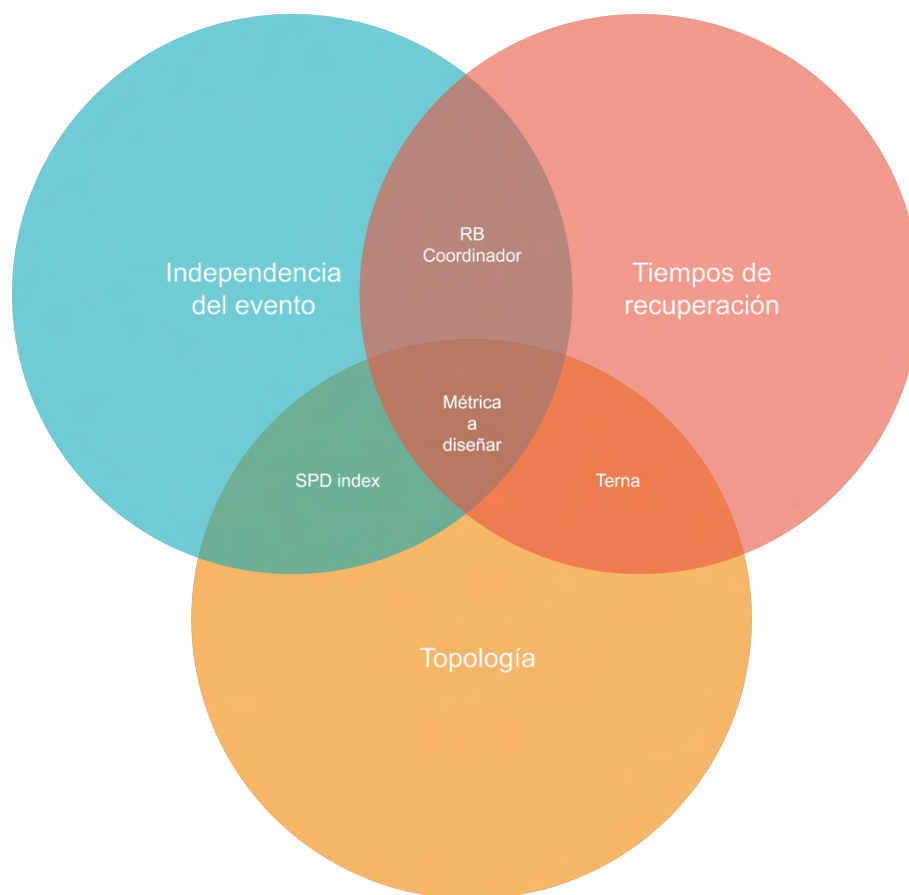


Figura 4.8: Diagrama de Venn con los cruces de lineamientos para diseño de métrica a proponer. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 4.8, se observan los elementos considerados esenciales en una métrica, basándose en las definiciones y revisiones realizadas en secciones anteriores.

Con respecto a la elección final de la métrica a utilizar, se descarta inmediatamente la propuesta del CEN. A pesar de sus beneficios, no compensan sus desventajas, principalmente porque no fue diseñada para aplicarse en transmisión, aunque destaca en su enfoque en el tiempo de recuperación e independencia del evento.

En cuanto a la metodología de energía no servida propuesta por Terna, es relevante su uso de variables climáticas y la dependencia temporal en su formulación. Sin embargo, su alta complejidad matemática y las exigentes entradas requeridas hacen que no sea la base adecuada para el diseño propuesto.

Finalmente, se decide avanzar con la métrica del SPD *index*, con la intención de incorporar elementos omitidos en su versión original. Se busca integrar entradas de proyecciones de variables climáticas futuras y tiempos de recuperación, cumpliendo así con los tres criterios ilustrados en la Figura 4.8. Esta decisión se basa en que la topología es una variable cuantificable y objetiva, factible de ser abordada con las bases de datos actuales y replicable sin requerir un criterio experto profundo.

Capítulo 5

Metodología propuesta

En la presente sección, se llevará a cabo un análisis exhaustivo sobre la métrica SPD index, que se introdujo en el Capítulo 4. Esta métrica servirá como un punto de partida, no aplicándose de manera literal, sino con modificaciones estructurales para abordar y mitigar las debilidades identificadas.

Se procederá con una explicación detallada de la métrica, abordando todas sus limitaciones reconocibles. El objetivo es incorporarla en la metodología propuesta, asegurando que represente de manera efectiva factores clave como la independencia del evento, los tiempos de recuperación y, lo más importante, la topología del sistema.

Finalmente, se presentará una propuesta metodológica integral que cubre desde la identificación y medición hasta la evaluación de proyectos de transmisión eléctrica.

5.1. Métrica SPD index

Esta métrica se describe en el artículo [15], el cual aborda la resiliencia en el contexto de la ciberseguridad. En dicho artículo, se lleva a cabo una evaluación gráfica, complementada con la medición de parámetros clave de la red, para determinar la redundancia y vulnerabilidades de la infraestructura física del sistema.

El documento [15] destaca los desafíos específicos al cuantificar la resiliencia en sistemas de transmisión, en contraste con los sistemas de distribución:

- En zonas rurales distantes de los principales centros de consumo, las redes de transmisión suelen ser enmalladas, a diferencia de las redes de distribución que son principalmente radiales (contexto EEUU, donde a la transmisión Zonal se le clasifica como distribución).
- Las redes de transmisión cuentan con múltiples fuentes de suministro eléctrico, un factor relevante al evaluar el rendimiento del sistema.
- La topología enmallada de estas redes introduce redundancia en las rutas, lo cual es un aspecto crucial a considerar.
- Todas las subestaciones a nivel de transmisión pueden tener cargas críticas o prioritarias, lo que implica que una única métrica no es suficiente para evaluar la resiliencia

de todas las cargas críticas o prioritarias en una red de transmisión.

Por lo tanto, la resiliencia en los sistemas de transmisión se enfoca desde una perspectiva tanto física como operacional. Los atributos considerados para definir la resiliencia física de los sistemas de transmisión que conforman la fórmula de la métrica son:

- Redundancia en el sistema, incluyendo tanto la red en general como las fuentes de alimentación.
- Vulnerabilidad asociada al uso reiterado de un recurso específico (por ejemplo, tramos de transporte), destacando la importancia de identificar cuellos de botella entre los nodos de alimentación y carga.
- Disponibilidad del suministro eléctrico, enfatizando la necesidad de considerar la sensibilidad de contar con fuentes de alimentación que abastecen las barras en análisis, integrando así la generación local como un componente clave de la métrica.

5.1.1. Componentes de la fórmula

Conforme al artículo [15], la definición de resiliencia enfatiza la importancia crítica de la topología de la red eléctrica. Este aspecto es especialmente vital para asegurar que las cargas críticas en todas las subestaciones reciban suministro a través de múltiples rutas. Esta consideración se vuelve aún más crucial en situaciones donde la red enfrenta estrés debido a eventos de alto impacto. Bajo estas circunstancias, una métrica que se base en la topología resulta indispensable para evaluar cómo los cambios en la topología afectan a los clientes finales.

El índice SPD, presentado en la Ecuación 5.1, constituye una métrica fundamentada en la topología de la red. Esta métrica incorpora diversos factores que reflejan las características topológicas, tales como la existencia de múltiples caminos entre dos puntos, circuitos múltiples, vulnerabilidad, y la distancia eléctrica.

$$SPD_i = \sum_{i=1}^{NG} \frac{k_i^2}{BVI_i \cdot HI_i \cdot (1 + \text{Average cost}_i)} \quad (5.1)$$

Donde:

- k_i es el número k de rutas desde una fuente i hasta la subestación de destino definida por el evaluador.
- BVI_i es el Índice de Vulnerabilidad de Rama.
- HI_i es el Índice de Saltos.
- Average cost_i o AVG_{Cost} se calcula en términos de la distancia eléctrica de la red.
- NG es el número total de fuentes.

La formulación en la ecuación es empírica.

5.1.1.a. Cálculo del número K de rutas desde un origen hasta un destino.

Los sistemas de transmisión cuentan con múltiples fuentes de alimentación distribuidas a lo largo de toda la red. Bajo esta premisa, la formulación asume que todos los generadores están disponibles para abastecer las subestaciones. Sin embargo, esta suposición hace que sea computacionalmente exigente calcular todos los caminos posibles entre los generadores y las subestaciones del sistema. Por esta razón, se seleccionan algunos caminos específicos basándose en su contribución a la distancia eléctrica media entre una fuente de alimentación y una subestación receptora. Aquí, el valor de k se define por la cantidad de rutas que tienen un impacto significativo en el costo medio entre una fuente de alimentación y una subestación receptora. En este análisis, la impedancia de las líneas de transmisión se considera como el principal factor determinante del costo. Es importante destacar que, después de analizar un conjunto específico de rutas k , el inverso de la impedancia media tiende, teóricamente, a estabilizarse.

Como se ilustra en la Figura 5.1, se establece un criterio para limitar los caminos seleccionados a ser considerados en la fórmula. Esta restricción se debe a que la dependencia de la métrica respecto al tamaño de la red no permite definir un rango específico de resiliencia que sea aplicable en la toma de decisiones. Para que la métrica sea efectiva y útil en la comparación de redes de diferentes tamaños en un mismo análisis, es esencial que pueda normalizarse.

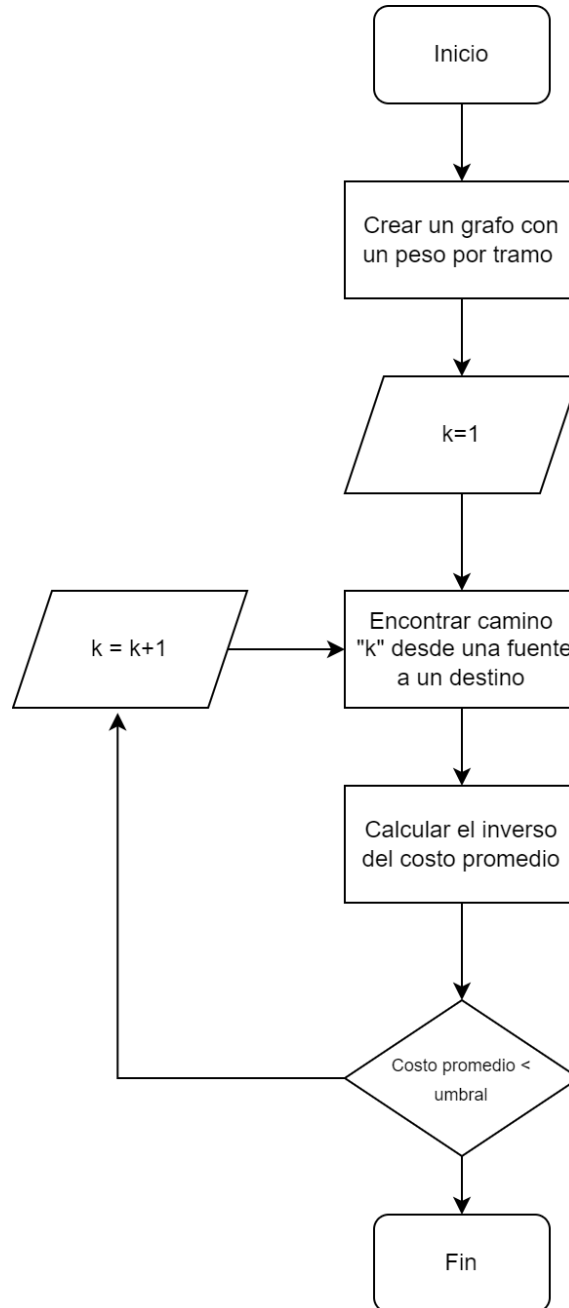


Figura 5.1: Diagrama de flujo para el cálculo de las k-rutas más cortas. Fuente (traducido): [15].

Adicionalmente, es importante señalar que el artículo fuente de esta metodología [15] no presenta estos detalles de forma clara y no ha sido replicado de manera consistente, lo que representa un desafío que será abordado en el desarrollo de este capítulo.

5.1.1.b. Cálculo de BVI

Este componente, conocido como *Branch Vulnerability Index* (BVI), tiene la función de capturar la vulnerabilidad física de la red ante eventos de gran magnitud en un k-

ésimo camino. Por ejemplo, si una línea de transmisión se repite en múltiples caminos entre una fuente de alimentación y una barra de carga, esta línea tiene un impacto más significativo en la resiliencia del sistema, en comparación con otras líneas que se repiten menos. Además, el BVI es sensible a la existencia de circuitos múltiples en las líneas de transmisión.

$$BVI_i = \sum_{N_L} \frac{n_k/p}{k} \quad (5.2)$$

Donde:

- BVI_i : es el Índice de Vulnerabilidad de Rama para el k -número de caminos entre la fuente i y la subestación de destino.
- n_k : representa el número de veces que una rama aparece en el k -número de caminos entre la fuente i y la subestación de destino.
- p : indica el número de líneas paralelas en una línea de transmisión multicircuito.
- k : corresponde al k -número de caminos entre la fuente i y la subestación de destino.
- N_L : denota el número de líneas en el camino k .

5.1.1.c. Cálculo de HI

La sigla HI proviene del inglés *Hops Index*, que se traduce como índice de saltos. Este índice se calcula para reflejar la vulnerabilidad en función del número de líneas de transmisión que conectan una fuente de alimentación con una subestación de carga. La fórmula para calcular el HI es la siguiente:

$$HI_i = \frac{\sum n_{lk}}{k} \quad (5.3)$$

Donde:

- HI_i : es el Índice de Saltos para el k -número de caminos entre la fuente i y la subestación de destino.
- n_{lk} : representa el número de saltos (líneas de transmisión/transformador) en el k -ésimo camino entre la fuente i y la subestación de destino.
- k : corresponde al k -número de caminos entre la fuente i y la subestación de destino.

Una vez que se han calculado todas las métricas individuales, se combinan para formar la fórmula del índice SPD, como se detalla en la ecuación 5.6.

5.1.2. Aplicación práctica

Con el objetivo de emular el modelo de manera computacional y proporcionar una mayor comprensión al lector sobre la métrica, se presenta un ejemplo práctico de baja escala. Este ejemplo es el mismo que se publicó en el artículo [15], y se utiliza para validar la métrica con la intención de adaptarla a una simulación propia.

El ejemplo seleccionado consiste en una red simple de 5 barras, ilustrada en la Figura 5.2, que incluye una barra de alimentación y una barra de carga. En este caso, se designa la barra 1 (alimentación) como *Source* y la barra 4 de carga como *Target*.

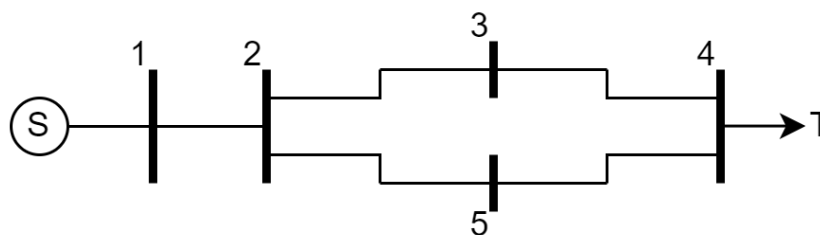


Figura 5.2: Banco de pruebas inicial. Fuente (traducido): [15].

Dado que se trata de un problema de pequeña escala (5 barras, 2 caminos), la selección de caminos es bastante clara. No obstante, este escenario también podría ser analizado mediante un algoritmo, como el que se propone en la Figura 5.1. Para este ejemplo específico, se realiza una inspección visual y se identifican dos caminos entre la fuente (S) y el destino (T). Por consiguiente, el valor de k para la fuente de alimentación en la barra 1 y la subestación en la barra 4 es 2.

Para el cálculo del *BVI*, es necesario referirse a la Figura 5.3. En esta figura, se observa que entre la barra 1 y la barra 2, los caminos comparten un mismo tramo, el cual está marcado en rojo.

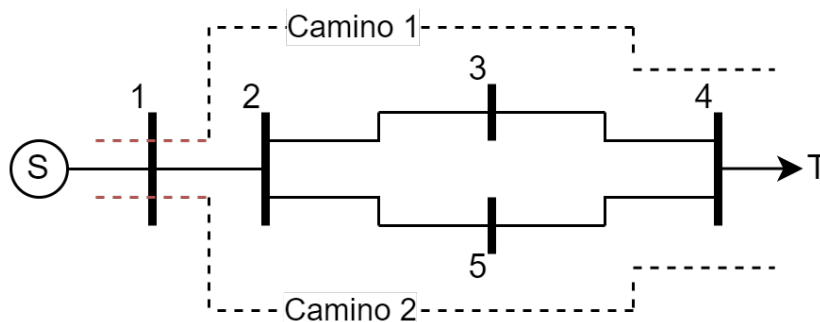


Figura 5.3: Banco de pruebas inicial (caminos). Fuente (editado): [15].

Como se puede observar en la Tabla 5.1, el tramo de la barra 1 a la barra 2 tiene la mayor contribución en la sumatoria del *BVI*. Esto se debe a que este tramo se repite 2 veces (n_k) en los 2 caminos identificados (k), aportando así una contribución doble en términos numéricos al índice. Al sumar estos valores, se obtiene un *BVI* total de 3.

Tabla 5.1: Resultados ejemplo banco de pruebas inicial.

Desde	Hacia	k	n_k/k
1	2	2	1
2	3	2	0,5
4	5	2	0,5
3	4	2	0,5
2	5	2	0,5
\sum Suma Total (BVI)			3

Para calcular el Índice de Saltos (Hops Index, HI), se contabiliza la cantidad de elementos entre nodos, sumando los saltos para cada uno de los caminos y dividiendo este total por el número de caminos. En este caso, el cálculo sería:

$$HI = \frac{3 + 3}{2} = 3 \tag{5.4}$$

Con este resultado, se disponen de todos los elementos necesarios para calcular el índice SPD en la barra 4, donde $k = 2$, $BVI = 3$, $HI = 3$. Aunque el costo promedio no se especifica, se asume que es un dato conocido en [15]. En la práctica, este factor suele ser accesible y se considera conocido.

En la Figura 5.4, se presentan los resultados con diversas sensibilidades, incluyendo líneas redundantes y escenarios de contingencia simple. Además, se proponen nuevas rutas que buscan evitar cuellos de botella y proporcionar caminos más directos a la barra número 4, que siempre ha sido el enfoque principal de la medición. Sin embargo, cabe mencionar que la métrica podría aplicarse también de manera individual a cada una de las barras.

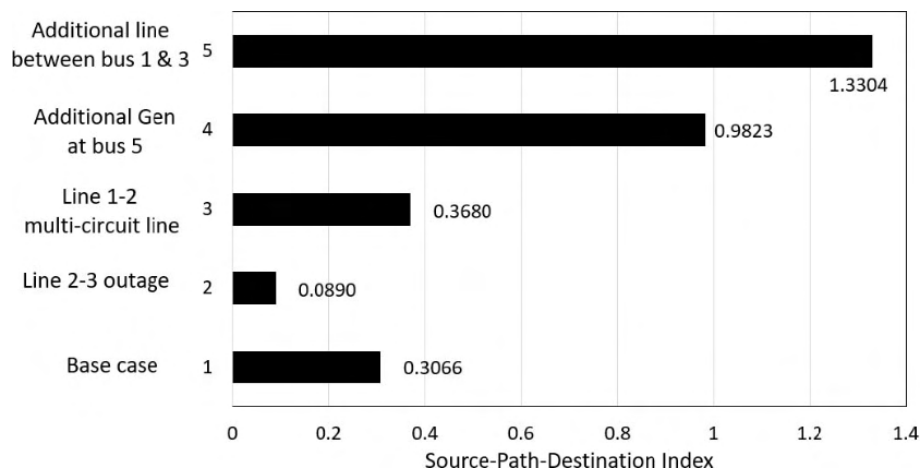


Figura 5.4: Resultados sensibilidades banco de pruebas inicial. Fuente: [15].

Resulta interesante observar, a partir de la Figura 5.4, que el circuito adicional no se refleja en la métrica, mientras que sí se considera la redundancia implementada entre las barras 1 y 3. Esta redundancia evita la repetición del tramo 1-2 en el camino entre el nodo de alimentación y el de carga. Por lo tanto, la métrica adquiere relevancia al ser aplicada

en sistemas más complejos, donde las interacciones y las configuraciones de red son más intrincadas.

5.1.3. Validación de modelo a través de algoritmo propio

Con el propósito de fundamentar la métrica de la propuesta en el índice SPD, se desarrolla un algoritmo en Python que calcule automáticamente todos los índices, utilizando un grafo que represente una sección de la red eléctrica real.

El objetivo específico es procesar una matriz en Excel que contenga información sobre distancias, impedancias y topologías. Esto permitirá, a través de otra hoja de cálculo, calcular y presentar el índice SPD para cada barra de interés, tal como se ilustra en la Figura 5.5.

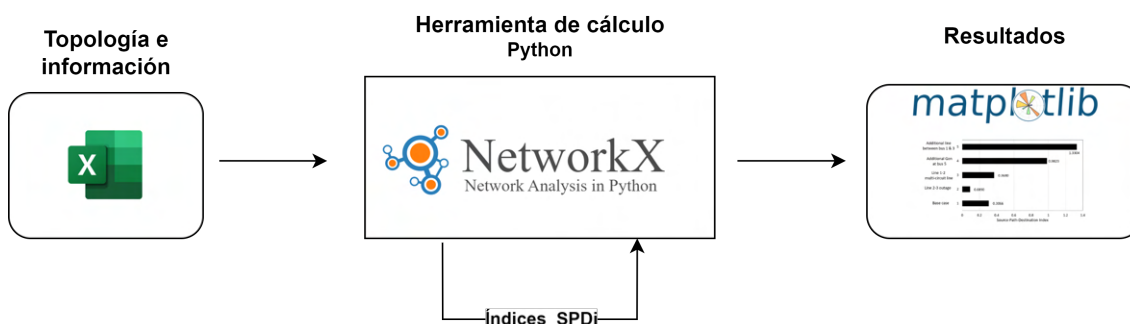


Figura 5.5: Proceso de diseño de algoritmo macro. Fuente: Elaboración propia: [16].

Aunque las distancias eléctricas no se detallan en el ejemplo proporcionado, es posible estimar un rango y realizar análisis de sensibilidad en la fórmula para obtener promedios de los tramos. Estas distancias eléctricas varían entre 0,1 y 0,5 unidades, y se asumen preliminarmente en pu (unidades *per unit*). Mediante el uso de la librería `Networkx` en Python, se pueden cargar y almacenar redes en una variedad de formatos de datos, tanto estándar como no estándar. Esta herramienta es extremadamente útil para generar distintos tipos de redes (aleatorias o clásicas), analizar su estructura, crear modelos de red, diseñar nuevos algoritmos, visualizar las redes, y mucho más, especialmente cuando se representan como grafos. La capacidad de manipular redes como variables facilita la modificación de topologías y la extracción de información clave para calcular los sub-índices del índice SPD.

Como se puede apreciar en la Figura 5.6, existe una notable discrepancia entre el modelo simulado (con el algoritmo propio 5.5 que replica lo expuesto en [15]) y los resultados presentados en el artículo [15]. Esta diferencia se debe, en gran medida, a que las distancias eléctricas no están especificadas en el artículo y, por lo tanto, deben inferirse analíticamente para que coincidan con rangos numéricos de magnitud similar. Para este análisis, se opta por utilizar el sistema por unidad (pu) para manejar estas distancias. En este ejercicio, la distancia eléctrica se calcula despejando la ecuación correspondiente, fundamentándose en la métrica de resiliencia. Es importante subrayar que este procedimiento se realiza en este contexto específico con el fin de emular el cálculo de los sub-índices y probar la aplicación del algoritmo, más que para evaluar las entradas en sí mismas. Aunque se derive este dato a partir de los resultados, el objetivo principal es replicar y aplicar el

algoritmo mencionado.

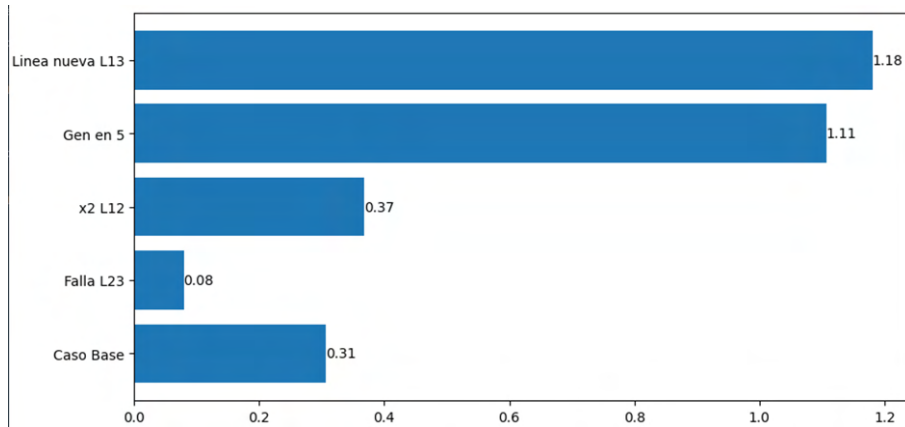


Figura 5.6: Resultados algoritmo propio. Fuente: elaboración propia.

Para realizar un análisis de sensibilidad utilizando el mismo ejemplo, se presentan tres casos específicos en la Figura 5.7. Estos casos ilustran distintas soluciones aplicables en el ámbito de la transmisión eléctrica.

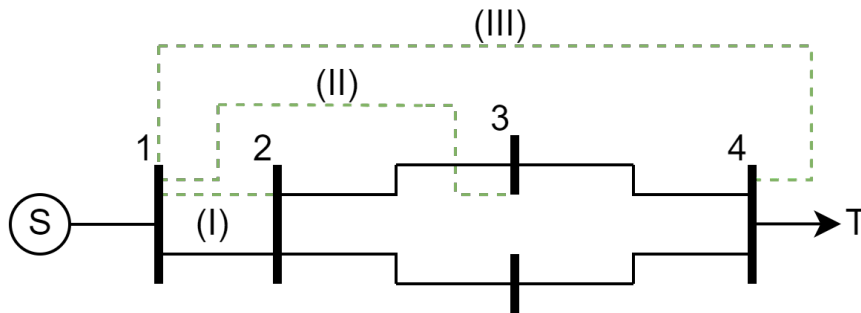


Figura 5.7: Alternativas a caso inicial. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 5.2, se destaca que aquellas soluciones que incorporan un mayor número de caminos resultan en una métrica que supera la unidad. Esto indica que la métrica enfatiza significativamente el número de caminos o redundancias y penaliza la recurrencia o repetición de rutas entre un nodo fuente y uno de carga. Cabe destacar que, aunque la Solución II muestra una resiliencia ligeramente superior a la Solución III, esta diferencia se atribuye principalmente al impacto matemático del número de caminos en la métrica. Sin embargo, la vulnerabilidad disminuye proporcionalmente, lo que lleva a una estabilización de la métrica, haciendo que ambas soluciones sean casi equivalentes en términos de resiliencia. Este resultado demuestra que la métrica aborda efectivamente el problema a este nivel de análisis.

Tabla 5.2: Resultados de evaluación de alternativas propia.

	CASO	k	BVI	HI	1+AVG	SPD
CB	-	2	3	3	1,45	0,3065
I	DC 1-2	2	2,5	3	1,35	0,395
II	LN 1-3/1-5	4	3	3	1,45	1,22
III	LN 1-4	3	2,33	2,33	1,4	1,18

Nota: donde (CB) Caso Base, (DC 1-2) Doble circuito en 1-2, (LN 1-3/1-5) Línea nueva entre 1-3 o 1-5 y (LN 1-4) Línea nueva entre 1-4.

En escenarios como el descrito, el evaluador podría basar su decisión no únicamente en el resultado de la métrica, sino también en variables relacionadas con los costos. Esto indica preliminarmente que la métrica no debe perseguir ciegamente un valor máximo óptimo. En ciertos casos, algunas soluciones pueden ofrecer redundancias seguras de forma objetiva sin necesidad de recurrir a análisis de seguridad tradicionales, como el criterio N-1. En este contexto, resultaría contraproducente fomentar la construcción de un segundo circuito en el tramo 1-2; sin embargo, según la normativa vigente, esta sería la opción más económica y legalmente viable para abordar los problemas de seguridad y suficiencia. A nivel numérico, las Soluciones II y III son bastante similares, lo que sugiere que la metodología propuesta debe incluir estrategias para minimizar el impacto económico, ya sea en términos de valorización de activos o en los costos asociados a la calificación de transmisión. Esto es esencial, ya que las soluciones propuestas podrían llevar a una reconfiguración de la clasificación de las instalaciones, pasando de ser reguladas a dedicadas, o al contrario.

Se concluye, por tanto, que se ha desarrollado un algoritmo en Python capaz de recoger información topológica desde hojas de cálculo de Excel. Este algoritmo facilita el cálculo y la evaluación de la formulación propuesta en [15]. La implementación de esta herramienta permitirá realizar ensayos y pruebas con la formulación mencionada, facilitando su modificación y eventual inclusión en la metodología que se propone desarrollar.

5.2. Diagnóstico: limitaciones y análisis de casos pilotos

Hasta este momento, la métrica se ha perfilado como una candidata ideal para traducir prácticamente la esencia del concepto de resiliencia. Sin embargo, como se mencionó en el capítulo anterior 4, presenta ciertas deficiencias que necesitan ser abordadas, y esta sección se dedica a ello.

Para desarrollar una métrica que sea aplicable en las reducciones de red utilizadas por la CNE y que, al mismo tiempo, cumpla con los objetivos de este trabajo, se deben superar los siguientes desafíos:

- Aunque el SPD supera a otras métricas en representación topológica, su escalabilidad es limitada, requiriendo su aplicación en sistemas reducidos.
- Es crucial normalizar el índice y definir claramente qué se considera resiliente y qué no, lo cual es el objetivo principal de este trabajo y del diseño de la métrica.

- Los tiempos de recuperación no se miden directamente, lo que implica la necesidad de ajustar el componente de costo en la formulación del cálculo.
- El sistema en el que se aplica la métrica debe ser reducido en función del área de influencia o donde todas las fuentes sean significativas, como ya se hace tanto por el CEN como por la CNE (ver Figura 5.15).
- La topología representada en las bases de datos y los diagramas unilineales 2-D no siempre reflejan situaciones donde los corredores comparten la misma franja, lo que no permite capturar el riesgo real de amenaza.
- La métrica no desagrega el riesgo en el entorno de las líneas, tanto histórico como futuro.

5.2.1. Criterios generales y escalabilidad

Inicialmente, es importante referirse a los criterios y limitaciones mencionados en [15], especialmente en lo que respecta a la escalabilidad de la métrica para sistemas con más de 10 barras y alto enmallamiento. Para ilustrar este punto, se utilizará como ejemplo el sistema IEEE de 14 barras, un modelo estándar ampliamente empleado en estudios de flujo de potencia y también utilizado en la investigación que introduce la métrica SPD [15].

Es importante destacar que las figuras presentadas en esta sección, las cuales ilustran una forma de cálculo a partir de un diagrama de flujo, representan de manera esquemática la estructura del algoritmo utilizado para realizar estos cálculos de forma automatizada. En otras palabras, todas las figuras representan un algoritmo real y funcional que existe y está disponible. Dicho algoritmo puede ser consultado directamente con el autor en caso de que sea requerido.

En la Figura 5.8, se realizan los cálculos de la métrica sin alteraciones significativas en el criterio de selección de caminos; es decir, se prescinde del diagrama de flujo presentado en la Figura 5.1. Es relevante destacar que, en los modelos IEEE empleados para los cálculos, se incluye por defecto la distancia eléctrica, por lo que no deberían existir discrepancias con los resultados reportados en [15].

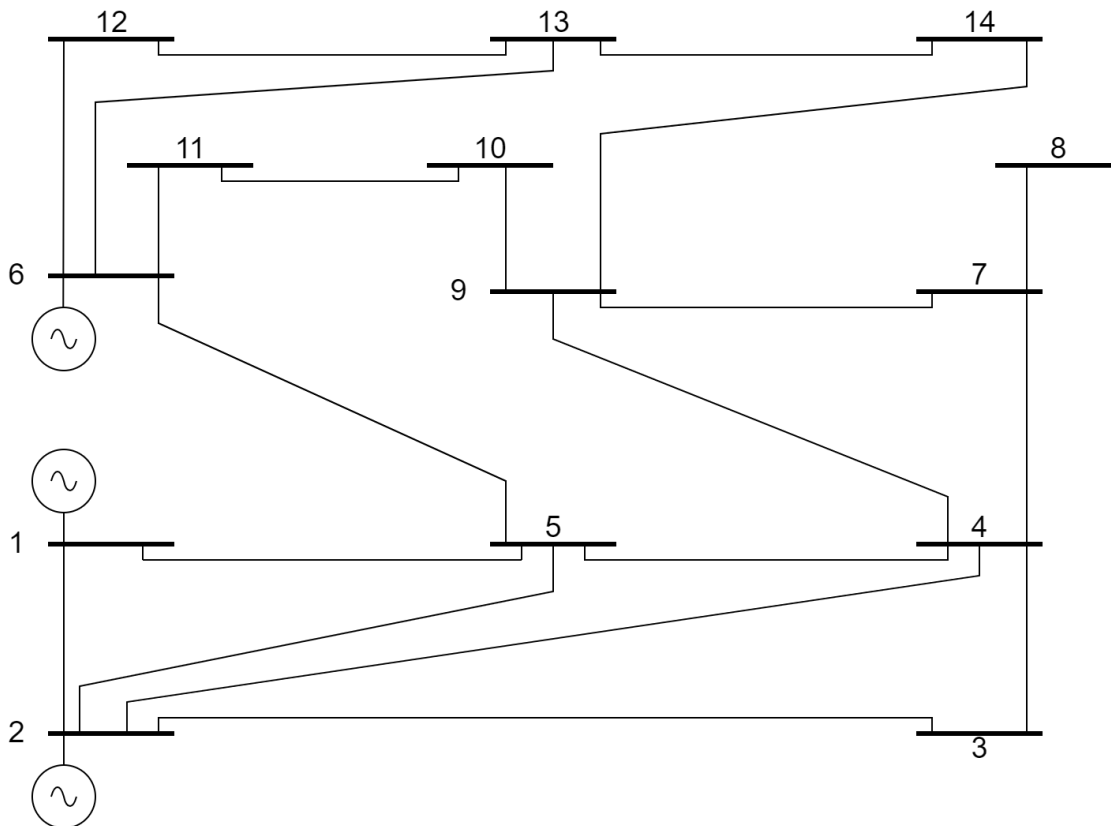


Figura 5.8: Sistema IEEE 14 barras. Fuente (editado): [15].

Para el cálculo subsiguiente, es importante recordar que el índice SPD se compone de la suma de los aportes de SPD de todas las fuentes de alimentación disponibles. En el caso específico que se está considerando, las fuentes de alimentación se encuentran en las barras 1, 2 y 6. Por lo tanto, para calcular el SPD de una barra específica, es necesario determinar el SPD desde cada fuente de alimentación hacia el destino y luego sumar el aporte total de cada una de estas fuentes. Conforme a la ecuación presentada en 5.5, el valor de NG (número total de fuentes de alimentación) sería igual a 3.

$$SPD_i = \sum_{i=1}^{NG} \frac{k_i^2}{BVI_i \cdot HI_i \cdot (1 + \text{Average cost}_i)} \quad (5.5)$$

Se realiza el cálculo del aporte al SPD de las fuentes del sistema para la barra de destino número 12. En este análisis, se mantiene el mismo orden de magnitud para las distancias eléctricas (en pu, base 100 MVA) que se utilizó en el primer ejemplo. Además, no se aplica un criterio específico de selección de caminos, lo que permite evaluar cómo se comporta la fórmula independientemente de este supuesto.

El “Costo promedio” de las distancias eléctricas se calcula siguiendo un método similar al esquematizado en la Figura 5.1. En este enfoque, se computa un promedio en cada iteración del camino, ya que el algoritmo calcula todos los parámetros para cada camino procedente de cada fuente.

Para determinar el número total de caminos “k”, se utiliza una función de la librería

Networkx. Al proporcionarle un grafo, esta función devuelve el número de caminos entre un nodo origen y uno destino.

A continuación en la Tabla 5.3, se muestran los resultados del ejercicio propuesto:

Tabla 5.3: Resultados propios en cálculo en IEEE 14 barras.

GEN	k	BVI	HI	1+AVG	SPD
G1	60	8	8	1,65	34,3
G2	44	7	7	1,57	24,52
G6	13	6,92	6,92	1,57	2,24

Por ejemplo en la tabla 5.3, se visualizan 60 caminos en total entre la barra 1 de alimentación y la barra 12. En este caso el algoritmo hará los siguiente (Figura 5.9):

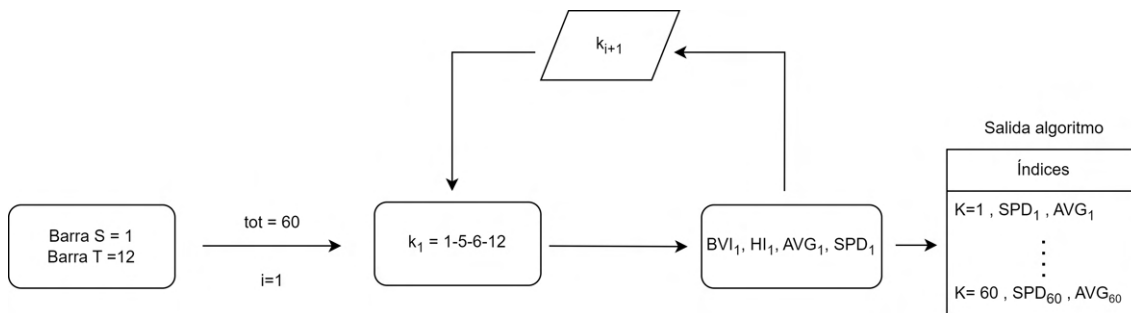


Figura 5.9: Algoritmo de cálculo simplificado en diagrama de flujo. Fuente: elaboración propia.

En este proceso, el peso de cada camino se calcula por separado en cada iteración, hasta obtener el total. La entrada común para este cálculo dentro del algoritmo es la identificación de la barra de inicio y la barra de destino. Por tanto, el SPD total de esta fuente será el resultado de la última iteración. Esta situación ocurre debido a que aún no se ha establecido un umbral para seleccionar algunos caminos en preferencia a otros. Este proceso se repite para cada generador o fuente de alimentación, tal como se indica en la fórmula 5.5, donde el SPD aportado por cada fuente a la barra de carga en evaluación debe sumarse. Por lo tanto, el valor de 34,3 mostrado en la Tabla 5.3 corresponde al SPD_{60} .

Con respecto a los AVG_{cost} , estos se calculan de la forma ilustrada en la Figura 5.10:

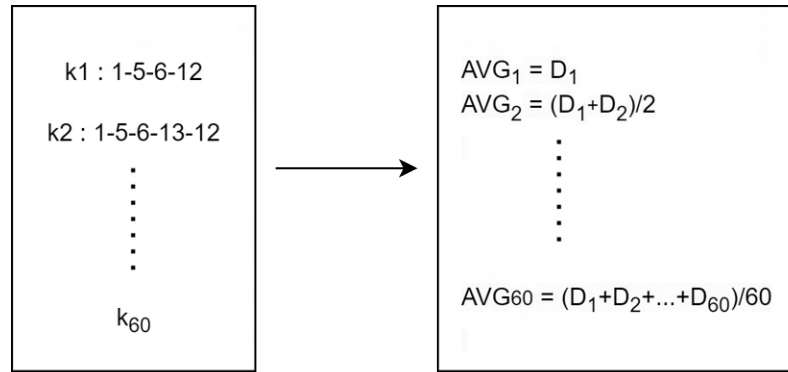


Figura 5.10: Diagrama Cálculo de AVG según el número de caminos considerados. Fuente: elaboración propia.

Como se muestra en la Figura 5.10, en el lado izquierdo se listan todos los caminos entre la barra 1 y la barra 12. En total, hay 60 caminos, cada uno con una distancia eléctrica D asociada. Conforme el algoritmo va considerando más caminos, estos se promedian en función de los caminos ya considerados, obteniendo así un promedio (AVG) para cada iteración.

Debido a esto, se puede establecer un umbral de parada en la elección de caminos, ya que al incluir más de una cierta cantidad de caminos en el cálculo del SPD, este tiende teóricamente a estabilizarse. Sin embargo, en el artículo [15] no se especifica un límite tanto para la cantidad de caminos como para la cantidad de generadores. Esto plantea preguntas importantes: ¿Hasta qué punto puede extenderse el análisis en términos del tamaño de la red? y ¿Por qué un criterio sería preferible sobre otro? Para abordar estas interrogantes, se analizan los resultados de la Tabla 5.3. Estos muestran que a medida que aumenta el número de caminos, los otros subíndices no necesariamente aumentan de manera significativa, lo que subraya la importancia de limitar el número de caminos a considerar para homologar resultados entre diferentes sistemas, pues la métrica debe ser replicable a lo largo de todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), independientemente de su topología. Por tanto, la extensión del análisis debe ser limitada para obtener resultados normalizados y el criterio seleccionado debe basarse en un supuesto cuantitativo razonable para lograr dicha normalización.

En resumen, es fundamental establecer un criterio que delimite los sistemas a evaluar y permita la normalización de los resultados. El fin es que el valor numérico derivado de la métrica pueda responder con claridad a la pregunta: ¿Es la red bajo análisis resiliente? Si comparamos, por ejemplo, un caso de validación con el discutido en esta sección, es evidente que no son comparables, y el resultado depende principalmente del tamaño de la red. Bajo esta lógica, un evaluador podría inferir erróneamente que una red es más resiliente simplemente por el número de barras que contiene, lo que sería una conclusión incorrecta.

5.3. Modificación de SPD index

Para fundamentar los criterios utilizados en las evaluaciones de los casos reales de Concepción y Chañaral, es necesario referirse a dos criterios clave discutidos en la sección anterior. Estos criterios, relacionados con la selección de caminos y las fuentes de alimentación, tienen una interrelación crucial. La elección de la fuente de alimentación para calcular el SPD determina automáticamente el número de caminos a considerar. Un número excesivo de caminos puede causar que la métrica diverja, resultando en un valor no representativo de la realidad deseada.

Considerando, por ejemplo, la evaluación de la resiliencia en Chañaral utilizando el sistema completo, se plantea la cuestión de cuánto aportaría una unidad de generación ubicada en el extremo sur del país a la carga en Chañaral. Se debe evaluar hasta qué punto sería relevante este aporte para la carga. Además, al tomar en cuenta su aporte, surge la interrogante de cuántos caminos deben seleccionarse. Se debe reconocer que no todos los flujos reales en operación se dirigirían hacia esa carga específica. En la operación real del sistema, pueden existir caminos que, aunque topológicamente posibles, no resulten prácticos desde una perspectiva física. Por lo tanto, se hace esencial realizar un análisis preliminar antes de aplicar el algoritmo. Este análisis debe incorporar un estudio de flujo de potencia que aporte un nivel de realismo al resultado de la métrica, considerando al menos la operación estática bajo condiciones normales del sistema antes de su evaluación.

En la Figura 5.11, se resume el proceso que abarca desde la topología de entrada hasta el cálculo de la métrica.



Figura 5.11: Resumen etapas de cálculo del índice SPD. Fuente: Elaboración propia.

5.3.1. Criterio de selección de fuentes: cortes por flujo de potencia

En primer lugar, para simplificar y especificar claramente el criterio que se está estableciendo, se utilizará el ejemplo de la zona de alimentación radial de Chañaral (ver Figura 5.12). Posteriormente, se aplicará la misma topología de 14 barras IEEE para realizar comparaciones con el caso en el que aún no se han diseñado los criterios.

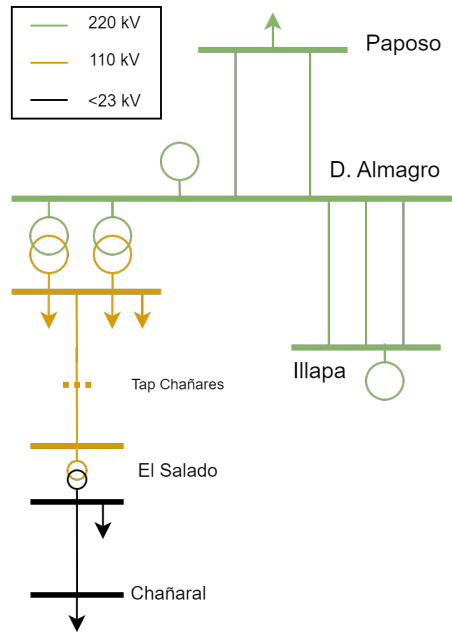


Figura 5.12: Topología reducida de barras adyacentes a Chañaral y Diego de Almagro. Fuente: elaboración propia.

En el ejemplo presentado, se enfoca el análisis en la zona específica entre El Salado y Chañaral. Al estudiar los flujos de operación real del sistema, se observa que todos los flujos, al menos desde la subestación Tap Chañares, se dirigen hacia Chañaral. Este patrón de flujo se mantiene constante en diversos escenarios de operación, originándose desde Diego de Almagro. Tal fenómeno ocurre porque durante escenarios diurnos, la central Chañares de 40 MVA inyecta potencia a través del Tap Chañares, revirtiendo así el flujo en el tramo Tap Chañares - Diego de Almagro a 110 kV. Sin embargo, en caso de falla o cuando no hay despacho de esta central, la subestación Diego de Almagro actúa como el nodo de alimentación primario. Como se puede ver en la Figura 5.13, el flujo real siempre se dirige (proyectado, incluyendo centrales en construcción de Acceso Abierto y PELP) hacia la carga de Chañaral en el tramo final.

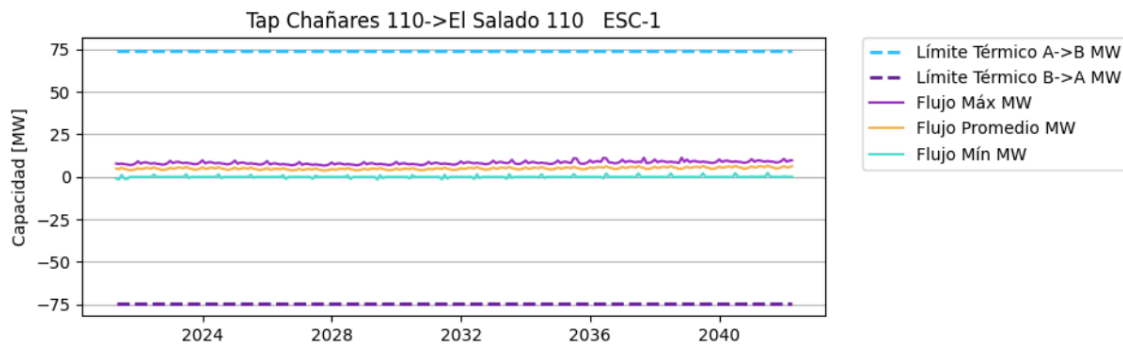


Figura 5.13: Flujos en MW esperados en 20 años. Fuente: simulaciones Transelec (OSE 2000). Fuente: elaboración propia.

Los flujos restantes, extrapolados aguas arriba, se asumen (y esto será demostrado

posteriormente en el apartado de resultados) que, bajo contingencia, la alimentación proviene de Illapa a través de la línea de 500 kV desde la subestación Cumbre. Esta ruta se considera resiliente ante las contingencias de aluviones analizadas para esta zona. A pesar de esta suposición, se destaca que los flujos siempre convergen en Diego de Almagro como nodo común.

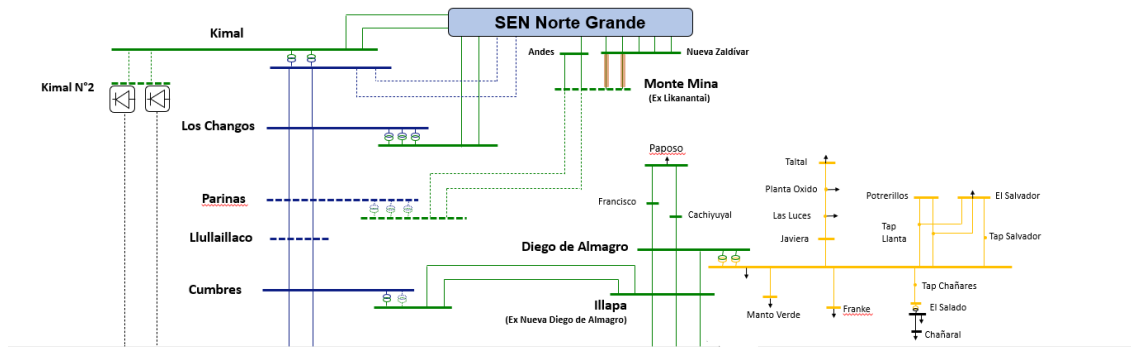


Figura 5.14: Unilineal extendido Norte Chico. Fuente: unilineal Unidad de Planificación Transelec. Fuente: elaboración propia.

Por tanto, de los cientos de caminos posibles que podrían haber aportado energía de la zona a la barra de Chañaral, todos convergen en un único punto común: el tramo desde Diego de Almagro hacia la carga de Chañaral. Esto efectivamente reduce la cantidad de fuentes de alimentación consideradas y, por ende, los caminos posibles.

Cabe señalar que este escenario representa el caso más básico en el sistema, correspondiente a una carga radial. En tales situaciones, siempre existirá un nodo común, independientemente de la procedencia de la fuente de generación.

5.3.1.a. Aplicación criterio en IEEE 14 barras

Al ejecutar un análisis de flujo de potencia sobre la topología 5.15, se obtiene una visión clara del comportamiento de los flujos en las líneas de transmisión y de qué caminos se deben considerar hacia la carga. En este caso particular, es posible desarrollar una herramienta que contabilice los nodos que se repiten con mayor frecuencia y, basándose en el flujo de potencia, determinar si actúan como fuentes o cargas. Por lo tanto, en los sistemas eléctricos de gran magnitud, si se logra identificar los caminos que efectivamente aportan al sistema, se encontrarán nodos comunes que funcionarán como fuentes para varios nodos dentro del sistema.

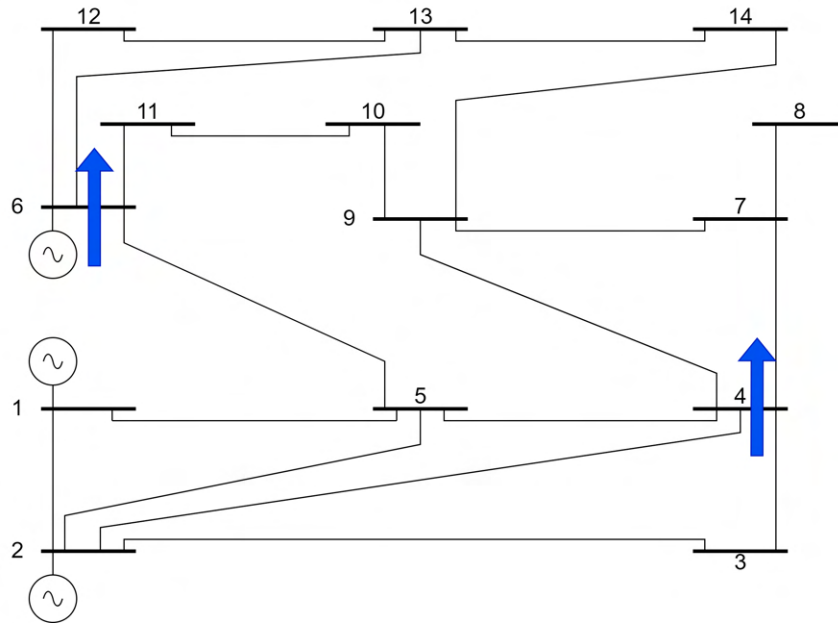


Figura 5.15: Cortes sugeridos para topología IEEE 14 barras. Fuente: elaboración propia.

Para identificar coincidencias en ciertos nodos y efectuar cortes que reduzcan el tamaño de la topología, se puede realizar un conteo computacional de los nodos por los cuales transitan los caminos entre una fuente específica y una carga. Este procedimiento y sus resultados se ilustran en las Figuras 5.16 y 5.17.

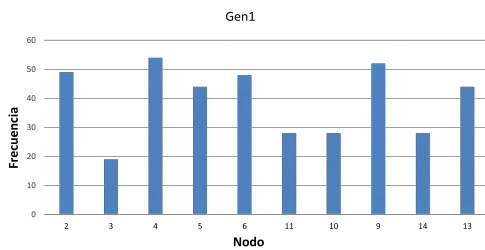


Figura 5.16: Histograma de nodos por camino desde el nodo 1 hasta el 12. Fuente: elaboración propia.

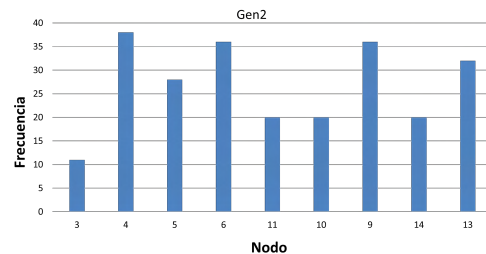


Figura 5.17: Histograma de nodos por camino desde el nodo 2 hasta el 12. Fuente: elaboración propia.

Se establece, entonces, que los nodos 6 y 4 poseen fuentes de alimentación resilientes, es decir, no se consideran en riesgo. Esto permite obtener una evaluación de la resiliencia independiente si se identifica algún riesgo en los tramos ubicados aguas abajo de estos nodos. Bajo los supuestos mencionados, estos nodos seleccionados deben ser considerados como puntos de carga desde la perspectiva de los generadores 1 y 2. De esta forma, el sistema se segmenta en dos partes, como se muestra en la Figura 5.18.

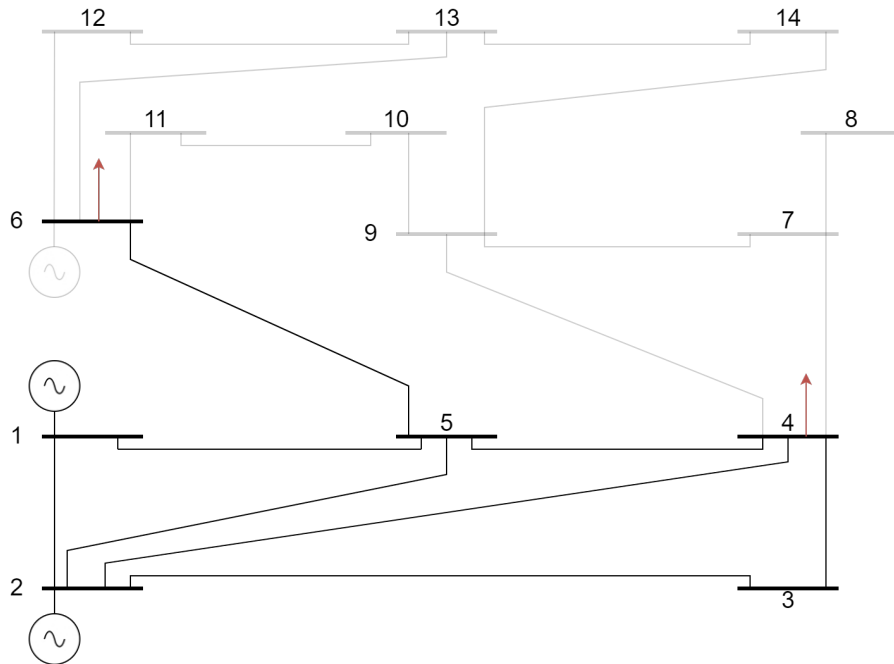


Figura 5.18: Vista desde la generación local inferior (nodos 1,2).

En el caso del corte superior, la perspectiva desde el nodo 12 se representaría mediante una nueva fuente de alimentación, ilustrada en color azul. El enfoque del análisis se centra en la vecindad de la barra de carga en estudio. El desarrollo matemático detallado se encuentra en el Anexo A.1. Sin embargo, se anticipa que el cálculo para todas las barras indica un SPD entre 0.9 y 1, con un máximo de 4-6 caminos. La justificación de estos valores de SPD, considerados por ahora como resilientes, se abordará en las siguientes secciones.

Con base en la Figura 5.19 y lo discutido en esta sección, se concluye que las fuentes de alimentación equivalentes se consideran suficientes y con la capacidad adecuada para satisfacer la demanda de las demás

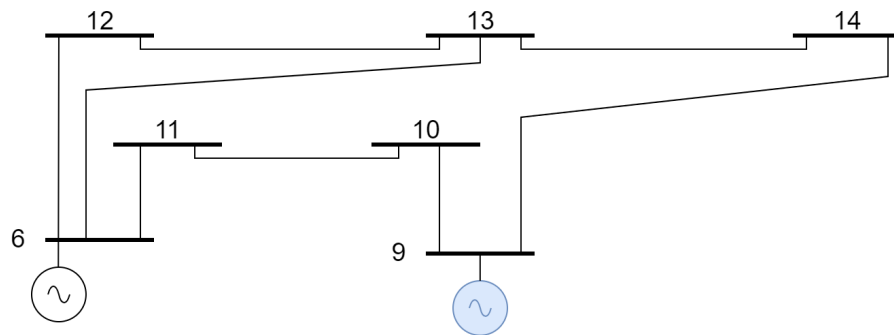


Figura 5.19: Vista desde nodos carga superiores. Fuente: elaboración propia.

La propuesta de limitar la representación del sistema a un máximo de 10 nodos es una simplificación frente a la complejidad de establecer un criterio detallado de aporte físico y topológico. Esta dificultad se manifiesta en la determinación del aporte real de

cada generador a un conjunto específico de cargas. La elección de un límite de 10 nodos no es arbitraria, sino que se basa en experiencias derivadas de casos de estudio tanto académicos como prácticos. La experiencia ha indicado que esta aproximación logra un equilibrio efectivo entre precisión y practicidad en el modelado.

En situaciones donde esta representación resulte insuficiente, se recomienda emplear el criterio de selección de caminos. Específicamente, si al elegir una fuente el número de caminos supera los 20, se debería optar por este enfoque alternativo. Aunque este criterio es susceptible de mejora, busca armonizar aspectos topológicos con restricciones operacionales, como las derivadas del cálculo de flujos de potencia.

Adicionalmente, se sugiere, como suposición razonable, seguir los mismos cortes utilizados por la CNE en análisis anteriores de suficiencia y seguridad. Este enfoque no solo proviene de la necesidad de simplificación práctica, sino también de la identificación de las barras que alimentan efectivamente el sistema, determinando el punto común de alimentación o de emisión del flujo de potencia. Este criterio también se refleja en el Estudio de Restricciones de Transmisión (ver Figura 5.20), realizado anualmente por el CEN, donde los aportes de una red extensa se simplifican a solo unas pocas barras.

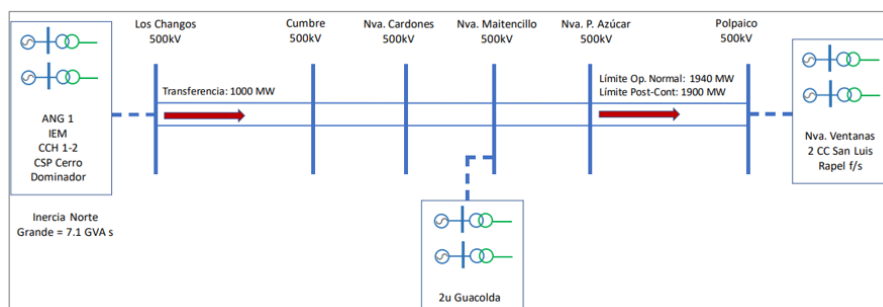


Figura 5.20: Cortes utilizados en el sistema de 500 kV en estudio de restricciones del SEN Fuente: [17]

Se debe destacar de que si se detecta un camino que operacionalmente no aporta hacia la carga, este debe ser omitido en el análisis. Siempre y cuando no aporte ni en estado normal, ni en contingencia.

5.3.1.b. Síntesis

Como se ha evidenciado a lo largo de esta subsección, el criterio de realizar cortes en la red mediante un análisis de flujo de potencia busca reducir de manera realista la envergadura de la red a analizar. Aunque los criterios basados en el flujo de potencia suelen requerir un alto grado de criterio experto, es fundamental identificar al menos las principales fuentes de alimentación y la dirección de los flujos en los estados más exigentes de demanda y cargabilidad de los corredores. Para lograrlo, se debe simular el comportamiento y dirección de los flujos en un software de flujo de potencia, utilizando la topología de red proyectada de los planes de expansión en la fecha de análisis. Este proceso permite identificar nodos comunes y ramales principales, y establecer un área de influencia en términos topológicos para la carga representada. En este caso particular, se utilizaron las áreas comunes empleadas en los planes de expansión de la CNE, basándose en las bases de datos de Digsilent del informe técnico final (ITF) de 2022, el más actualizado disponible

al momento de desarrollar este trabajo.

En el contexto de esta memoria, se seleccionaron las tres hidrologías más secas y el escenario de máxima demanda de la base de datos de Digsilent del Informe Técnico Final (ITF) 2022. Esto implica que los puntos de operación correspondientes a las hidrologías sintéticas 4, 5 y 21 del software de coordinación hidrotérmica OSE 20000 fueron replicados en Digsilent. En este proceso, se determinaron los nodos de alimentación principal para los casos de Concepción y Chañaral. Además, se identificaron las direcciones de flujo en los ramales que alimentan los enmallados zonales, lo que facilitó la definición de caminos unidireccionales y permitió establecer restricciones físicas a los grafos. Esta etapa preliminar es crucial para evitar distorsiones en los resultados que podrían surgir si se omitiera este análisis previo.

5.3.2. Criterios de selección de caminos: borde conceptual para casos de gran envergadura

En el caso de los caminos, los criterios utilizados en el artículo [15] (expuesto en la Figura 5.1) son arbitrarios y se realiza un corte sin mayor detalle. Este método es aplicado a la misma topología (IEEE 14 barras), donde no pudo ser emulado con éxito en simulaciones propias 5.22.

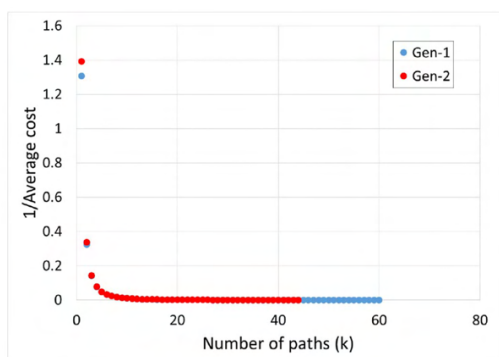


Figura 5.21: Resultados Paper [15]

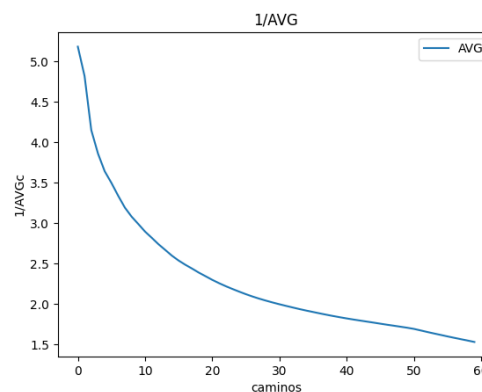


Figura 5.22: Resultados propios. Fuente: elaboración propia.

En las Figuras anteriores (5.21 y 5.22), se muestra la comparación de la aplicación del criterio de parada para la selección de caminos visto en la Figura 5.1. Donde en ninguna de las combinaciones de magnitudes posibles de distancia eléctrica, se estabiliza como en la Figura 5.21.

El autor del artículo, consultado vía correo electrónico, sugiere que una mejor forma de estimar los caminos para cada generador seleccionado (resolviendo el criterio actual) es:

1. Detener el proceso después de identificar los primeros 10 caminos.
2. Interrumpir el análisis después de que no se observe un cambio significativo (por ejemplo, menor al 10%) en el SPD tras agregar otra ruta posible.

Estos umbrales presentan ventajas y desventajas que merecen una discusión amplia. La principal desventaja de la primera opción es que podría excluir caminos relevantes en la región de riesgo a analizar. La segunda opción es más robusta, ya que refleja una tendencia consolidada del índice, donde, a pesar de incorporar más caminos, la topología no muestra necesariamente una mayor resiliencia (ΔSPD_i). Para sistemas más pequeños, con menos de 5 barras, este factor no tendría influencia y no sería una restricción vinculante.

Para demostrar lo anterior, se grafica (Figura 5.23 y 5.24) el comportamiento de la métrica a medida que se consideran más caminos. En el ejemplo de las 14 barras, se calcula para cada generador el aporte de cada camino a la métrica. El resultado del SPD, representado en azul, se traza en función de la cantidad de caminos. En rojo se muestra la diferencia porcentual entre el SPD con una cantidad de caminos n y el SPD con una cantidad de caminos $n - 1$. Adicionalmente, se establecen límites porcentuales, representados en amarillo y verde en el eje de las ordenadas izquierdas, correspondiendo a 10% y 5%, respectivamente.

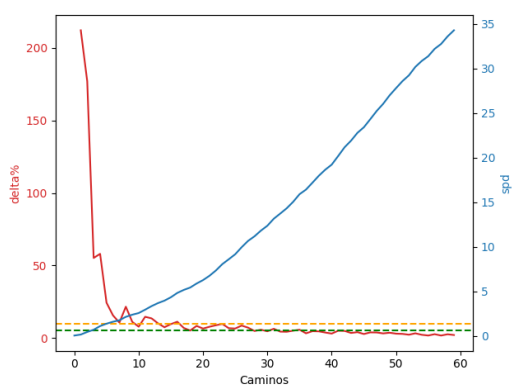


Figura 5.23: Gráfico de aporte desde G1 hasta 12 de SPD v/s caminos considerados para su cálculo. Fuente: elaboración propia.

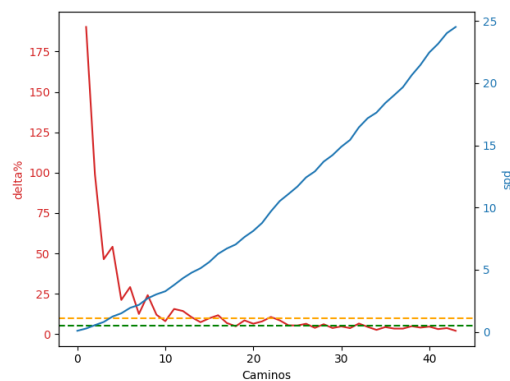


Figura 5.24: Gráfico de aporte desde G2 hasta 12 de SPD v/s caminos considerados para su cálculo. Fuente: elaboración propia.

En el caso de generadores distantes, como los generadores 1 y 2, que cuentan con 60 y 44 caminos respectivamente, se nota que los caminos que aportan más del 10% al valor del SPD no exceden los 15. Esta observación sugiere otra manera de limitar el número de caminos a considerar, especialmente cuando la cantidad de caminos entre las barras seleccionadas por el criterio anterior podría distorsionar la métrica. Cabe destacar que este enfoque se integra en el algoritmo. Así, si es necesario, el grafo (que representa la topología en estudio) entrará en un ciclo condicional y el número de caminos se reducirá. Un ejemplo de esta situación se presenta en el generador 6, donde esta condición no se aplica debido a que todos los caminos tienen un aporte significativo, y en total solo comprende 12 caminos.

5.3.3. Nodos espaciales y físicos

Al trabajar con topología plana sin referencia geográfica, se pierde información crucial sobre la ubicación espacial real de los activos, lo que afecta tanto la funcionalidad como la estética. Este problema se hace evidente al convertir la red en una matriz de nodos interconectados, donde se omite información sobre la exposición real y el entorno de los

activos. Un claro ejemplo de esta limitación se observa en la disposición tanto unilineal como real de los corredores de 220 kV entre Pichirropulli y Tineo en la región de Los Lagos.

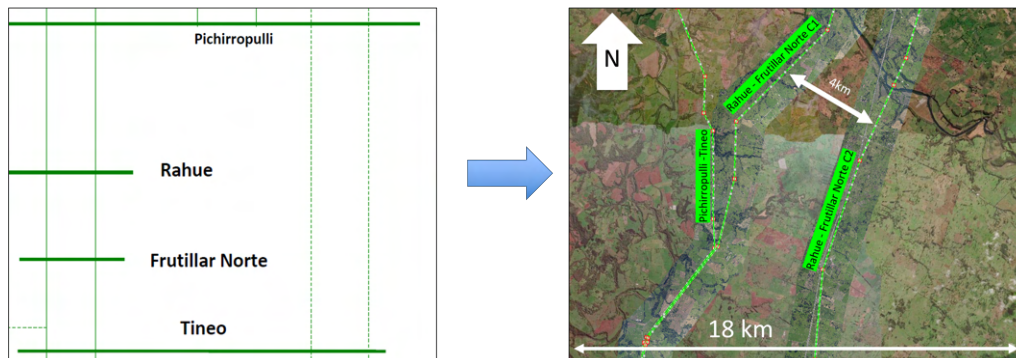


Figura 5.25: Ejemplo de comparación diagrama 2D y mapa. Fuente: elaboración propia.

Como se muestra en la Figura 5.25, aunque la línea Frutillar Norte - Rahue a 220 kV se interpreta como un circuito doble, en realidad, estos circuitos tienen franjas físicas distintas, separadas por varios kilómetros, una distancia incluso mayor que la representada. Bajo una perspectiva topológica, la línea Pichirropulli - Tineo y el circuito 1 de Rahue - Frutillar Norte podrían modelarse como un único camino, dado que comparten la misma franja.

Para capturar las variaciones de franjas físicas y tramos que, aunque compartan estructura, presentan diferencias importantes, se introduce el concepto de nodo espacial y nodo físico:

- **Nodo físico:** representa elementos como subestaciones, transformadores, tap offs y otros nodos que existen físicamente e inducen la separación de tramos.
- **Nodo espacial:** indica cambios en la topología real, representando variaciones geográficas importantes y riesgos asociados. La mejor representación de cada tramo permite gestionar soluciones locales más eficientes, como reubicaciones.

Importante: la inclusión de nodos espaciales debe ser limitada en función de la cantidad total de nodos físicos, no debiendo exceder el 50% de su número total, para evitar distorsionar artificialmente el subíndice HOPS. Consideraciones como estas son el resultado de iteraciones empíricas para normalizar los valores del índice, es decir, para obtener resultados finales entre 0 y 1.

Aplicando esto al caso ilustrado en la Figura 5.26, la representación quedaría de la siguiente manera:

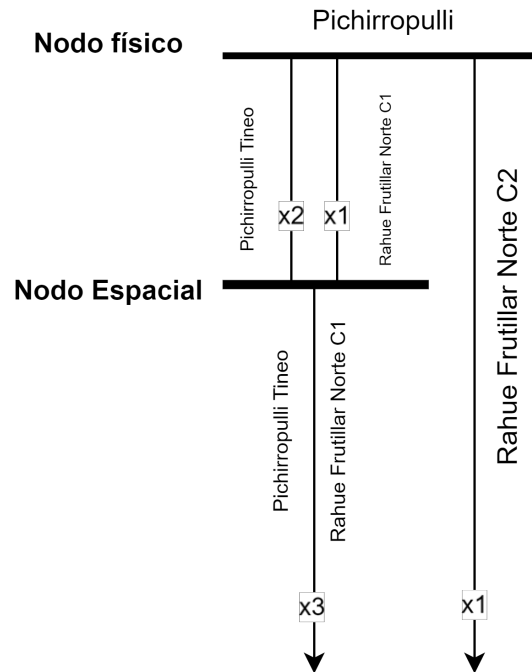


Figura 5.26: Ejemplo de topología evaluable. Fuente: elaboración propia.

El ejemplo seleccionado, por su sencillez, no representa una aplicación directa de la metodología, sino que se utiliza con fines ilustrativos. Es importante destacar que, bajo esta formulación, los circuitos dobles ya no se representan como dos líneas separadas. En cambio, se asume que si una línea se dibuja en paralelo, esta posee una franja física distinta. Los circuitos múltiples en la misma estructura o franja se indican con multiplicadores. Como se muestra en la Figura 5.26, los tramos de líneas se marcan con un $X3$ o $X2$, lo que indica que poseen 3 o 2 circuitos paralelos respectivamente.

5.3.4. Factor de riesgo

La última modificación que se propone es la incorporación de tiempos de recuperación en la métrica existente. Esto se realizará mediante la modulación de la distancia eléctrica de cada tramo, es decir, incorporando pesos adicionales a las distancias eléctricas que se vean afectadas por eventos con elevados tiempos de recuperación. Esta modificación se basa en el criterio de nodos espaciales, permitiendo identificar tramos específicos con riesgos y asignar mayor importancia a aquellos tramos que puedan comprometer la cadena de suministro.

5.3.4.a. Caracterización de amenazas

La idea es caracterizar amenazas con tiempos de recuperación característicos e históricos, utilizando datos del estudio [13]. La Figura 5.27 muestra una estimación de los tiempos de desconexión para varios eventos, incluyendo aluviones e incendios.

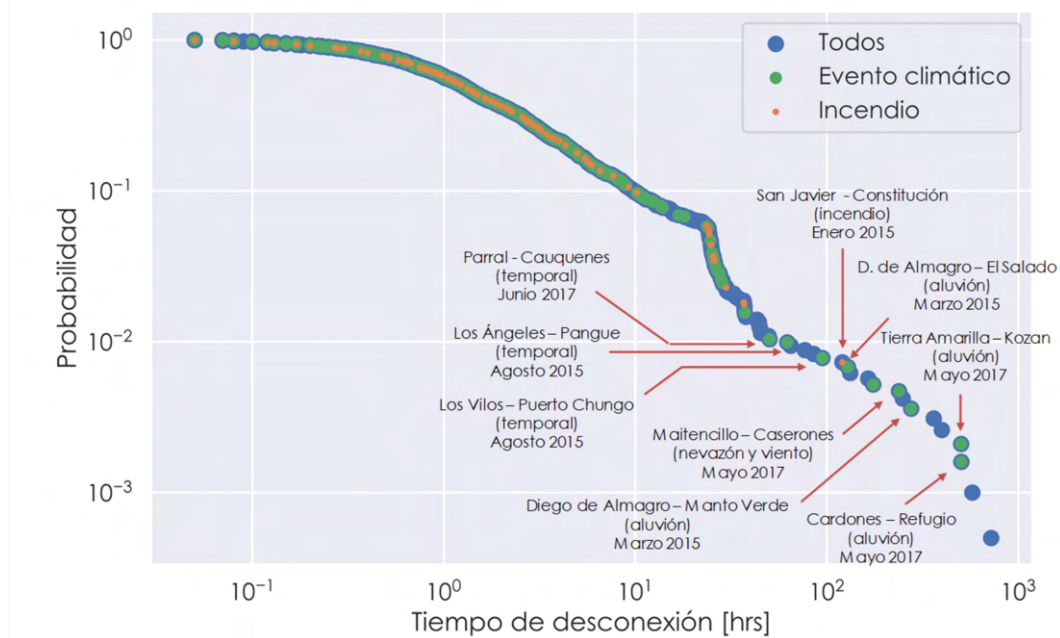


Figura 5.27: Probabilidad histórica v/s tiempo de desconexión a clientes. Fuente:[13].

Es posible entonces escalar los tiempos de duración de los eventos, afectando numéricamente la distancia de los tramos de transmisión involucrados. Se desarrollará una función que tome como entrada un tiempo de recuperación conocido o calculado y retorne un factor numérico que modifique la distancia del tramo afectado.

Según conversaciones con personal de Transelec, la variabilidad de los tiempos de desconexión depende de múltiples factores, como la ubicación de la falla, el *stock* de materiales, y el número o tipo de infraestructura afectada. Parametrizar todas estas variables podría ser tan extenso como el presente trabajo. Por tanto, se optará por utilizar tiempos conocidos en las zonas a evaluar y parametrizarlos según su diferencia relativa. El evento de aluvión, considerado como el más grave en términos de tiempos de recuperación, se le asignará un peso máximo f_{rmax} . A otros eventos menos graves se les asignarán pesos escalados en función de su relación con el evento más exigente, utilizando una aproximación lineal basada en el evento de mayor impacto.

5.3.4.b. Bajada práctica: inclusión de riesgo en SPD index

Con el fin de mostrar la decisión de porqué se considera esta la manera de incluir el riesgo en términos de los tiempos de recuperación, se realiza un ejemplo de extrema simpleza con la topología de 5 barras expuesta en el inicio del presente capítulo (Figura 5.2).

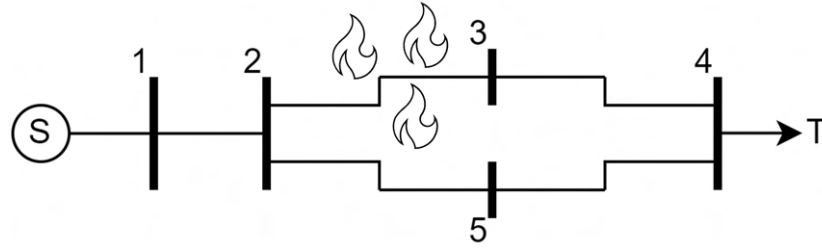


Figura 5.28: Imagen referencial de sistema en riesgo. Fuente: elaboración propia

Considérese un escenario en el que el tramo 2-3 está siendo constantemente amenazado por incendios, como se ilustra en la Figura 5.28. Al reubicar este tramo, la métrica debería reflejar los cambios, capturando el efecto de tales soluciones implementadas. Además, si se propone una redundancia, es crucial que el peso del riesgo siga presente en la formulación para mantener la conciencia de la exposición existente. Se sugiere, entonces, multiplicar la distancia eléctrica de este tramo por un factor específico. Al promediar este valor y al incorporarlo en el subíndice AVG_{cost} , se busca que castigue el SPD. Si se mitiga el riesgo, el SPD debería regresar, como mínimo, a los valores del caso base sin riesgo.

Se llevarán a cabo análisis de sensibilidad para diferentes líneas expuestas a riesgos potenciales, con el objetivo de demostrar la eficacia de incorporar el peso f_r al tramo específico y no al camino completo. Este enfoque permite una identificación más detallada de los efectos de un evento en un tramo específico.

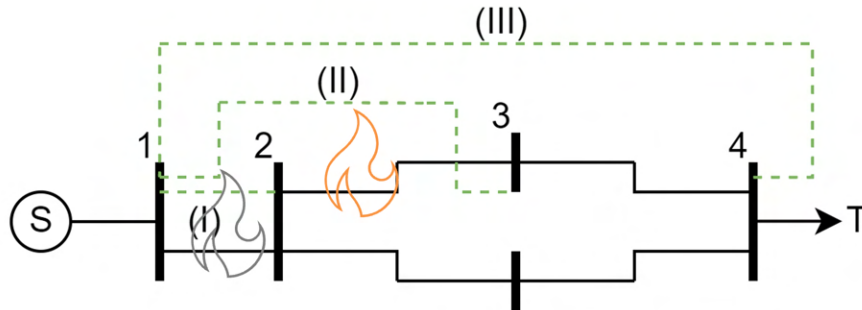


Figura 5.29: Cálculo de SPD para cada tipo de solución de transmisión. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 5.29, se aplican las mismas soluciones I, II y III utilizadas en la validación de la métrica presentada en [15]. Sin embargo, en esta ocasión se asigna un peso de 20 unidades (a modo de ejemplo) a la distancia eléctrica de los tramos que presentan riesgo. Este peso se incorpora directamente a la distancia eléctrica mediante un factor de riesgo f_r . Cada tramo en riesgo es evaluado individualmente, asegurando que no coincidan más de una amenaza por caso.

$$SPD_i = \sum_{i=1}^{NG} \frac{k_i^2}{BVI_i \cdot HI_i \cdot (1 + \text{Average cost}_i(f_{rk,j}, D_{ek,j}))} \quad (5.6)$$

En el caso del AVG_{cost} del ejemplo de la figura 5.29, se calcula de la siguiente manera:

$$AVG_{cost} = \frac{(D_{e1,2} \cdot f_{r1,2} + D_{e2,3} \cdot f_{r2,3} + D_{e3,4} \cdot f_{r3,4}) + (D_{e1,2} \cdot f_{r1,2} + D_{e2,5} \cdot f_{r2,5} + D_{e5,4} \cdot f_{r5,4})}{2}$$

Para los tramos que no presentan riesgo, se establece el factor de riesgo f_r igual a la unidad, aplicando el peso adicional únicamente a los tramos expuestos a riesgo. Aunque es posible que haya más de un tramo en riesgo, en este caso se evaluará cada tramo de manera individual.

Como se puede observar en la Figura 5.30, los colores de las barras del gráfico se correlacionan con los colores de las amenazas mostradas en la Figura 5.29. El color azul representa el caso sin riesgo, el naranja indica una amenaza modelada en el tramo 2-3, y el gris señala una amenaza modelada en el tramo 1-2.

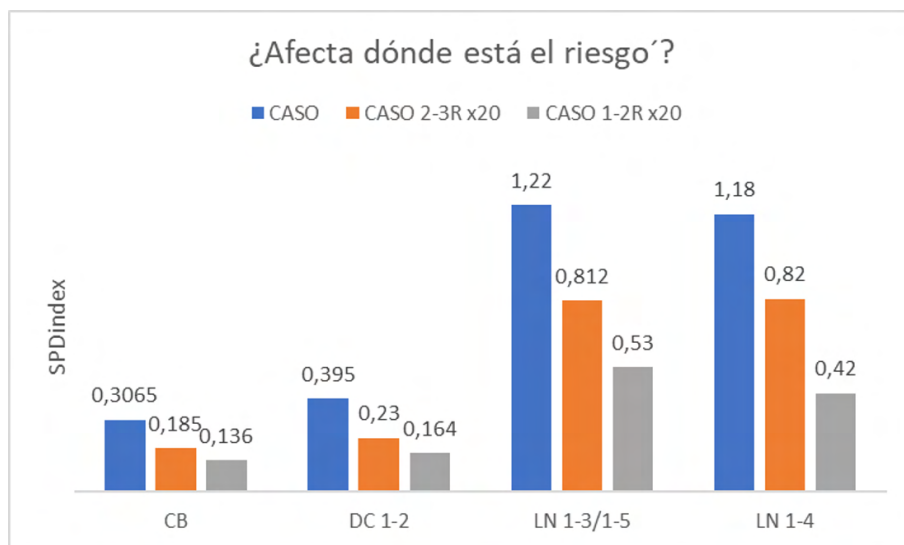


Figura 5.30: Cálculo de SPD para cada tipo de solución de transmisión. Fuente: elaboración propia.

Observación : (CB) Caso Base, (DC 1-2) Doble circuito en 1-2, (LN 1-3/1-5) Línea nueva entre 1-3 o 1-5 y (LN 1-4) Línea nueva entre 1-4.

En primer lugar, es importante destacar que el caso base presenta el mayor valor de la métrica. Si existieran amenazas reales y no se aplicara este factor, la topología no capturaría el riesgo ni la peligrosidad de tener un cuello de botella en el tramo 1-2. En el escenario en que el riesgo se sitúe en los tramos 2-3 o 2-5, la métrica disminuye, pero, dado que el camino paralelo queda sin riesgo, esta disminución no es tan marcada. Sin embargo, si el riesgo se localiza en el tramo 1-2, que es común a ambos caminos entre la fuente y la carga, este peso afecta ambos costos AVG_{cost} . Esto resulta en una penalización mayor del valor de la métrica, capturando de manera efectiva el cuello de botella en riesgo.

5.4. ¿Qué se considera transmisión resiliente?

Con los desafíos abordados de manera integral, surge la pregunta fundamental para definir una métrica: ¿Qué se considera resiliente? Es esencial que la métrica refleje y

asegure la condición de resiliencia, al menos dentro de un umbral definido. Es importante reconocer que, siendo una métrica de naturaleza empírica y modificada en este trabajo, debe adoptar un enfoque conservador. No se busca atribuir resiliencia a todas las topologías débiles presentes en el sistema. Más bien, el objetivo no es demostrar que todas las líneas radiales del sistema deban justificar un criterio N-1 o implementar modificaciones para mitigar contingencias. En cambio, el enfoque se centra en aquellas líneas que, superando un cierto umbral de riesgo, requieran obras mitigantes que puedan ser incorporadas en el plan de expansión regulado.

5.4.1. Caso base : Línea radial Mono circuito

El caso base considerado en este estudio, ilustrado en la Figura 5.31, es el ejemplo más sencillo dentro del sistema, correspondiente a una línea radial. Por definición, se debería considerar que esta línea es resiliente si el riesgo asociado es neutro. Esta premisa se basa en el entendimiento de que la metodología propuesta no tiene por objetivo justificar la resiliencia en todas las líneas radiales o en aquellas con un único corredor entre la fuente y la carga. Por tanto, se toma el caso elemental, donde, al calcular su SPD, este debe ser calificado como resiliente, indicando que no hay necesidad de obras correctivas.

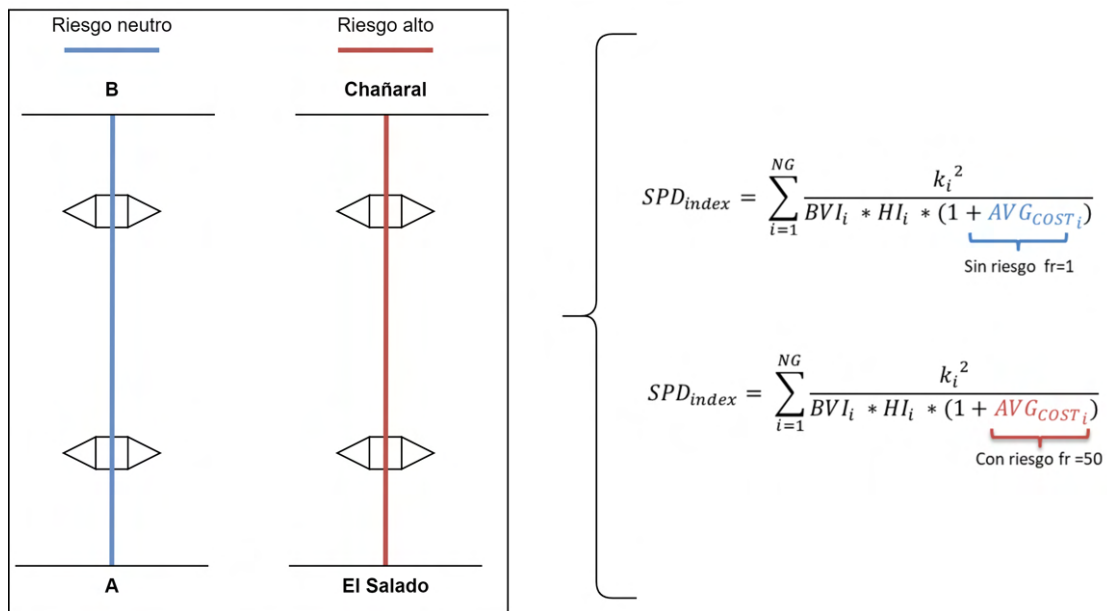


Figura 5.31: Diagrama expositivo de ejemplos de riesgo o neutralidad. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 5.31, se observan dos líneas radiales. La primera, representada en azul, es una línea de riesgo neutro, que por definición se considera resiliente y debe calcularse con un factor de riesgo unitario. La segunda línea, en cambio, está expuesta a un riesgo y su factor de riesgo debe ser proporcional al evento. Como ejemplo, se menciona el caso de Chañaral, donde su f_r es 50^1 veces mayor que el f_r neutro.

¹El valor de 50 para el factor de riesgo se considera crítico en la formulación. Un valor más alto haría que el peso del factor fuera tan grande que no permitiría corregir adecuadamente el SPD al evaluar un circuito alternativo fuera del área de riesgo.

Este valor de f_r se determina a partir de un conjunto de supuestos razonables utilizados para calcular el SPD.

- Al tener solo un camino, y ser la configuración más débil incluso con riesgo neutro es una exigencia conservadora para el criterio.
- Se considera una línea radial de 100 km de largo con una tensión de 220 kV. En este sentido se fija una impedancia tipo [54] de 220 kV de 0,4 Ohm/km en secuencia positiva.
- Para la distancia eléctrica se debe usar las reactancias de secuencia positiva en pu base 100 MVA. Si se utiliza una base distinta (tanto en tensión como en potencia), esta debe ser consecuente en análisis futuros, ya que el umbral cambia.

Nota: Se utilizan 100 km, para dar un tope razonable al índice. Líneas radiales sin enmallamiento y candidatas a análisis como el propuesto, tienen en promedio 80 km de longitud. Considerar 100 km es más que conservador, donde se castiga aún más el umbral. A modo de ejemplo Canutillar - Puerto Montt 220 kV tiene 68 km, Charrúa - Santa María 220 kV 78 km y Maitencillo - Tap Jorquera 220 kV (Caserones) 101 km.

En los cálculos realizados, se utiliza siempre un valor de 0.4 ohm por kilómetro para la reactancia X , ya que se trata de una reactancia estándar que no afecta significativamente a la métrica. Lo fundamental en este caso es representar la topología más que reflejar con exactitud los parámetros eléctricos. Se concluye que, en términos de representación de costos, la métrica depende más de la distancia que de los parámetros eléctricos propiamente dichos.

Esta aproximación permite homologar las tensiones y evitar conclusiones erróneas que podrían asociar la tensión con la resiliencia.

Se debe utilizar siempre un valor de 0.4 ohm, basado en una tensión de 220 kV y una potencia de 100 MVA, para aplicar correctamente el umbral de 0.92 en la métrica. La elección de esta base específica no tiene una importancia física intrínseca, sino que se selecciona por los rangos numéricos definidos por el autor.

En conclusión se utiliza como umbral $SPD = 0,92$, el cual es el SPD de una línea radial de 100 km calculado con una distancia eléctrica en pu de base en tensión 220 y potencia de 100 MVA.

5.4.2. Limitaciones de la metodología propuesta

A pesar de los avances, la metodología para evaluar la resiliencia en sistemas de transmisión eléctrica enfrenta varias limitaciones significativas:

- **Escalabilidad:** la metodología se enfoca en la componente topológica, asumiendo que los puntos de generación funcionan como barras infinitas de potencia activa y reactiva.
- **Aplicación Directa a las Planillas del OSE 2000:** la adaptación de la metodología a sistemas y procesos existentes presenta desafíos, especialmente en la integración con el software OSE 2000.

- **Simplificación de Parámetros Eléctricos:** el uso de parámetros eléctricos estándar puede limitar la precisión en la representación de la red real.
- **Estimación de Riesgos y Tiempos de Recuperación:** determinar con precisión los factores de riesgo y los tiempos de recuperación es complejo y sujeto a incertidumbres, y se basa en suposiciones y datos históricos que pueden no reflejar las condiciones futuras.

A pesar de estas limitaciones, la metodología propuesta representa un paso significativo hacia una mejor comprensión y evaluación de la resiliencia en sistemas de transmisión eléctrica. Ofrece una base sólida para futuras investigaciones y mejoras, abriendo el camino para un análisis más detallado y una planificación más efectiva de la infraestructura eléctrica. Con el tiempo y a través de iteraciones continuas y retroalimentación del sector, esta metodología tiene el potencial de evolucionar y adaptarse, mejorando así su precisión y aplicabilidad en el análisis de sistemas eléctricos complejos.

5.5. Propuesta definitiva

Con la métrica ahora claramente definida, es posible estructurar la metodología de manera ordenada y dentro de un contexto más amplio. Este enfoque abarca desde la identificación inicial de la zona de análisis hasta la evaluación detallada de las obras propuestas para su posible inclusión en la cartera de proyectos final. Este proceso integral permite una comprensión más profunda de las necesidades y prioridades del sistema, facilitando así decisiones informadas y estratégicas en el desarrollo de la infraestructura eléctrica.

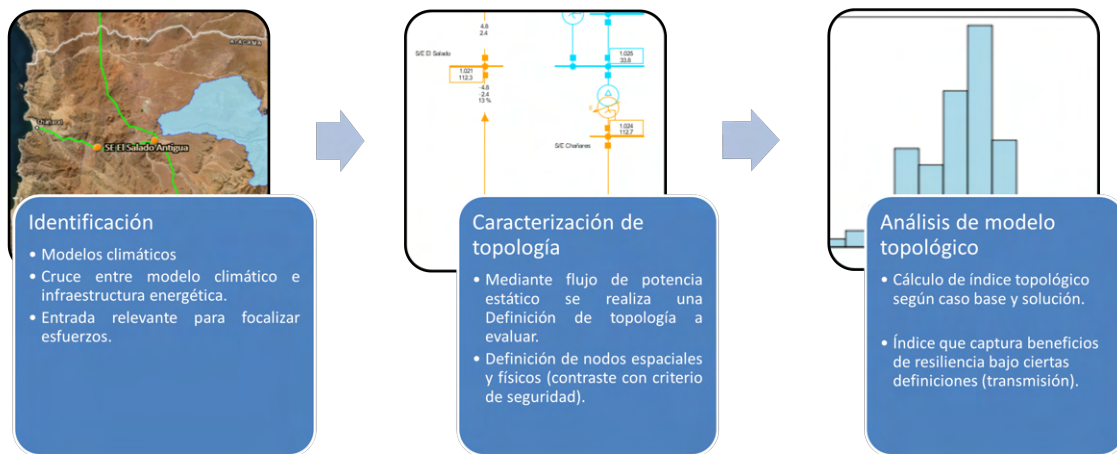


Figura 5.32: Metodología a proponer de forma resumida. Fuente: elaboración propia.

5.5.0.a. Identificación

El primer paso en la implementación de la métrica es la identificación del evento en una zona específica. Para aplicar la métrica de manera efectiva, es necesario condensar

el sistema eléctrico conforme a las pautas establecidas en las secciones anteriores. Esta identificación debe abarcar tanto eventos pasados como futuros, ya que el objetivo es mitigar los efectos de los eventos utilizando datos reales y, además, proyectar cómo estos eventos podrían atenuarse o intensificarse en el futuro. Esto es crucial para determinar si potenciar un proyecto es viable o, por el contrario, si es preferible desistir en caso de que el riesgo disminuya naturalmente con el tiempo.

En términos prácticos, esta fase implica el uso de modelos climáticos que permitan proyectar el futuro en cuanto a variables climáticas relevantes para el entorno de las líneas de transmisión, y así modelar sus efectos. Este análisis se realiza superponiendo la infraestructura energética existente y la intensidad proyectada de los eventos climáticos.

Como se ilustra en la Figura 5.33, es esencial determinar con precisión qué tramos analizar y qué topología está expuesta a riesgos para poder concentrar esfuerzos y priorizar según la gravedad. El objetivo específico es minimizar la cantidad de energía no servida debido al evento modelado, identificando puntos críticos en la red. Esto se logra mediante la superposición de la intensidad proyectada del evento y la infraestructura energética.

En este caso, el análisis se utiliza principalmente como referencia para justificar los tramos seleccionados, sin emplear variables numéricas asociadas debido a la alta incertidumbre de los modelos climáticos utilizados. Por ejemplo, en el caso de los incendios forestales, las grillas utilizadas para la modelización tienen una resolución que abarca una cuenca entera. Con entradas más específicas y detalladas, es posible incluir estos datos en el modelo y, potencialmente, asociar una métrica individual a cada tramo dentro de una grilla específica.

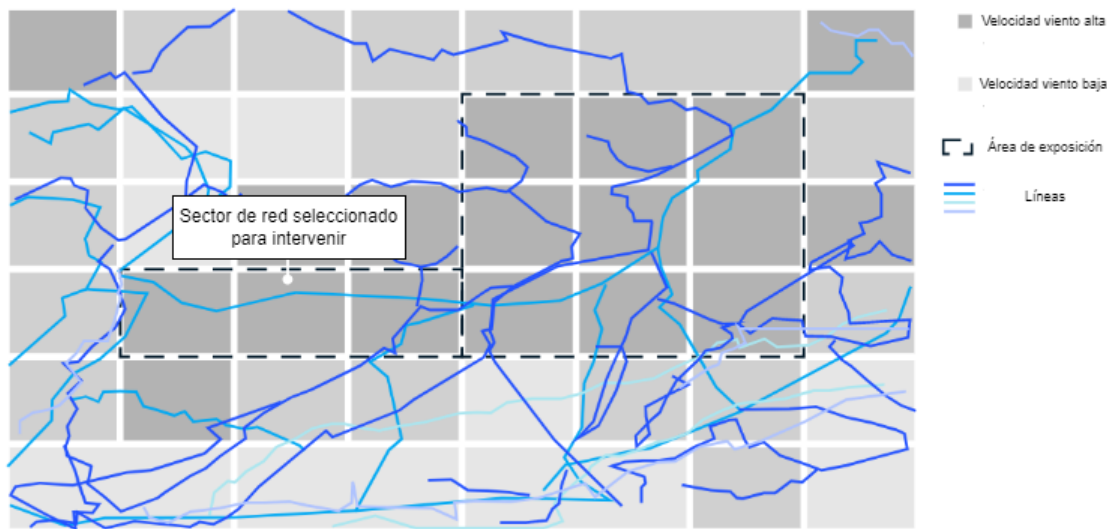


Figura 5.33: Ejemplo superposición entre riesgos e infraestructura. Fuente: elaboración propia.

5.5.1. Caracterización de la topología

Una vez seleccionada la zona de estudio, se procede a un pre-análisis de topología. Este análisis preliminar implica realizar un flujo de potencia para determinar la red definitiva que será analizada mediante el algoritmo desarrollado en las secciones anteriores de este

capítulo.

Este análisis incluye la evaluación de los niveles de tensión, la identificación de tramos que operan cerrados en la operación diaria, y la exclusión de aquellos tramos utilizados exclusivamente por consumos dedicados que no contribuyen a la transferencia de energía hacia la carga. Es decir, se identifican y excluyen tramos que, aunque topológicamente existentes, no tienen un impacto real en la operación simulada del sistema. Durante esta etapa, se realiza la selección de fuentes, con la opción de utilizar un contador de nodos comunes para facilitar este proceso.

El contador de nodos comunes es una función integrada en el algoritmo, que realiza un recuento de la frecuencia con la que se repiten los nodos en todos los caminos posibles. Esta herramienta es clave para identificar cuellos de botella y definir fuentes comunes de alimentación en las zonas de estudio.

Con la topología definida, se incorporan los nodos espaciales, utilizando un visor geográfico. En este caso particular, se emplea el visor corporativo de Transelec, aunque también es viable utilizar las bases de Google Earth provistas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, con la topología ya pre-analizada y la inclusión de los nodos espaciales, se aplica el algoritmo desarrollado. Este algoritmo, creado en Python, utiliza entradas topológicas en Excel para realizar el análisis, asegurando coherencia y precisión en la evaluación de la resiliencia del sistema eléctrico en estudio.

5.5.2. Análisis del modelo topológico

El proceso de aplicación de la métrica se ilustra mediante un diagrama específico (5.34). Este diagrama representa la metodología de análisis y resalta los pasos clave en la evaluación de la resiliencia del sistema. A continuación, se presenta el diagrama que resume el algoritmo específico utilizado en el análisis.

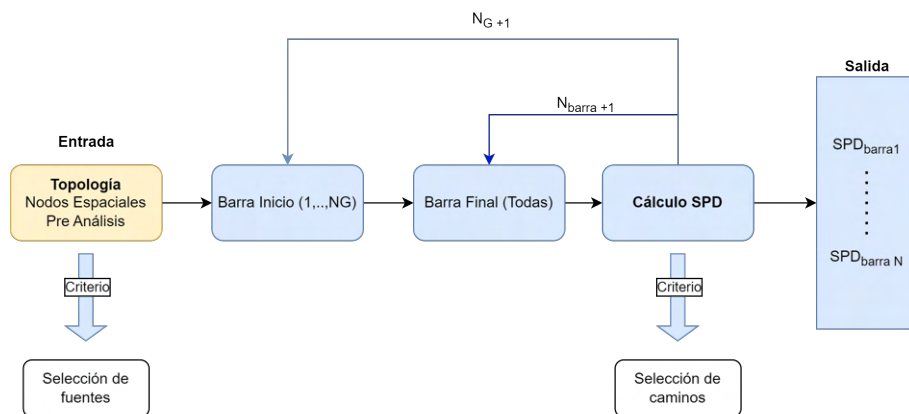


Figura 5.34: Diagrama algoritmo específico creado para el cálculo de SPD. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 5.34, se muestra la primera etapa del análisis, considerando que ya se ha realizado la etapa de identificación. Se resalta que el cálculo se efectúa de manera recursiva para cada barra y para cada fuente de alimentación, con el objetivo de obtener todos los

índices de SPD de todas las barras del sistema. Las pruebas realizadas revelan que este método es efectivo para identificar deficiencias y cuellos de botella en topologías de gran tamaño.

A continuación, se ilustra un ejemplo concreto en la Figura 5.35, que demuestra cómo el enfoque propuesto es capaz de identificar cuellos de botella en un sistema eléctrico. Este ejemplo es representativo de la utilidad práctica de la metodología en la identificación de áreas críticas que requieren atención en el sistema de transmisión.

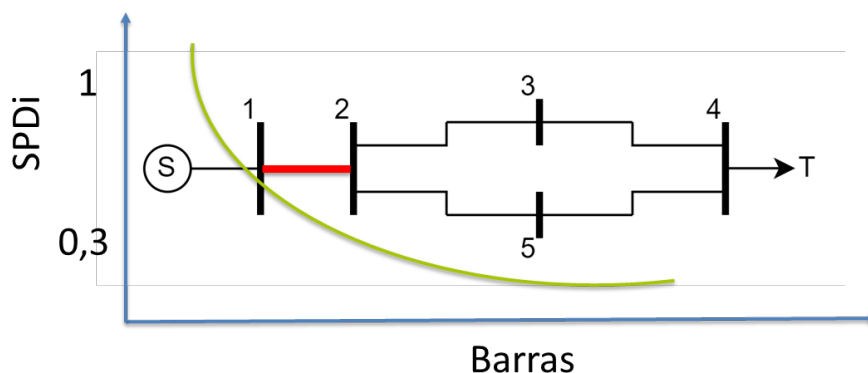


Figura 5.35: Identificación cuellos de botella. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 5.35, se observa que el SPD inicial es unitario y, al calcular después de la barra 2, hay una disminución a 0.3 que se mantiene constante hasta la barra 4. Esto indica la identificación de un cuello de botella en el sistema, proporcionando información valiosa sobre el índice en cada una de las barras.

En resumen, la entrada topológica se establece con la selección de fuentes y el flujo de potencia. Es necesario calcular el SPD de cada barra considerando cada una de las fuentes definidas en las entradas, para obtener una evaluación exhaustiva de la resiliencia del sistema.

5.5.3. Evaluación de soluciones

El objetivo principal de esta metodología es fomentar la implementación de obras específicas para distintas contingencias que surgen a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este contexto, la métrica actúa como un indicador cuantitativo para determinar qué propuesta es mejor que otra. A continuación, se presenta en la Figura 5.36 un esquema que ilustra la metodología para seleccionar soluciones adecuadas.

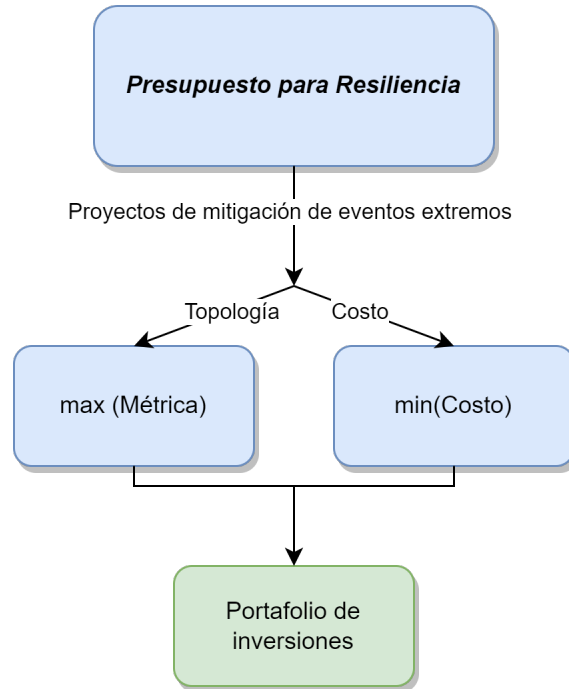


Figura 5.36: Diagrama explicativo de metodología de selección de soluciones. Fuente: elaboración propia.

La Figura 5.36 muestra un resumen de la metodología de evaluación. Esta metodología, adaptada de [5], optimiza un presupuesto estatal destinado a resiliencia mediante una métrica específica, en este caso, el índice SPD modificado. Se busca lograr un equilibrio óptimo entre costo y beneficio, seleccionando aquellas soluciones que maximizan el impacto en la reducción de energía no servida al menor costo posible. Por ejemplo, si una medida resulta en un *SPD* de 0,93 y otra en 0,92, se escogerá la más económica que supere el umbral establecido. En resumen, si una solución ya se considera resiliente (con un *SPD* superior a 0,92), se debe optar por la alternativa más económica en cualquier caso.

Esta metodología sugiere que la forma más efectiva de abordar obras de alta necesidad y baja disposición de pago es a través de políticas públicas que establezcan un presupuesto de resiliencia definido como un porcentaje en el reglamento. Este presupuesto debería destinarse a resolver al menos las contingencias asociadas a eventos climáticos y encajar dentro del concepto de resiliencia establecido para la planificación.

5.5.4. Diagrama de flujo

Como resumen y síntesis de lo expuesto, se presenta un diagrama de flujo que encapsula la metodología completa en la Figura 5.37. El proceso comienza con la identificación de las zonas a analizar. En cada una de ellas, se lleva a cabo un análisis detallado y, si la solución propuesta cumple con el umbral mínimo de resiliencia al menor costo posible, se finaliza el ciclo. Es importante señalar que este umbral es referencial y puede ser ajustado según el criterio del evaluador.

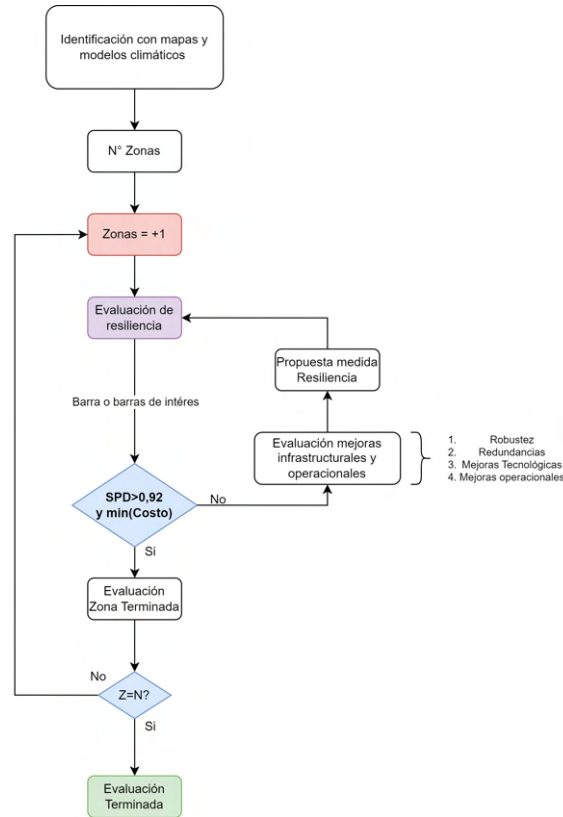


Figura 5.37: Diagrama de flujo general de la metodología propuesta. Fuente: elaboración propia.

El costo de las soluciones, ya sea por redundancia, reubicación, o cualquier otra medida seleccionada, emerge de la propuesta y no es parte intrínseca de la métrica. La explicación detallada de la evaluación de la resiliencia se muestra en el siguiente diagrama (Figura 5.38).

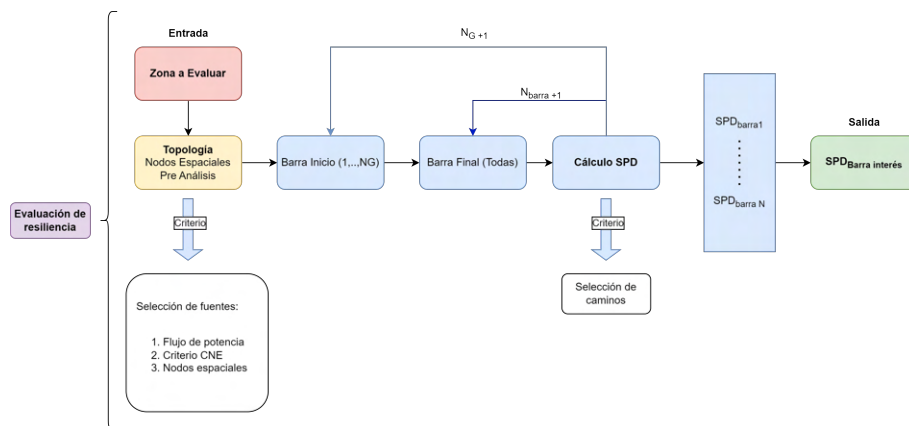


Figura 5.38: Diagrama de flujo de evaluación de resiliencia de la metodología propuesta. Fuente: elaboración propia.

Cabe destacar que cualquier medida propuesta para mejorar la resiliencia o mitigar los riesgos asociados al suministro continuo de energía debe someterse a un estudio de

factibilidad técnica, cumpliendo siempre con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio o, en su caso, con el anexo técnico de diseño en instalaciones de transmisión.

La aplicación práctica de la metodología será ilustrada paso a paso, utilizando los ejemplos expuestos en este capítulo. En el anexo, se detalla la formulación computacional y se introducen nuevos elementos para la discusión sobre la implementación del método. Por ejemplo, se incorporan técnicas de análisis de grafos para la identificación de caminos entre barras, respondiendo a la necesidad de implementar esta metodología a una escala mayor y destacando cómo se puede extender al uso de automatismos computacionales (Anexo B.4).

En relación con la consideración de alternativas tecno-económicas a la construcción de líneas, como los generadores de respaldo o cuadrillas numerosas para reparación con recursos suficientes, se debe aclarar que dichas medidas, aunque viables, se desvían de los alcances de la presente metodología. Estas son estrategias operacionales que, aunque pueden tener un costo mayor a las soluciones propuestas en los casos de estudio, caen fuera del ámbito del plan de expansión de transmisión definido tanto a nivel legal como reglamentario. Por lo tanto, la inclusión de una estimación económica detallada para estas alternativas no se acoge dentro de este trabajo, ya que su análisis requiere una consideración aparte que contempla aspectos de operación y contingencia en detalle, más allá de la planificación a largo plazo de infraestructura de transmisión.

Capítulo 6

Aplicación de la metodología propuesta

En el Capítulo 3 de este informe, se especifican y fundamentan las zonas que serán objeto de evaluación para su análisis posterior. En el capítulo actual, se procede a la aplicación directa de la metodología propuesta, focalizándose en dos tipos de eventos específicos: aluviones e incendios. Estos eventos no se diferencian por su naturaleza sino por los tiempos de recuperación asociados. Es a través de estos tiempos que se evalúa la severidad de los eventos, considerando la duración como el único indicador para la intensidad de cada evento en el análisis.

6.1. Cálculos previos

Para relativizar tiempos y poder establecer un factor común entre ambos casos, se utilizarán tiempos de falla reales de Transelec S.A. y del Estudio [13]. En este sentido se hacen comparaciones lineales entre los tiempos de las fallas registradas por la SEC, entre 2013 y 2018 en las instalaciones de Transelec. Lo anterior se visualiza en la Figura 6.1.

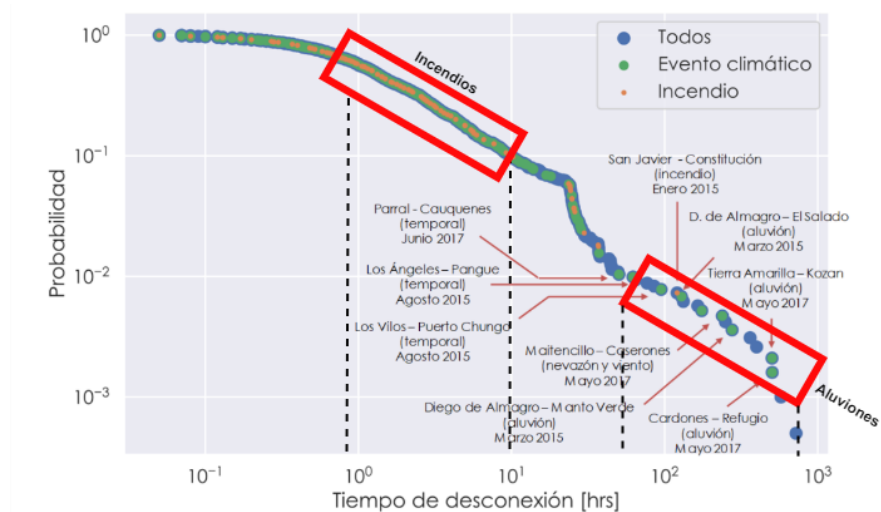


Figura 6.1: Probabilidad histórica eventos v/s tiempos de desconexión debido a ellos [13].

Una de las principales razones para seleccionar aluviones e incendios como base para desarrollar la metodología radica en los datos disponibles sobre tiempos de desconexión, presentados en la Figura 6.1. Estos tiempos de desconexión, cuando provienen únicamente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, especifican el origen del problema solo si es directamente atribuible a la empresa operadora o propietaria, tal como desconexiones inesperadas o falta de mantenimiento de la vegetación cercana a los activos.

Desde esta perspectiva, la calibración del factor de riesgo por tramo se enfoca en el evento con mayor impacto, en este caso, los aluviones. Un análisis detallado de la Figura 6.1 revela que el tiempo histórico de desconexión debido a aluviones es de al menos 100 horas. En contraste, la mayoría de los incendios se asocian con tiempos de desconexión que varían entre 0 y 10 horas. Por lo tanto, se justifica una diferenciación relativa de 10 a 1, independientemente de la duración específica de cada evento.

$$\frac{f_{rAluviones}}{f_{rIncendios}} = \frac{10}{1} \quad (6.1)$$

Utilizar datos históricos constituye una suposición lógica. La hipótesis central es que la frecuencia de los eventos variará debido al cambio climático, anticipándose un incremento en los casos estudiados. Aunque se presume que la intensidad destructiva de un evento permanece constante en el tiempo, su frecuencia no lo hace. Por esta razón, se considera que el tiempo de desconexión histórico, a pesar de su mejorable precisión (limitada por los registros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles), resulta adecuado para los fines de esta metodología.

El método para calcular f_r se adapta específicamente a cada situación, vinculándose tanto al caso base como a posibles mejoras. Si se utiliza un factor excesivamente alto, la influencia de este en la fracción hace que el valor de SPD no varíe, independientemente del número de tramos incorporados. Así, se identifica un punto crítico que debe ser determinado en cada caso específico. En este marco, 50 es el valor máximo que puede asignarse a un evento.

6.2. Caso Chañaral

En primer lugar, se evaluará la resiliencia de la subestación de Chañaral de 23 kV frente a aluviones. Esta subestación recibe alimentación a través de Diego de Almagro en 110 kV. Los detalles sobre la ubicación y el evento a evaluar se discuten en los capítulos 3 y 4. Se presupone conocimiento sobre cómo los aluviones afectan esta infraestructura y se ha seleccionado este caso en particular debido a sus antecedentes y proyecciones futuras.

A continuación, en la Figura 6.2, se presenta una referencia geográfica de la zona, junto con la infraestructura de transmisión.

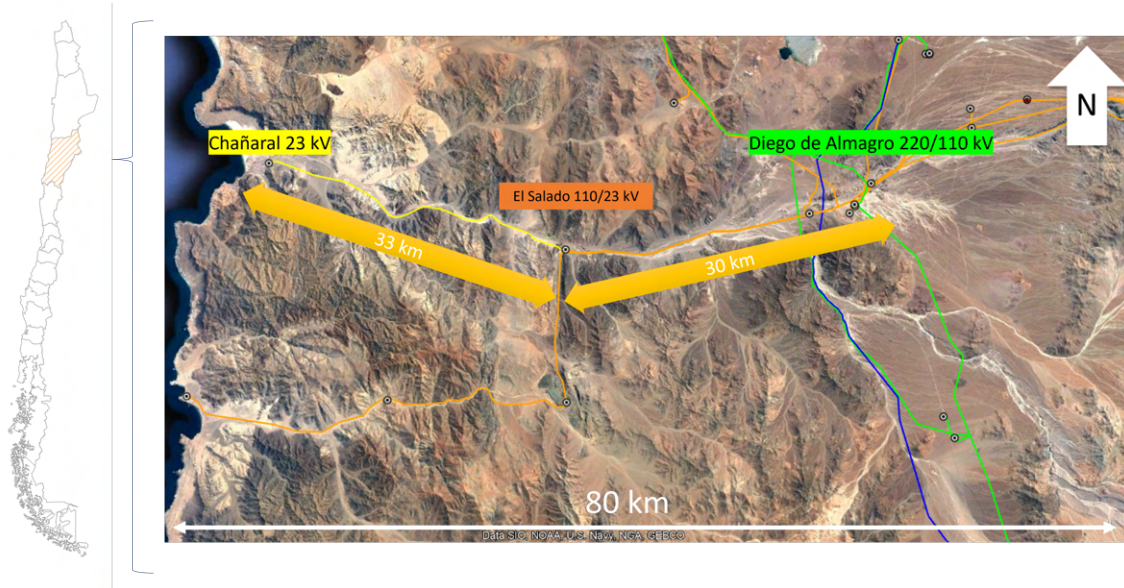


Figura 6.2: Mapa geográfico y eléctrico Chañaral. Fuente: elaboración propia.

6.2.1. Identificación

En esta etapa, se combinan proyecciones climáticas y evaluaciones históricas de cortes de suministro mediante simulaciones climáticas, enfocándose en identificar la zona a evaluar.

Para estimar la cantidad de aluviones futuros, se utilizaron proyecciones de cinco escenarios climáticos (4 GCM-BH + VRES), centradas en la temperatura y la precipitación. La identificación de posibles aluviones se basó en la correlación entre la precipitación y el área de aporte hídrico, determinada a través de la hipsometría de las cuencas y la altura de la isoterma 0°C, calculada a partir de la temperatura. El umbral para la ocurrencia de aluviones se definió utilizando datos de eventos pasados y registros de estaciones meteorológicas cercanas. Los sesgos de los modelos climáticos globales (GCM) se ajustaron con información de estas estaciones. Se asume que la ocurrencia de un aluvión, tal como se define en la metodología, puede causar fallos en todos los componentes del sistema expuestos a este fenómeno [13].

Se presume que un aluvión, conforme a las características especificadas en la metodología, induce fallos en todos los elementos del sistema en contacto directo con él. A continuación, en la Tabla 6.1, se detallan las líneas y subestaciones susceptibles a los aluviones potenciales de la cuenca.

Tabla 6.1: Infraestructura en riesgo cuenca El Salado. Fuente: [13].

Cuenca	Línea	Subestación
El Salado	Carrera Pinto - Diego de Almagro	Diego de Almagro
	Paposo - Diego de Almagro	El Salado
	El Salado - Chañaral	Chañaral

El resultado obtenido de los cinco modelos climáticos se manifiesta en el número de

eventos proyectados, los cuales se ilustran en la Figura 6.3.

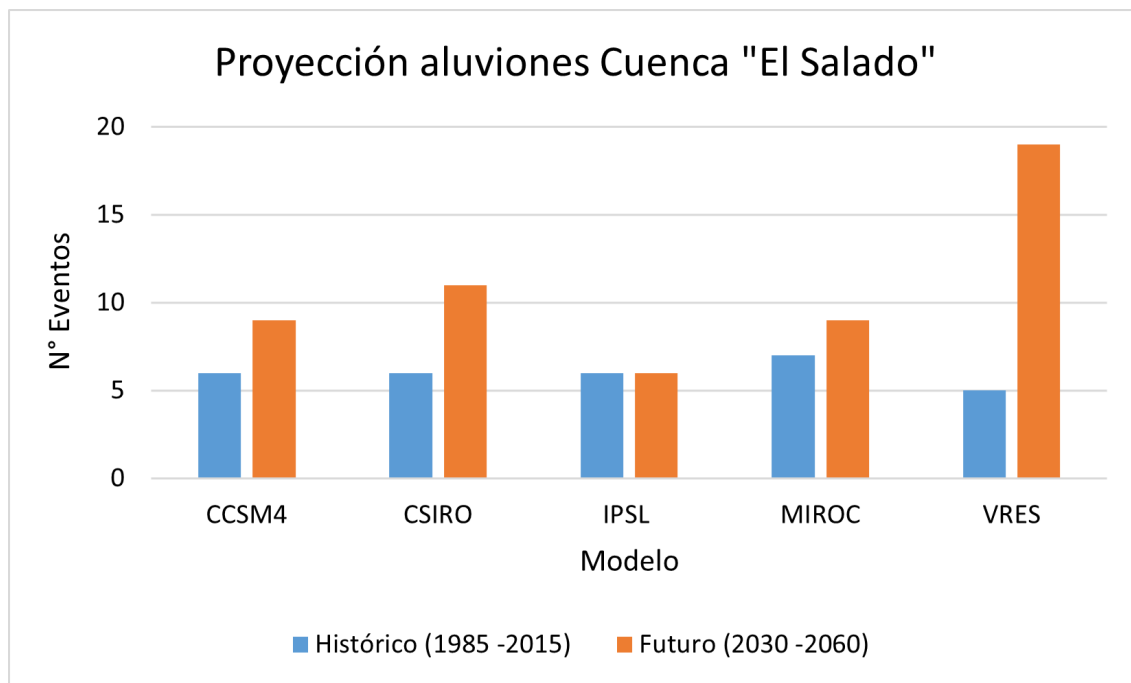


Figura 6.3: Proyección aluviones en cuenca el Salado. Fuente : [15].

Por consiguiente, se deduce que las fallas proyectadas en los activos de esta cuenca, atribuibles a eventos de aluvión para el período futuro de 2030-2060, experimentarán un incremento aproximado del 88 % en comparación con el período histórico. Tal como se muestra en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2: Proyección aluviones en cuenca el Salado [13].

	Histórico (1985 -2015)	Futuro (2030 -2060)	Delta
Estación metereológica	4	N/A	N/A
CCSM4	6	9	50 %
CSIRO	6	11	83 %
IPSL	6	6	0 %
MIROC	7	9	29 %
VRES	5	19	280 %
Fallas anuales promedio	0,2	0,36	88 %

De esta forma, es posible concluir que el tramo “Diego de Almagro 110 kV - Chañaral 23 kV”, está altamente expuesto y lo seguirá estando con cada vez mas frecuencia en el futuro por lo que es de suma urgencia promover obras para la mitigación de efectos de cambio climático.

6.2.2. Análisis topológico

Para seleccionar y aplicar el criterio de elección de fuentes, se llevan a cabo dos simulaciones reconocidas en el ámbito de la planificación de la transmisión. La primera es un caso de largo plazo (2029) de flujo de potencia estático, que representa una aproximación del comportamiento operacional de la topología cerca de la carga analizada en flujo AC. Asimismo, se efectúa un diagnóstico del flujo esperado en un horizonte de 20 años, con el objetivo de prever el uso y dirección de los flujos durante todo el periodo de remuneración regulada, en caso de que un proyecto se impulse a partir de esta metodología. Este diagnóstico se realiza utilizando el software OSE2000, herramienta empleada por la CNE para evaluar su cartera de proyectos, basándose en la misma base de datos.

6.2.2.a. Flujo de potencia estático

La simulación en PF Digsilent utiliza la base del plan de expansión al ITF 2022, que incluye todos los proyectos de transmisión decretados y en ejecución hasta la fecha de simulación (ilustrado en la Figura 6.4). Esta base también considera el aumento orgánico de demanda modelado año a año, especialmente para los efectos del Plan de Expansión, haciendo de esta simulación de flujo AC una herramienta ampliamente utilizada para impulsar proyectos en la industria.

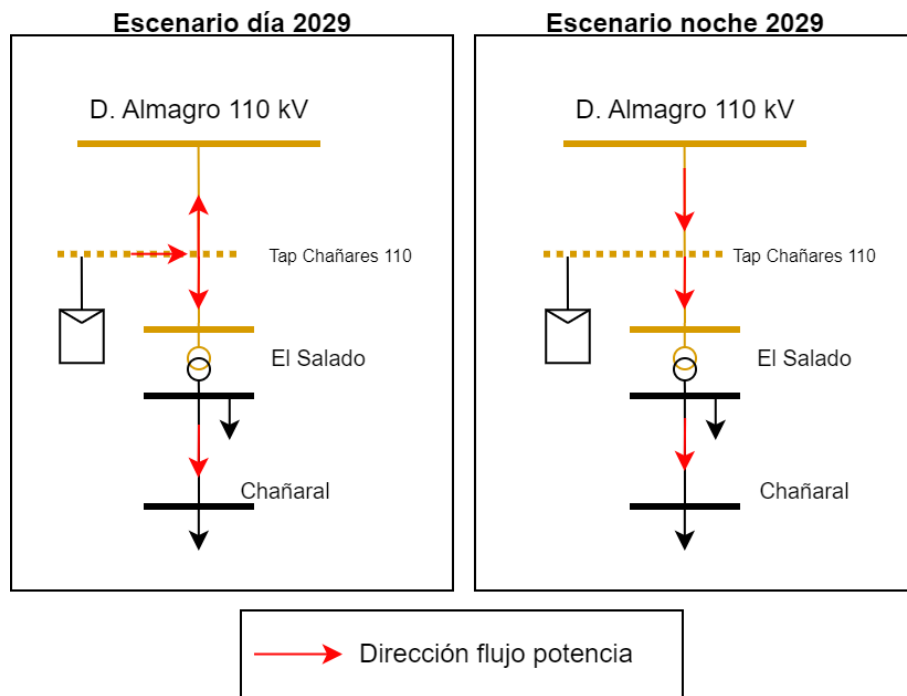


Figura 6.4: Unineal simplificado Zona Chañaral. Fuente: elaboración propia.

A pesar de que la subestación Diego de Almagro se encuentra en una zona susceptible a aluviones, en el momento del evento, idealmente, podría no ser considerada como fuente en la solución. No obstante, para propósitos diagnósticos, la carga de Chañaral (objeto de evaluación) se alimenta mayoritariamente de esta barra. Por lo tanto, en una futura simulación, se verifica que la alimentación proviene principalmente del Tap Chañares, un

punto de inyección para una central solar. Cabe mencionar que la demanda promedio del nodo de Chañaral varía entre 2 y 6 MW, pudiendo alcanzar hasta aproximadamente 10 MW para 23 kV.

El escenario modelado corresponde al año 2029, cuando un nuevo tramo (si se propone) entraría en servicio si se incluye en el Plan de Expansión 2023. Además, se contempla un escenario diurno con alta penetración solar y el Complejo Nehuenco (Barra San Luis) sin generación.

Para identificar posibles problemas como la suficiencia, se incluye en el Anexo A.2 una representación del tramo “Salado - Chañaral 023” del software OSE 2000, corroborando además el flujo unidireccional previamente observado.

6.2.3. Topología a utilizar

A partir del análisis topológico presentado, se examina la siguiente topología (ver Figura 6.5). En este análisis, se omite el Tap Chañares, optando por el escenario más conservador, que supone la ausencia de generación local y flujos que provienen exclusivamente de Diego de Almagro.

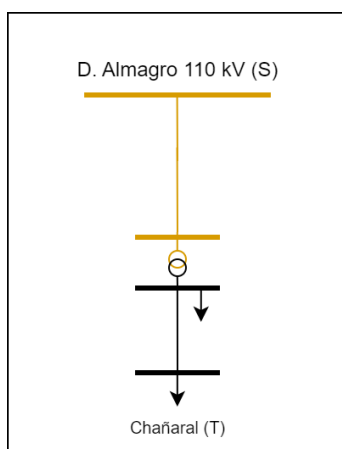


Figura 6.5: Topología a evaluar. Fuente: elaboración propia

Donde la barra Fuente (Source) es Diego de Almagro 110 kV y la Barra Objetivo (Traget) es Chañaral 23 kV.

6.2.4. Diagnóstico

Se muestra a continuación la topología base actual (ver Figura 6.6), donde se considera la barra de Diego de Almagro como la fuente, y la barra de Chañaral como la carga.

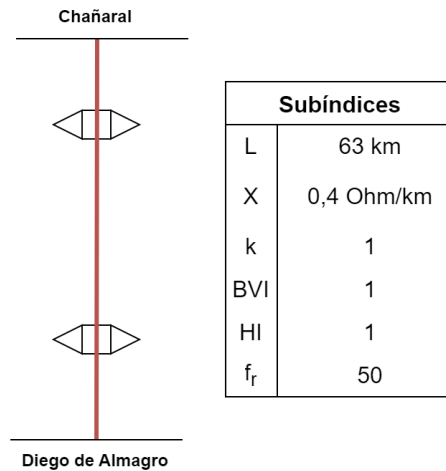


Figura 6.6: Índices de entrada diagnóstico Chañaral. Fuente: elaboración propia

Junto con la topología, se detallan los principales subíndices y valores de entrada necesarios para realizar la evaluación (ver Tabla 6.3). A continuación, se presentan los resultados obtenidos tras aplicar el algoritmo.

Tabla 6.3: Resultados diagnóstico Chañaral.

Caso Base						
Barra T	Fuente S	SPDs	HI	BVI	k	AVG
2	1	0,27	1	1	1	2,68

En la Tabla 6.3, se observa que el SPD es de 0,27, significativamente inferior al valor deseado de 0,92 para una línea radial sin riesgo. Esto indica la necesidad imperativa de proponer alternativas que mitiguen este riesgo topológico.

6.2.5. Evaluación de Alternativas

Ante esta situación, Transelec ha considerado cuatro alternativas en procesos anteriores de propuestas al Plan de Expansión. Estas alternativas se ilustran en la Figura 6.7.

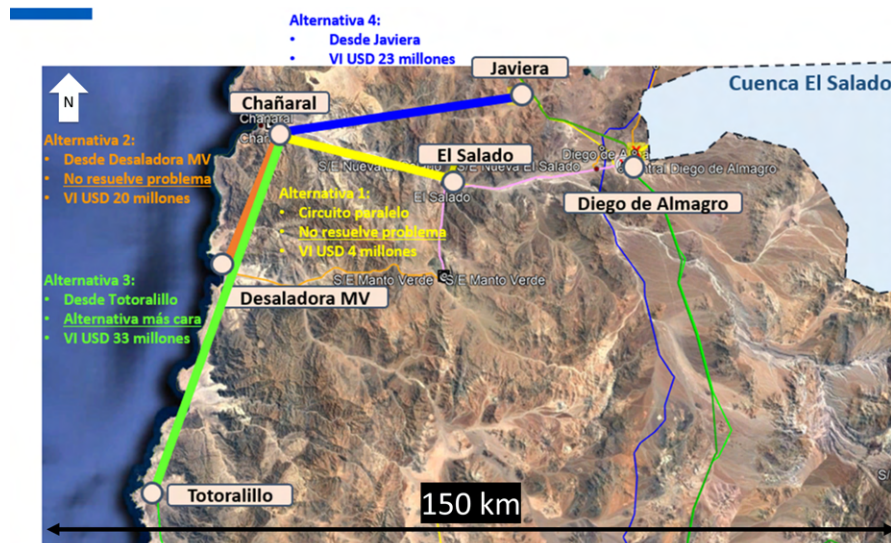


Figura 6.7: Alternativas Transelec a Chañaral. Fuente: elaboración propia.

Es crucial destacar que la cuenca de “El Salado” expone incluso a la subestación Diego de Almagro, por lo que las alternativas más efectivas son aquellas que proporcionan un punto de conexión independiente. En otras palabras, es esencial otorgar a Chañaral una fuente de alimentación física alternativa que provenga de barras adyacentes fuera del alcance de los aluviones.

- **Alternativa 1:** doble circuito en 23 kV para el tramo Chañaral - El Salado. A pesar de seguir modelándose con un alto factor de riesgo, esta alternativa no aporta caminos adicionales y, por tanto, no resuelve el problema central.
- **Alternativa 2:** apoyo desde Desaladora MV 110 kV. Esta opción se descarta por múltiples razones. Primero, utiliza instalaciones dedicadas que necesitarían ampliarse para cubrir la demanda de Chañaral. Además, se abastece de la S/E El Salado 110 kV, situada en el área de riesgo.
- **Alternativa 3:** nueva conexión desde Totoralillo 220 kV. Aunque esta opción implica un alto costo por la transformación a 220 kV y su extensión (más de 100 km), se justifica promoverla por su eficiencia operacional y resiliencia. La inyección de nuevos proyectos a lo largo del trazado podría reducir los costos de despacho del sistema, justificando la inversión. En términos de resiliencia, esta es una alternativa factible, y si se descarta, sería por razones económicas o de costo-beneficio.
- **Alternativa 4:** esta alternativa propone una solución desde la SE Javieria, un punto de inyección de un parque solar. Consiste en una conexión de 110 kV de aproximadamente 33 km, requiriendo solo una transformación de 110/23 kV a la llegada a Chañaral.

Para ilustrar cómo se integra topológicamente una alternativa, se muestra un ejemplo con la Alternativa 4 en la Figura 6.8.

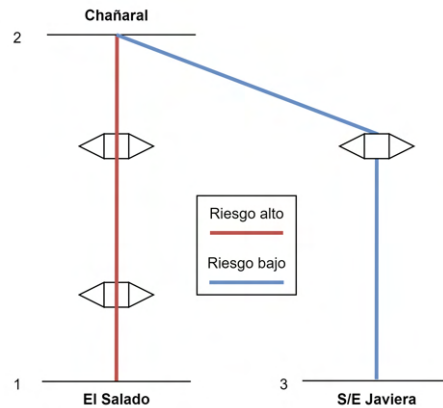


Figura 6.8: Topología solución ideal Chañaral (alternativa 4). Fuente: elaboración propia.

En esta configuración, la barra de carga, identificada como número 2, recibe alimentación de dos puntos distintos, cada uno proporcionando un único camino. Esto implica que, en caso de que uno de estos caminos se vea interrumpido debido a un evento de alto impacto, la barra aún mantendrá un nivel de resiliencia igual o superior al inicial, pero nunca nulo. Adicionalmente, se han calculado los SPD para las alternativas presentadas (como se observa en la Figura 6.9), excepto para la alternativa 3, que se descarta por su baja factibilidad de ejecución y alto costo en comparación con las otras opciones.

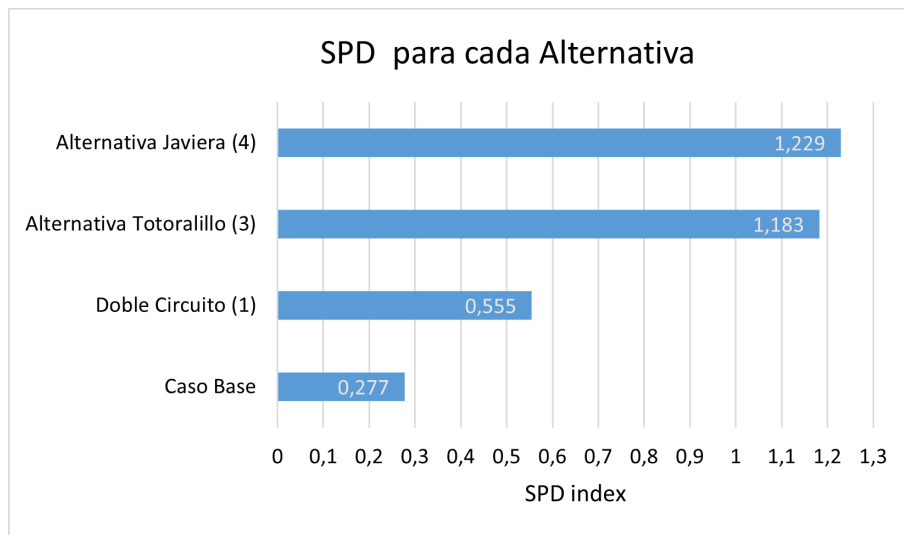


Figura 6.9: Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral (numeradas por alternativa). Fuente: elaboración propia.

La Figura 6.9 inicialmente ilustra el caso base, cuyo valor es de 0,27. Este resultado se deriva directamente de las condiciones iniciales, como la longitud, la distancia eléctrica, y el factor de riesgo asignado a los aluviones. Así, en cualquier línea radial con características similares, se esperaría un valor cercano a este. Al agregar un segundo circuito, los componentes que más influyen en la fórmula se mantienen constantes, pero el componente de vulnerabilidad se reduce a la mitad. Esto se debe a que, según [15], la vulnerabilidad es inversamente proporcional al número de circuitos en el tramo, lo que aumenta el SPD

a 0,55 para esta configuración.

En las alternativas posteriores, se incorpora al menos una nueva línea radial sin riesgo. Dado que comparten la misma barra (Chañaral), forman parte del mismo sistema. Por lo tanto, el valor mínimo es de 0,9 más el valor del Caso Base. En este contexto, ambas alternativas se consideran resilientes y resuelven el problema. Para la métrica, la elección entre ellas es indistinta. Sin embargo, en la planificación, se busca abordar los problemas al menor costo posible. Si se cumple que $SPD > 0,92$, debería seleccionarse la solución más económica.

A continuación, se detallan los resultados en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral.

Caso	Barra D	Barra F	SPDs	HI	BVI	k	avg	SPD_{Total}
Caso Base	2	1	0,278	1	1	1	2,60	0,28
Doble Circuito	2	1	0,555	1	0,5	1	2,60	0,56
Alt. Javiera	2	3	0,953	1	1	1	0,05	1,23
	2	1	0,278	1	1	1	2,60	
Alt. Totalillo	2	3	0,906	1	1	1	0,10	1,18
	2	1	0,278	1	1	1	2,60	

6.2.6. Solución

Finalmente, se incorpora la variable económica v/s la métrica. Lo anterior se resumen en la siguiente Tabla 6.5:

Tabla 6.5: Resultados de métrica por alternativas caso Chañaral.

Caso	SPD Fuente S/E Diego Almagro	SPD Fuente S/E Javiera	SPD Total	VI (MM USD)
Caso Base	0,277	0	0,277	0
Doble Circuito	0,555	0	0,555	4
Alternativa Totalillo	0,277	0,906	1,183	33
Alternativa Javiera	0,277	0,952	1,229	23

Donde por cumplir $SPD > 0,2$ y ser el valor de inversión (VI) mínimo 23 MM USD, se elige la Alternativa 4, desde S/E Javiera. Los detalles del proyecto, su valorización, tiempos de ejecución y factibilidad técnica son expuestos en los Anexos A.2.

6.3. Caso Concepción

El segundo caso bajo evaluación es la zona de Charrúa - Concepción. Es ampliamente reconocido que, tras el retiro de la generación local a carbón, en particular las unidades de Bocamina, esta zona ha quedado altamente expuesta. Esto se debe a que se alimenta de cuatro circuitos que comparten la misma franja de seguridad. Además, circuitos de diferentes tensiones (154 kV y 220 KV) abastecen distintos consumos utilizando la misma infraestructura. Este escenario se ilustra claramente en la Figura 6.10.

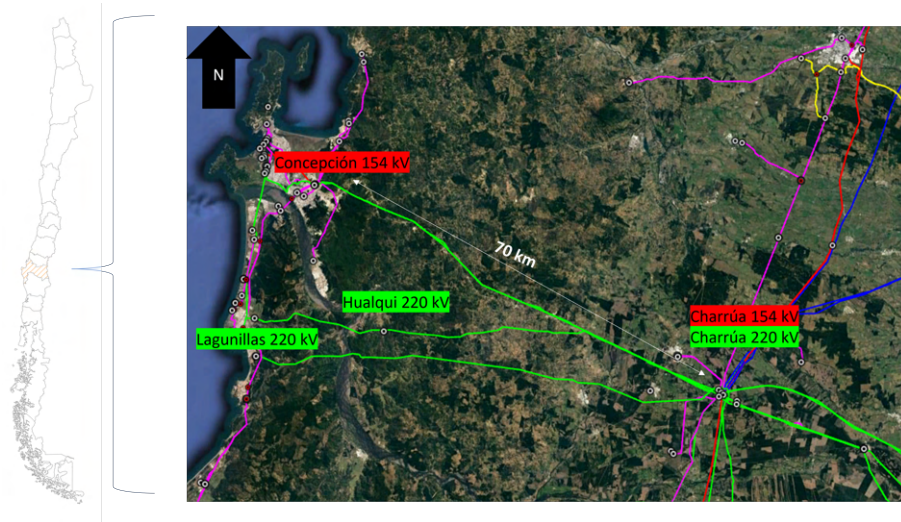


Figura 6.10: Mapa energético y geográfico Concepción. Fuente: elaboración propia.

6.3.1. Identificación

Para el presente caso es de vital importancia situarse geográficamente y establecer la importancia de la elección.

La zona de concepción actualmente se abastece por 4 circuitos de 220 kV, los cuales por casi 23 km comparten franja territorial, esto es a lo más 150 m en común. Lo anterior lo hace particularmente riesgoso para una zona que abastece en promedio 400 MW de demanda y, además, al prescindir de generación local depende netamente de Charrúa.

En términos de riesgo, se analizará en particular el el evento de incendios, que es el más común en la zona y se da de forma permanente en las inmediaciones de la líneas. En este sentido se realiza una consulta publica al Servicio Nacional de Prevención y Respuesta ante Desastres (Sernapred), y se solicita la información georreferenciada de los incendios entre año 2014 y año 2019 (Figura 6.11).

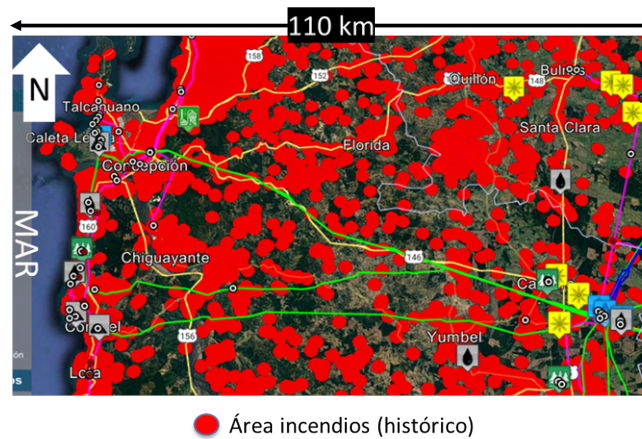


Figura 6.11: Incendios históricos (2014-2019) en la zona a evaluar. Fuente: elaboración propia.

Tal como se plantea en 4, se usó en [13] una metodología para evaluar el riesgo de incendios en tramos de líneas de transmisión basada en píxeles combustibles. Si un incendio afecta parte de un tramo, se considera que puede afectar todo ese tramo, causando posibles interrupciones. En la zona norte, las probabilidades de incendios en los tramos son más altas debido a la dependencia del modelo con la temperatura. Sin embargo, hay menos píxeles combustibles en el norte que en el sur, lo que afecta la probabilidad. La Figura 6.12 muestra la probabilidad de ignición en la línea de transmisión en distintos periodos. Los cambios entre periodos son bajos, con un máximo de 2%. No obstante, esto no refleja el riesgo real de incendios, ya que no se modeló la propagación de estos focos, que dependen en gran medida de la acción humana.

Se calcularon (en [13]) las probabilidades máximas de incendio de verano (diciembre a marzo) en celdas seleccionadas para dos periodos: histórico (1985-2015) y futuro (2030-2060).

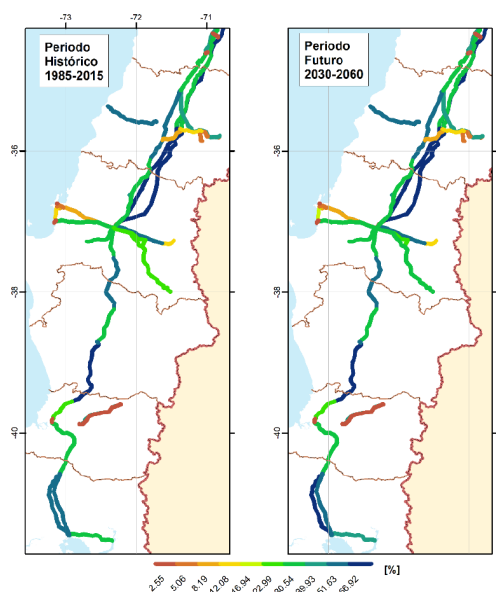


Figura 6.12: Mapa de probabilidad de ignición en periodos históricos y futuros. Fuente:[13].

Por la envergadura de la carga y la probabilidad de ignición y falla del tramo común entre Charrúa y la zona, se debe estudiar y proponer una media de mitigación que proponga soluciones desde la transmisión.

6.3.2. Análisis topológico

Algo que llama la atención al observar el mapa geográfico con la infraestructura de transmisión, es que desde Charrúa 220 kV arrancan 2 corredores hasta la costa (Figura 6.13). Les llamaremos Sistema 1 y Sistema 2, donde el sistema 1 (en rojo) se conecta directamente con barras de consumo regulado de 220 kV (Hualqui, Hualpén, Concepción, Lagunillas y Guindo), mientras que el Sistema 2 en amarillo corresponde a una línea dedicada de aproximadamente 770 MW de capacidad, la cual fue concebida para inyectar la generación de la central a carbón Santa María. Esta línea actualmente es propiedad de Alfa Transmisora, filial de Celeo Redes S.A., y ha sido candidata a otorgar una franja

alternativa a la zona de concepción en 2 ocasiones en el proceso regulado sin éxito.

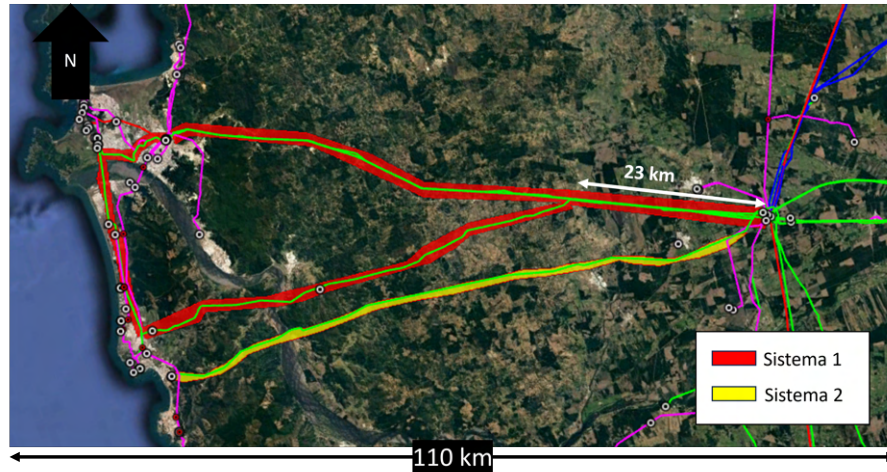


Figura 6.13: Subsistemas identificados en zona costa Charrúa. Fuente: elaboración propia.

En cuanto a topología y operación, se lleva a cabo una simulación en DigSilent PowerFactory. El objetivo es identificar los puntos críticos para la resolución del problema y comprender cómo la CNE aborda el abastecimiento de demanda en términos de modelado. Esta simulación modela un escenario operativo para el año 2029, tomando en cuenta los proyectos de transmisión en construcción y todos los supuestos incluidos en la base de datos de la CNE del ITF 2022 para ese año. Esta configuración se muestra en la Figura 6.14.

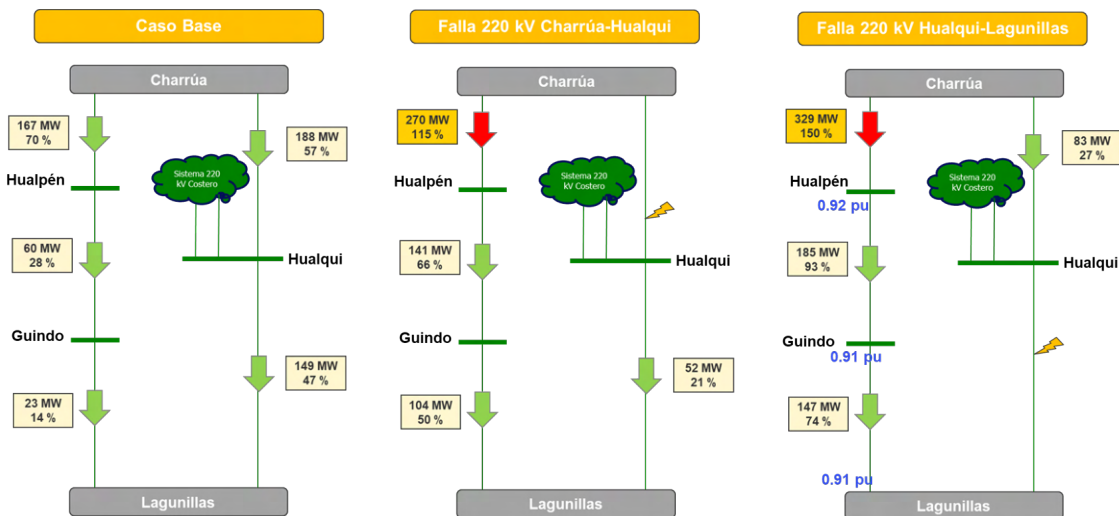


Figura 6.14: Simulación flujo AC año 2029, subsistema 1. Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, se detectan problemas de seguridad en la operación N-1: existen cargabilidades que superan el 100%, y hay barras con tensiones por debajo de lo permitido según la NTCyS. Es esencial recordar que, para instalaciones nacionales (como es el caso), estos problemas son motivos suficientes para impulsar obras. Aunque esto es relevante, las alternativas propuestas deben abordar tanto estos problemas como los de resiliencia

previamente discutidos. Un aspecto crucial de este análisis, en el marco del estudio de resiliencia, es que toda la energía proviene íntegramente de Charrúa en cualquier escenario. Esto es coherente con el retiro de las centrales locales, dependiendo únicamente del Sistema 1, como se muestra en la Figura 6.13. De esta manera, tanto el Coordinador como la CNE se concentran exclusivamente en el sistema de 220 kV, reconociendo que es esencial para el suministro crítico aguas abajo. En particular, para 66 y 154 kV, se responde a criterios de suficiencia.

Lo representado en la Figura 6.15 se centra exclusivamente en el Sistema 1 de la Figura 6.13. En esta representación, se destacan las “Zonas Comunes”, que son áreas donde varios circuitos comparten la misma franja. Esta disposición tiene como objetivo reflejar de manera más realista la ubicación de los activos en términos gráficos.

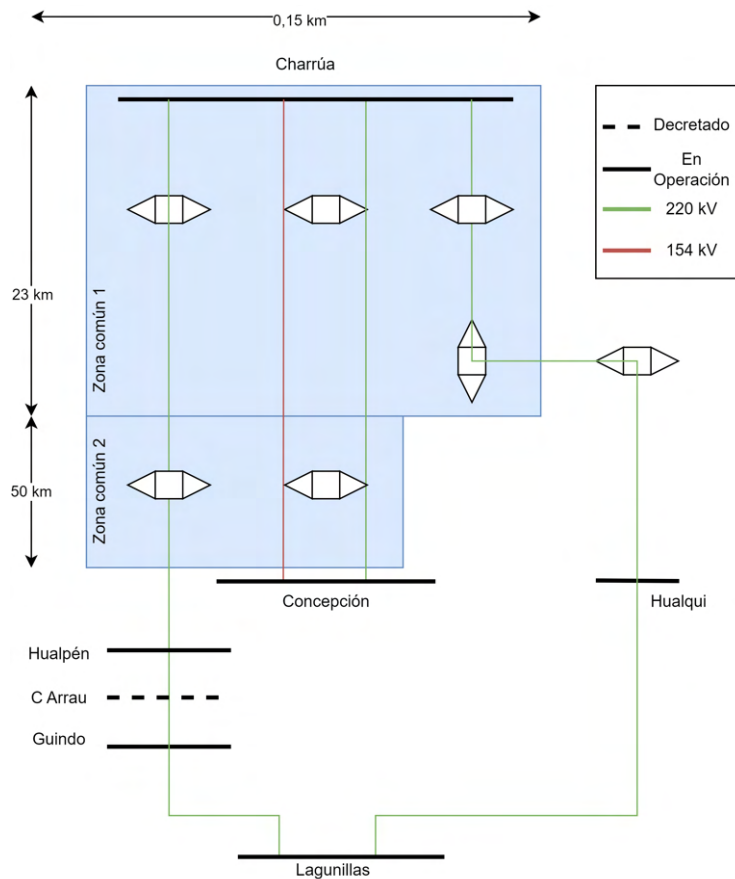


Figura 6.15: Disposición geométrica y eléctrica Subsistema 1. Fuente: Elaboración propia.

Dada la situación descrita, resulta necesario proponer nodos espaciales definidos en el Capítulo 5. Estos nodos se establecen de acuerdo con las convenciones discutidas y se ilustran en la Figura 6.16.

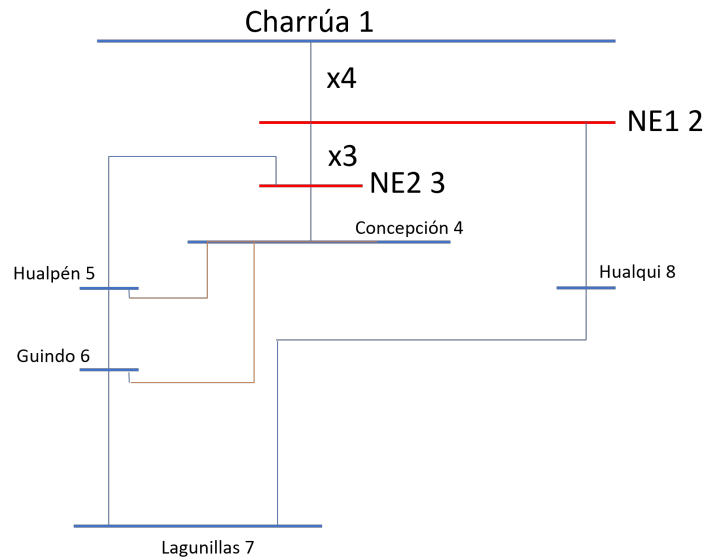


Figura 6.16: Entrada topológica utilizada en el algoritmo para calcular SPD en este caso. Fuente: elaboración propia.

6.3.3. Diagnóstico

A diferencia del caso de Chañaral, se debe velar por la resiliencia de todas las barra que afecten a consumos regulados. En este sentido, se calcula el SPD en todas las barras menos los nodos espaciales y Charrúa que actúa como fuente (ver Figura 6.17). Adicionalmente se informa que el factor de riesgo es $f_{rIncendios} = 5$, ya que debe ser una décima parte de la definida por los aluviones.

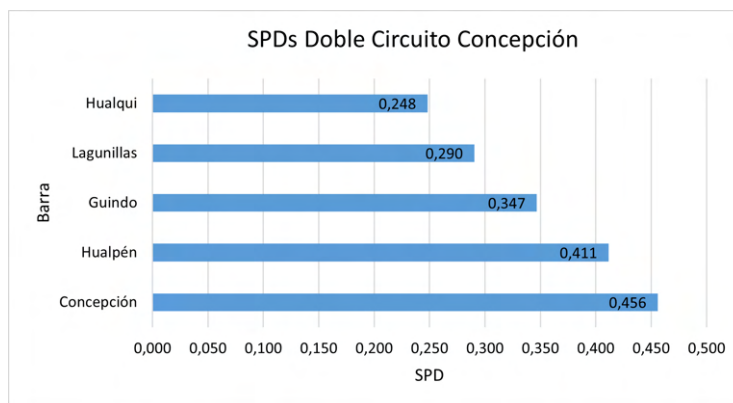


Figura 6.17: Resultado SPDs por barra de interés de la zona. Fuente: elaboración propia.

Se observa que ninguna barra alcanza el nivel de SPD definido como resiliente, lo que indica la necesidad de buscar alternativas para mitigar esta situación. Los detalles de los subíndices obtenidos en la simulación se presentan en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6: Resultados diagnóstico zona Concepción.

Barra	N° Barra C	Fuente (Charrúa)	SPDs	HI	BVI	k	avg
Concepción	4	1,000	0,456	5,000	5,000	4,000	0,404
Hualpén	5	1,000	0,411	4,000	4,000	3,000	0,367
Guindo	6	1,000	0,347	4,333	4,333	3,000	0,382
Lagunillas	7	1,000	0,290	4,667	4,667	3,000	0,424
Hualqui	8	1,000	0,248	5,000	5,000	3,000	0,451

6.3.4. Evaluación de alternativas

En respuesta a la situación planteada, se consideran dos alternativas ya conocidas en la industria, las cuales han sido propuestas anteriormente pero no se han implementado exitosamente en el proceso de expansión.

6.3.4.a. Alternativa 1: tendido del Segundo Circuito Charrúa - Lagunillas 220 kV

Esta alternativa implica el tendido del segundo circuito de la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV. La línea propuesta tendría una longitud de 77 km y estaría construida sobre estructuras preparadas para doble circuito, aunque actualmente solo un circuito está tendido (como se muestra en la Figura 6.18).

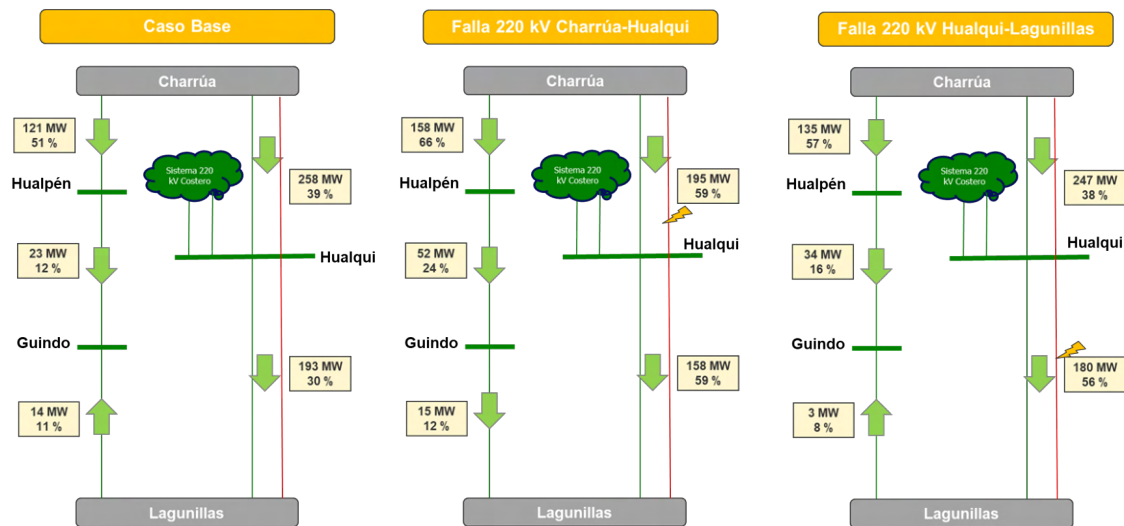


Figura 6.18: Flujo de potencia AC con alternativa de segundo circuito. Fuente: elaboración Propia.

Como se observa en la Figura 6.18, este proyecto soluciona problemáticas y situaciones vistas en el análisis previo de topología, pero tiene exactamente el mismo trazado que los activos existentes, donde eventualmente la métrica no captura este efecto.

6.3.4.b. Alternativa 2: seccionamiento Charrúa - Santa María 220 kV

El proyecto contempla la construcción de una nueva subestación, denominada Patagual, que se realizará mediante el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Charrúa – Central Santa María y 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA. Esto incluye los paños de línea correspondientes y un patio de 220 kV con una configuración de interruptor y medio. Además, se propone aumentar la capacidad de transmisión de la línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, en el tramo entre el punto de seccionamiento asociado a la "Nueva S/E Patagual" la subestación Lagunillas. Esta mejora permitirá una capacidad de transmisión de al menos 500 MVA por circuito a 35° C bajo condiciones de sol, e implicará el reemplazo y los ajustes necesarios en todo el equipamiento primario que exceda sus características nominales debido a este aumento de capacidad. La topología de la nueva construcción se muestra en la Figura 6.20.

En términos sencillos, el proyecto busca conectar eléctricamente los Subsistemas ilustrados en la Figura 6.13.

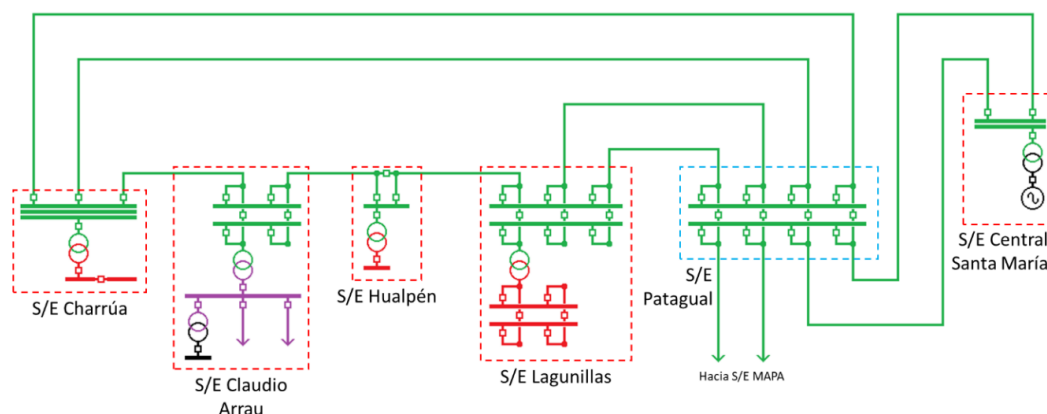


Figura 6.19: Topología utilizada por la CNE para evaluar el proyecto en ITP 2022.[1]

En la Figura 6.20, se puede observar la infraestructura existente marcada en rojo, mientras que el proyecto de la nueva subestación se destaca en amarillo. Este proyecto implica seccionar la línea existente Charrúa - Sta María y Charrúa - Lagunillas, proporcionando así una ruta geográfica alternativa para abastecer los consumos de Concepción.

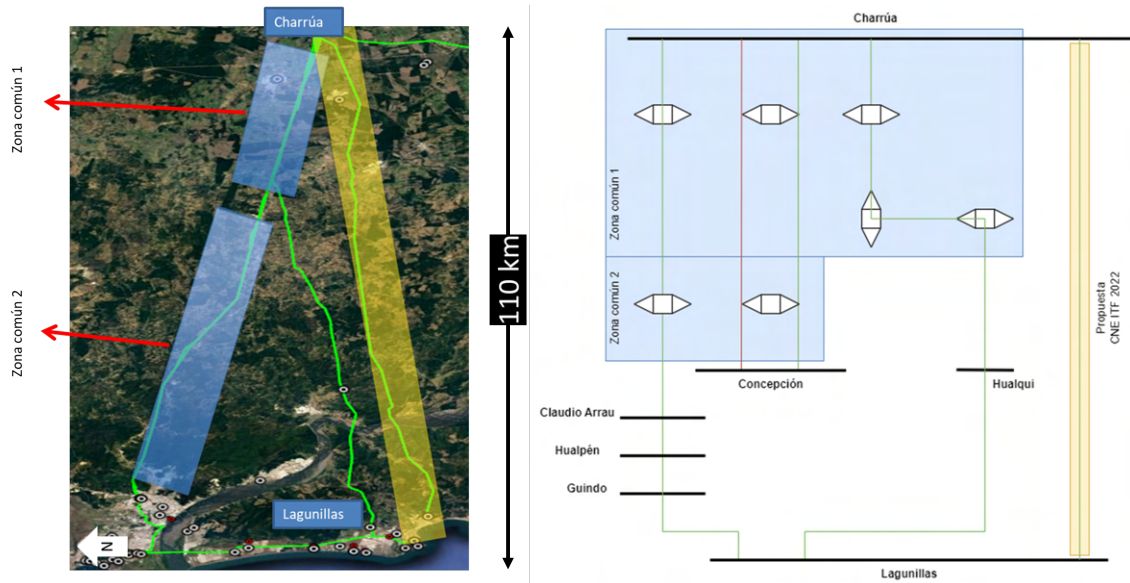


Figura 6.20: Disposición geométrica y eléctrica de la zona con la solución de la alternativa 2. Fuente: elaboración Propia.

Cabe destacar que este proyecto fue promovido por la CNE en el Informe Técnico Preliminar, siendo desistido vía Panel de Expertos.

6.3.4.c. Comparación alternativas

Se realiza el cálculo de SPD para cada barra (ver Tabla 6.7), considerando las longitudes, distancias eléctricas normalizadas, topologías espaciales y físicas.

Tabla 6.7: Comparación numérica soluciones para zona costa Charrúa.

Barra	Caso Base	Doble circuito (Charrúa - Lagunillas)	Nueva S/E Patagual
Concepción	0,456	0,507	1,694
Hualpén	0,411	0,449	1,271
Guindo	0,347	0,376	1,085
Lagunillas	0,290	0,313	0,816
Hualqui	0,248	0,276	0,920

Inicialmente, es importante destacar que en ninguna de las barras se alcanza el umbral de 0,92 de SPD para la alternativa de doble circuito. Esto sugiere que, para este tipo de eventos, los dobles circuitos no son efectivamente capturados por la métrica, dado que fue diseñada para incentivar la creación de nuevos caminos ante un evento que represente un riesgo en la cadena de suministro. Aunque la métrica muestra un aumento, no logra reflejar un nivel de resiliencia adecuado al no aportar nuevos caminos.

En cuanto a la segunda alternativa, se observa que en el 80 % de las barras evaluadas se superan los niveles deseados de resiliencia, con la excepción de la subestación de Lagunillas.

Sin embargo, esta subestación no es crítica, ya que una falla en un tramo adyacente a ella no compromete el suministro con la infraestructura existente. Por tanto, esta alternativa resuelve de manera integral la problemática de resiliencia de la zona, aprovechando una línea que dejará de usarse tras el retiro de la Central Santa María en 2040. Además, este proyecto aborda eficazmente los desafíos de suficiencia y seguridad que también resuelve la alternativa 1, logrando cumplir con tres criterios del reglamento por un costo adicional de 2 millones de dólares en la inversión inicial.

Es importante considerar que los costos podrían ser mayores en términos tarifarios, donde el cambio de su clasificación de dedicada a regulada podría incrementar los costos en hasta 125 millones de dólares durante al menos los próximos cinco períodos tarifarios (horizonte de planificación).

La Figura 6.21 ilustra gráficamente la variabilidad del cálculo de SPD por barra y por alternativa, confirmando las conclusiones previas.

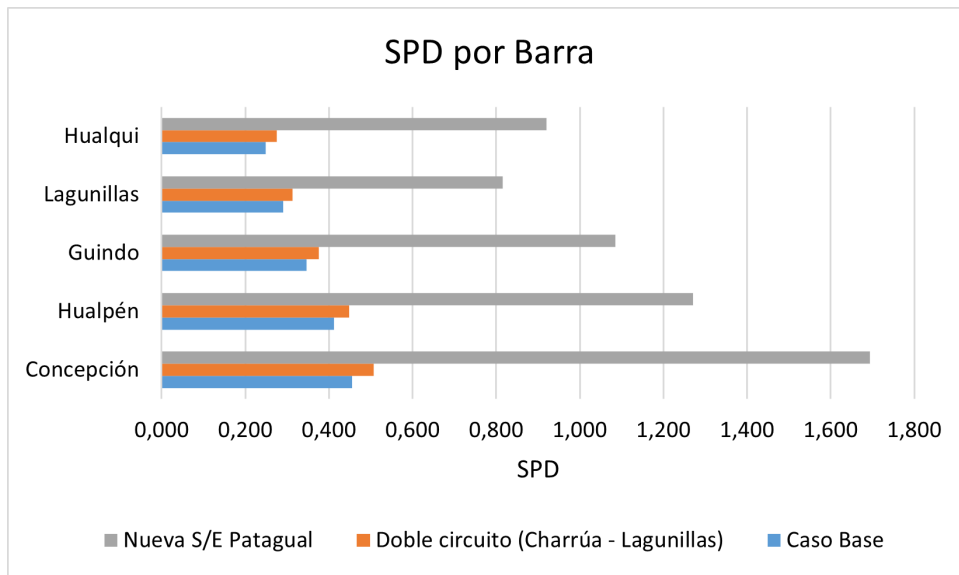


Figura 6.21: Gráfico comparativo de alternativas para la zona de Concepción. Fuente: elaboración propia.

6.3.5. Solución

Dado que solo una solución alcanza un SPD mayor a 0,92 y se ajusta al presupuesto disponible, se selecciona la alternativa de seccionamiento. Aunque en esta comparación solo se consideran los valores de inversión (VI), es importante tener en cuenta que existen posibles aumentos tarifarios debido al cambio de calificación. Sin embargo, para los fines de este estudio, estos aumentos no se incluyen en la priorización.

Los resultados se resumen en la Tabla 6.8.

Tabla 6.8: Tabla comparativa de métrica promedio en barras de interés

Alternativa	SPD promedio	VI (MM USD)
Caso Base	0,350	0
Alternativa 1	0,384	30,2
Alternativa 2	1,157	32

Para más detalles sobre la descripción, valoración y plazos de ejecución de ambas alternativas, véase los anexos A.2.

6.4. Comparación con metodología Reglamento de planificación

A lo largo de este informe, se ha realizado un análisis crítico de la metodología de resiliencia presentada en el actual Reglamento de Planificación. A continuación, se compara la metodología actual con la propuesta, como se detalla en la Tabla 6.9.

El único caso precedente conocido es el de Chañaral, donde la CNE llevó a cabo una evaluación de costo-beneficio utilizando una hoja de cálculo de Excel. En esta hoja, se realizaron operaciones matemáticas para demostrar que el proyecto no generaba beneficios netos. Este procedimiento se efectuó en el marco de las observaciones del Informe Técnico Preliminar, en el cual se rechazó la inclusión del proyecto Javiera-Chañaral 110 kV, promovido por Transelec S.A.

Tabla 6.9: Comparación entre metodología actual y propuesta

Aspectos	Propuesta	Actual
Uso de variables climáticas	Al tratarse de un problema de planificación a largo plazo, se toman variables futura e históricas. Los tiempos de recuperación son históricos, pero se asumen que los eventos aumentarán en frecuencia mas no en intensidad.	Se utiliza el peor caso histórico y se fija el periodo de retorno del evento fijo según antecedentes históricos nada más.
Captura de topología	Se captura mediante la métrica.	No toma en cuenta la topología ni la configuración entre barras de alimentación y carga. En este sentido la metodología utilizada por la CNE no es capaz de capturar el riesgo real ya que las canaliza todas a través del costo de falla de corta duración (CFCD).
Evaluación Económica	Considera un presupuesto anual para asignarlo a obras que otorguen resiliencia a los consumidores finales. Este presupuesto debe optimizarse y priorizarse según la métrica.	Se considera un análisis de costo beneficio (Figura 6.22), que valoriza la energía no servida según el costo de falla de corta duración, el cual es definido cada 4 años y reindeado semestralmente. Este es un costo que va a la baja según lo mostrado en la Figura. Esto induce a que la metodología utilizada dependa en gran medida del nivel de demanda, por lo que el proyecto de Chañaral es imposible de que sea promovido.

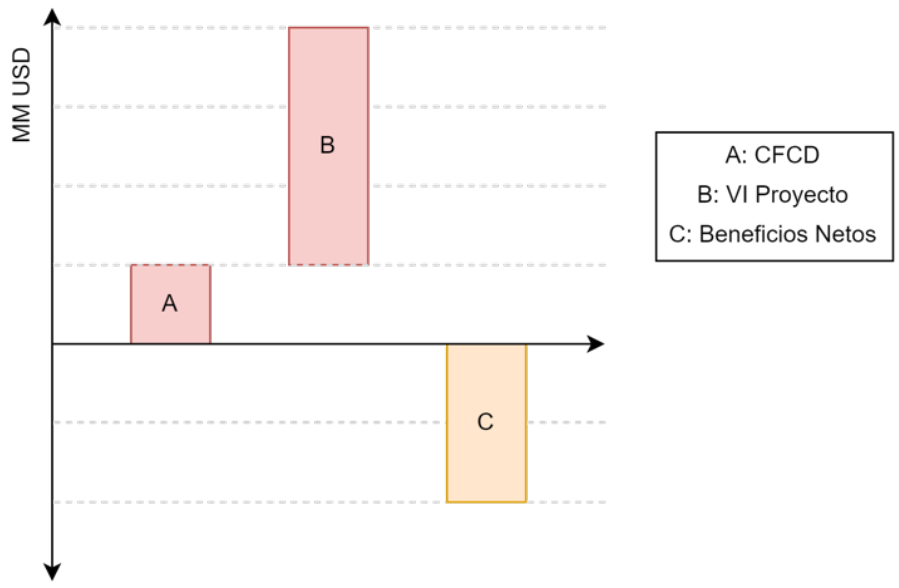


Figura 6.22: Descripción gráfica análisis económico CNE.

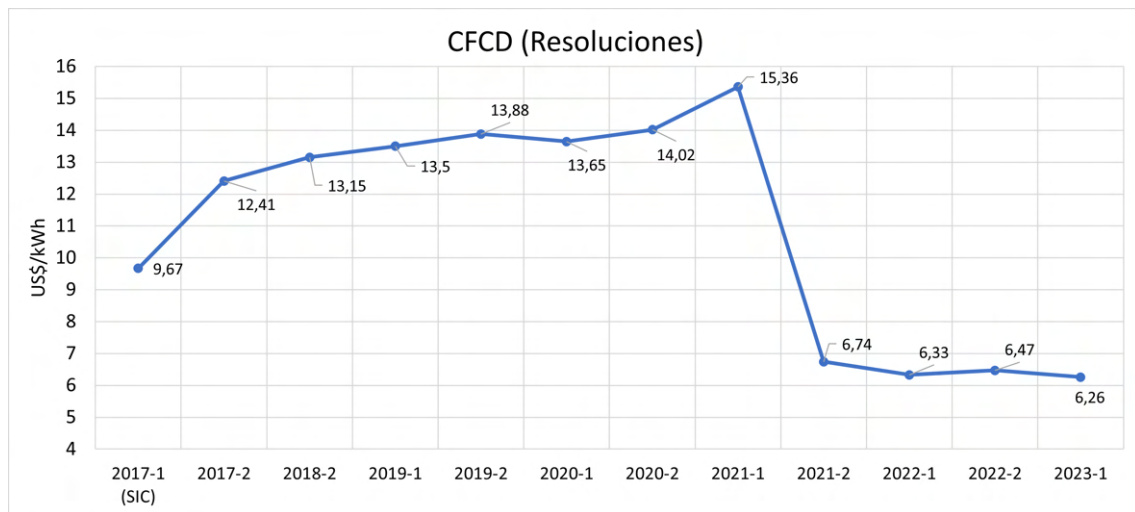


Figura 6.23: Costos de Falla de corta duración a través del tiempo.

Capítulo 7

Conclusiones

7.1. Conclusiones

La discusión en esta memoria ha resaltado la imperiosa necesidad de que las obras por resiliencia no solo existan, sino que también se distingan claramente de las de seguridad, apoyándose mutuamente en el contexto del abastecimiento de riesgo. Como se ha detallado en el Capítulo 2, esta distinción conceptual es crucial, y aunque no representa un problema en sí misma, la baja disposición de pago por obras de resiliencia impone el desafío de encontrar soluciones costo-eficientes que simultáneamente minimicen el riesgo de abastecimiento.

Adoptar un criterio mixto entre suficiencia y resiliencia se ha mostrado como una estrategia prometedora para mitigar las incertidumbres económicas de los participantes del mercado. Sin embargo, la falta de un respaldo matemático legal y la ausencia de incentivos adecuados podrían limitar la efectividad de tal enfoque. Además, la metodología actual podría llevar a la propuesta de obras importantes por razones equivocadas, lo que subraya la necesidad de una revisión crítica y un ajuste de los criterios utilizados.

La incorporación de modelos climáticos futuros en la Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP) es otra área destacada en este trabajo. Estos modelos son esenciales para anticipar y prepararse para los cambios en el entorno de las líneas de transmisión y otras infraestructuras. Aunque diferentes países ya están adoptando esta práctica, su inclusión como un requisito obligatorio en el plan de expansión representa un paso adelante significativo para el sector.

En términos de financiación, establecer un presupuesto específico para la resiliencia en transmisión y utilizar la métrica propuesta para optimizar este presupuesto es una recomendación clave. Este enfoque asegura que se seleccionen proyectos que no solo impacten significativamente en la métrica de resiliencia, sino que también presenten un costo razonable, como se ilustra con el ejemplo del proyecto de Chañaral.

Esta memoria también identifica que, aunque la transmisión es un componente clave para ofrecer resiliencia energética, el segmento de distribución no debe ser subestimado. La madurez del esquema regulatorio de planificación de la transmisión actual ofrece una base sólida, pero la distribución también podría jugar un papel importante en el futuro.

En cuanto a los resultados, se observa que estrategias como el N-1 y la redundancia

son cruciales para abordar la exposición a alto riesgo en corredores de abastecimiento radial. Además, se debe considerar la posibilidad de almacenamiento para eventos de corta duración, lo que puede ser una alternativa viable en ciertos escenarios.

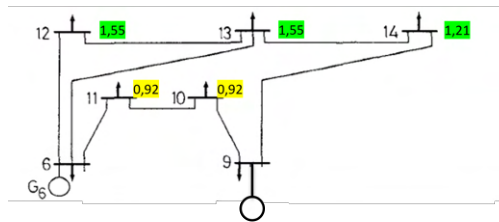
Para concluir, aunque la métrica propuesta captura beneficios topológicos y considera tiempos de recuperación, se podría complementar con otros indicadores, como la evaluación del potencial de generación en trazados alternativos. Esto no solo reduciría los costos de inversión, sino también las emisiones de CO_2 .

Finalmente, la implementación efectiva de esta métrica en el SEN requiere una cuidadosa consideración de la realidad nacional en términos de incentivos, participación de actores relevantes y planificación de largo plazo.

Apéndice A

Tablas y resultados

A.1. Resultados IEEE 14 barras cortes



Barra

Barra	Gens	SPDs	BVI	k	avg
10	6	0.509902	3.666667	3	0.312844
	9	0.415733	4	3	0.35303
	Total	0.925635			
11	6	0.420398	4	3	0.338017
	9	0.504136	3.666667	3	0.327858
	Total	0.924535			
12	6	0.802099	3	3	0.246729
	9	0.751465	4	4	0.330733
	Total	1.553564			
13	6	1.036982	2.666667	3	0.220489
	9	0.521823	3.666667	3	0.282851
	Total	1.558805			
14	6	0.78971	3	3	0.266288
	9	0.423362	4	3	0.32865
	Total	1.213072			

Figura A.1: Vista desde nodos carga superiores.

A.2. Flujo esperado Chañaral

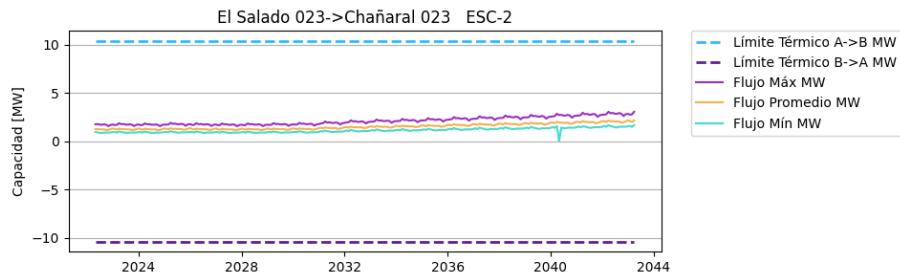


Figura A.2: Flujo OSE 2000 para tramo expuesto.

Apéndice B

Valorizaciones y antecedentes proyectos

B.1. Chañaral: datos Año 2020

El proyecto considera la construcción de una nueva línea 1x110 kV entre la actual subestación Javiera y una nueva subestación de 110/23 kV, denominada Nueva Chañaral, a ser construida en las cercanías de la actual subestación Chañaral. La línea tendrá una capacidad de 120 MVA y una extensión aproximada de 42 km sobre estructuras de acero galvanizado.

La subestación Nueva Chañaral será en configuración de barra principal y barra de transferencia en 110 kV, con un total de 4 paños en 110 kV: Dos paños de línea para las conexiones de la nueva línea desde la S/E Javiera y de la línea existente 1x110 kV El Salado-Chañaral, hoy energizada en 23 kV, un paño para la conexión de un transformador 110/23 kV de 20 MVA y un paño de transferencia. En la nueva subestación se desarrollará un patio de transformación para la instalación del nuevo transformador, y un parrón de 23 kV para la conexión del nuevo transformador y de la línea de alimentación en 23 kV a la subestación Chañaral existente.

En la subestación Javiera se considera la construcción de un nuevo paño en 110 kV para la conexión de la nueva línea. Se deberá decretar una obra adicional que considere la ampliación de las instalaciones comunes, en particular la barra principal y la barra de transferencia de 110 kV.

La obra considera los sistemas de control, protecciones, comunicaciones y Scada para las nuevas instalaciones, y los nuevos paños en las subestaciones existentes, así como la ampliación de la protección diferencial de barra correspondiente y las modificaciones de control, protecciones y SS/AA de las instalaciones que se vean afectadas por el proyecto.

B.2. Caso Charrúa : alternativa segundo tendido Charrúa Lagunillas

El proyecto considera el tendido del segundo circuito de la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, de 77 km de longitud, construida sobre estructuras de doble circuito, pero con un circuito tendido. El conductor a utilizar será AAAC 927,2 MCM GREELEY, similar al circuito existente.

El nuevo circuito será conectado en la subestación Lagunillas por medio de una nueva media diagonal, en la subestación Charrúa por medio de un nuevo paño conectado a la barra N°3 existente, además se considera el seccionamiento del nuevo circuito en la S/E Hualqui, por medio de la construcción de dos nuevas medias diagonales en dicha subestación.

En la subestación Charrúa, se considera la utilización de cable aislado de 220 kV para la conexión del nuevo circuito desde la primera torre de la línea Lagunillas – Charrúa, dentro de la subestación Charrúa hasta el paño correspondiente.

El proyecto permite abastecer la zona de Concepción, reduciendo las congestiones y los costos de operación que se esperan en el mediano plazo. Se aumentan las transferencias de potencia en el tramo 220 kV Charrúa - Hualqui - Lagunillas y en el tramo 220 kV Charrúa - Hualpén, por sobre la operación con criterio N-1, lo que hace necesario nueva infraestructura para evitar congestiones y el desprendimiento de carga en la zona de Concepción.

B.2.1. Valorización

Valorización (USD \$)	
1. Costos Directos	\$ 20.703.189
1.1. Ingeniería	\$ 913.314
1.2. Gestión medioambiental	\$ 310.518
1.3. Instalación de Faenas	\$ 682.651
1.4. Materiales eléctricos	\$ 7.094.806
1.4.1. Equipamiento de paño	
1.4.2. Instalaciones comunes de patio	
1.4.3. Equipamiento de transformación y/o reactores de poder	
1.4.4. Equipamiento de equipos de compensación	
1.4.5. Desmontaje	
1.5. Materiales civiles	
1.5.1. Equipamiento de paño	
1.5.2. Instalaciones comunes de patio	
1.5.3. Equipamiento de transformación y/o reactores de poder	
1.5.4. Equipamiento de equipos de compensación	
1.5.5. Desmontaje	
1.6. Montaje eléctrico	\$ 6.733.421
1.6.1. Equipamiento de paño	
1.6.2. Instalaciones comunes de patio	
1.6.3. Equipamiento de transformación y/o reactores de poder	
1.6.4. Equipamiento de equipos de compensación	
1.6.5. Desmontaje	
1.7. Construcción obras civiles (Materiales incluidos)	\$ 2.292.770
1.7.1. Equipamiento de paño	
1.7.2. Instalaciones comunes de patio	
1.7.3. Equipamiento de transformación y/o reactores de poder	
1.7.4. Equipamiento de equipos de compensación	
1.7.5. Desmontaje	
1.8. Terrenos y Servidumbres	\$ 2.156.885
1.8.1. Terrenos	
1.8.2. Servidumbres	
1.9. Pruebas y puesta en servicio	\$ 518.824
2. Costos Indirectos	\$ 9.560.364
2.1 Gastos Generales	\$ 6.060.517
2.2 Seguros	\$ 375.260
2.3 Imprevistos	\$ 2.043.376
2.4 Inspección Técnica de Obras	\$ 1.081.191
Costo Total	\$ 30.263.553
Otras consideraciones y alcances adicionales de la valorización	

otros.

B.3.1. Valorización

El V.I. referencial del proyecto es de 27.620.707 dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

El C.O.M.A. referencial se establece en 441.931 dólares (1,6 % del V.I. referencial), moneda de los Estados Unidos de América.

B.3.2. Plazos

El proyecto deberá ser construido y entrar en operación, a más tardar, dentro de los 60 meses siguientes a la fecha de publicación en el Diario Oficial del respectivo decreto a que hace referencia el artículo 96° de la Ley.

B.4. Algoritmos utilizados

Listing B.1: Algoritmo principal utilizado para todos los ejemplos y resultados del presente documento

```
# Esto es un comentario en Python (se omiten tildes por  
compatibilidad)  
import networkx as nx  
import matplotlib.pyplot as plt  
import pandas as pd  
from collections import defaultdict  
from collections import Counter  
  
'''  
Creacion de grafo  
'''  
  
caso = 'Hoja6ss'  
  
df = pd.read_excel('data.xlsx', sheet_name = caso)  
  
# CREAR GRAFO  
G = nx.Graph()  
cn = []  
  
maxia = max(df.a)  
maxib = max(df.b)  
nodo = int(max(maxia,maxib))  
  
for i in range(nodo):  
    G.add_node(i+1)  
  
# Filtro de lineas estado F
```



```

indices = df[df['Estado'] == 'F'].index
df = df.drop(indices)

#Asignacion de valores de l nea

for i, j, k, l in zip(df['a'], df['b'],df['ztt'],df['Multi']):
    if l == 2:
        set1 = {i,j}
        cn.append(set1)
        G.add_edge(i,j, impedance = k)
    else :
        G.add_edge(i,j, impedance = k)

'''
Dibujar grafos y sus gr ficos
'''

pos = nx.spring_layout(G) # Posiciones de los nodos
nx.draw(G, pos, with_labels=True, node_color='lightblue',
        edge_color='gray')
nx.draw_networkx_edge_labels(G, pos, edge_labels=nx.
        get_edge_attributes(G, 'impedancia'))

# Ajustar las proporciones del dise o de los nodos
ax = plt.gca()
ax.set_aspect('equal')

plt.show()

def graficar_dos_columnas_bieje(df, columna1, columna2,pl,p2):
    """
    Grafica dos columnas en un gr fico de dos ejes.

    Argumentos:
    - df: DataFrame que contiene los datos.
    - columna1: Nombre de la primera columna.
    - columna2: Nombre de la segunda columna.
    """
    fig, ax1 = plt.subplots()

    # Configurar el primer eje (izquierdo)
    color1 = 'tab:red'
    ax1.set_xlabel('Caminos')
    ax1.set_ylabel(columna1, color=color1)
    ax1.plot(df.index, df[columna1], color=color1)
    ax1.tick_params(axis='y', labelcolor=color1)

    # Configurar el segundo eje (derecho)
    ax2 = ax1.twinx()
    color2 = 'tab:blue'
    ax2.set_ylabel(columna2, color=color2)
    ax2.plot(df.index, df[columna2], color=color2)
    ax2.tick_params(axis='y', labelcolor=color2)

    valor_linea1 = (pl)

```

```

valor_linea2 = (p2)
ax1.axhline(valor_linea1, color='green', linestyle='--')
ax1.axhline(valor_linea2, color='orange', linestyle='--')

# Ajustar la disposici n de los ejes
fig.tight_layout()

# Mostrar el gr fico
plt.show()

'''
Entradas
'''

tgs = [4,5,6,7,8] #barras a evaluar
barras_gen = [1] #barras con generadores

'''
Calculo sub-indices
'''
df_global = pd.DataFrame()
for tg in tgs:

    df_data = []
    sumas = []
    ks = []
    bvis = []
    his = []
    avgs = []
    gens = []
    df1 = pd.DataFrame()

    for i,gen in enumerate(barras_gen) : # Buscador de caminos
        paths = list(nx.all_simple_paths(G, source=gen, target=tg))
        num_paths = len(paths)
        lista_numeros = paths
        numeros = [numero for lista in lista_numeros for numero in
                    lista]
        frecuencia_numeros = Counter(numeros)
        if i ==0:
            dfc = pd.DataFrame.from_dict(frecuencia_numeros, orient
                = 'index', columns=['gen'+str(gen)]).reset_index()
            dfc = dfc.rename(columns={'index': 'item'})
            df1 = dfc
        else:
            dfc = pd.DataFrame.from_dict(frecuencia_numeros, orient
                = 'index', columns=['gen'+str(gen)]).reset_index()
            dfc = dfc.rename(columns={'index': 'item'})
            df1 = pd.merge(df1, dfc, on='item', how='outer')

    for numero, frecuencia in frecuencia_numeros.items():
        df_data.append({'N mero': numero, 'Frecuencia':
                        frecuencia})

```

```

total_impedances = []
for path in paths:
    path_impedances = []
    edges = [(path[i], path[i + 1]) for i in range(len(path)
        ) - 1)]
    for edge in edges:
        impedance = G.edges[edge]['impedance']
        path_impedances.append(impedance)
    total_impedance = sum(path_impedances)
    total_impedances.append(total_impedance)

df = pd.DataFrame({'k': paths, 'z': total_impedances})
df = df.sort_values('z')
df_p = df.expanding().mean()

kk = num_paths
iteracion = []
spds = []
test = []

total = df['k'].to_list()

for camino in total:
    iteracion.append(camino)
    k = len(iteracion)
    h = []

    for path in iteracion:
        num_hops = len(path) - 1 # Subtract 1 since the
            number of hops is equal to the path length minus
            1
        h.append(num_hops)
        HI = sum(h)/k

    repeated_edges = defaultdict(int)
    for path in iteracion:
        edges = [{path[i], path[i + 1]} for i in range(len(
            path) - 1)] # Creamos un conjunto para cada
            borde
        for edge in edges:
            repeated_edges[frozenset(edge)] += 1

    #BVI
    nk = []
    test = []
    for edge, count in repeated_edges.items():
        ##
        print(edge)
        if edge in cn:
            nk.append(int(count)*0.5)
        else:

```

```

        nk.append(int(count))
        test.append(edge)
    BVI = sum(nk)/k

    total_impedances = []
    for path in iteracion:
        path_impedances = []
        edges = [(path[i], path[i + 1]) for i in range(len(
            path) - 1)]
        for edge in edges:
            impedance = G.edges[edge]['impedance']
            path_impedances.append(impedance)
        total_impedance = sum(path_impedances)
        total_impedances.append(total_impedance)
        #print(f"{edge}: {count} times")
    AVG = sum(total_impedances)/len(total_impedances)
    SPD = (k)**2/(BVI*HI*(1+AVG))

##         print(SPD)
##         print(k)
##         print(BVI) esto permite visualizar los subindices en
    cada camino
##         print(HI)
##         print(AVG)

    if kk ==1:
        spds.append(SPD)
        sumas.append(spds[-1])
        ks.append(k)
        bvis.append(BVI)
        his.append(HI)
        avgs.append(AVG)
        gens.append(gen)
        break

    elif spds == []:
        spds.append(SPD)

    elif (SPD-spds[-1])/spds[-1] > 0 and (SPD-spds[-1])/
        spds[-1] < 0.05:
        ks.append(k)
        bvis.append(BVI)
        his.append(HI)
        avgs.append(AVG)
        gens.append(gen)
        sumas.append(spds[-1])
        break

    else:
        spds.append(SPD)
        if len(spds)== kk :
            sumas.append(spds[-1])
            ks.append(k)

```

```
        bvis.append(BVI)
        his.append(HI)
        avgs.append(AVG)
        gens.append(gen)
        break

dfsss = pd.DataFrame({'barra_f':tg, 'Gens':gens, 'SPDs': sumas,
                    'HI':his, 'BVI': bvis, 'k': ks, 'avg':avgs})
df_global = df_global.append(dfsss, ignore_index=True)

print(df_global)
df_global.to_excel('caso'+str(caso)+'.xlsx')
```

Bibliografía

- [1] “Informe técnico preliminar plan de expansión anual de transmisión año 2022 marzo de 2023,” March 2023, accessed: Mar. 23, 2023. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/ITP-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2022.pdf>
- [2] L. Paredes, B. Serrano, and M. Molina, “Revista ciepi 2020 37 resiliencia de los sistemas eléctricos,” 2020. [Online]. Available: https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/143568/CONICET_Digital_Nro.9b7279fe-698b-409e-aaf8-513f53c28b35_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- [3] A. Ummakwe, H. Z. Huang, K. Oikonomou, and K. L. Davis, “Quantitative analysis of power systems resilience: Standardization, categorizations, and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111252, October 2021.
- [4] E. Zenón and J. Rosellón, “Available.” [Online]. Available: https://cide.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1011/458/1/000101760_documento.pdf
- [5] M. Panteli, R. Moreno, E. Alejandro, and P. Mancarella, “Flexibility and resilience in future low-carbon energy systems,” ResearchGate, June 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/361791983_Flexibility_and_Resilience_in_Future_Low-Carbon_Energy_Systems?enrichId=rgreq-92f4a07beedd9f51660bb8344e7f0876-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzM2MTc5MTk4MztBUzoxMTc0Nzc1MzQyODU4MjQyQDE2NTcwOTk2NzY3NzU%3D&el=1_x_3&_esc=publicationCoverPdf
- [6] M. . Company, “How to increase grid resilience through targeted investments,” Dec. 20, 2021, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/how-to-increase-grid-resilience-through-targeted-investments>
- [7] E. Ciapessoni, A. Pitto, P. Faggian, and F. Scavo, “A methodology for resilience-oriented planning in the italian transmission system,” ResearchGate, October 2021, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/356705612_A_Methodology_for_Resilience-oriented_Planning_in_the_Italian_Transmission_System
- [8] “Biblioteca del congreso nacional — ley chile,” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1160108>, 2023, accessed: Jun. 04, 2023.
- [9] J. Monteiro, “Desafíos para el análisis de resiliencia en el sistema de transmisión,” Nov. 2021.

- [10] “Propuesta de expansión de la transmisión,” Coordinador Eléctrico Nacional, Jan. 21, 2021, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>
- [11] Cigiden.cl. (2015) Chañaral, aluvión 2015. Accessed: Oct. 24, 2023. [Online]. Available: <https://www.cigiden.cl/desdeelcielo/chanaral.html>
- [12] SERNAGEOMIN. (2023) Servicio nacional de geología y minería, sernageomin. Accessed: Oct. 24, 2023. [Online]. Available: <https://www.sernageomin.cl/>
- [13] C. de Cambio Global UC, “Estudio de evaluación de la vulnerabilidad, impactos y adaptación al cambio climático de la infraestructura energética de transelec s.a.” Transelec S.A., Orinoco 90, piso 14, Las Condes, Santiago, Tipo de Informe (si es necesario) Número de Informe (si es necesario), Noviembre 2019, informe Confidencial. [Online]. Available: URLdelInforme(siesenlnea)
- [14] IFHV. (2019) Worldriskreport. Accessed: Oct. 24, 2023. [Online]. Available: <https://www.ifhv.de/publications/world-risk-report>
- [15] Tushar, V. Venkataramanan, A. Srivastava, and A. Hahn, “Cp-tram: Cyber-physical transmission resiliency assessment metric,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 5114–5123, 2020.
- [16] A. A. Hagberg, D. A. Schult, and P. J. Swart, “Exploring network structure, dynamics, and function using networkx,” in *Proceedings of the 7th Python in Science Conference*, G. Varoquaux, T. Vaught, and J. Millman, Eds., Pasadena, CA USA, 2008, pp. 11 – 15.
- [17] “Resiliencia,” Dropbox, 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.dropbox.com/sh/yot5gqpkwc1vs4q/AABn8-kqKn_V9OPcmJJVsCh_a/04%20Evaluaciones%20Econ%C3%B3micas/Resiliencia?dl=0&preview=01-Resumen+Evaluaci%C3%B3n+Resiliencia+Javiera+-+Cha%C3%B1aral.xlsx&subfolder_nav_tracking=1
- [18] “De la confiabilidad a la resiliencia enfrentando los desafíos del clima extremo,” https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-130/Accenture-Resilience-Extreme-Weather-POV-Spanish-CS.pdf, accessed: Jun. 04, 2023.
- [19] “New mechanisms to enhance resilience in the power system: final report,” AEMC, 2019, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/new-mechanisms-enhance-resilience-power-system-final-report>
- [20] sinia.mma.gob.cl. Estado del medio ambiente – sinia. No date specified. [Online]. Available: <https://sinia.mma.gob.cl/estado-del-medio-ambiente/>
- [21] “Buscador – panel expertos,” <http://64.202.184.231/>, 2019, accessed: Mar. 24, 2023.
- [22] R. A. E. (RAE) and A. de Academias de la Lengua Española (ASALE), “Diccionario de la lengua española rae - asale,” <https://dle.rae.es/resiliencia>, 2022, accessed: Jun. 01, 2023.

- [23] W. Ardila, D. Romero, and F. Gonzalez, “Excellence in engineering to enhance a country’s productivity,” <https://www.laccei.org/LACCEI2014-Guayaquil/RefereedPapers/RP233.pdf>, 2014.
- [24] M. Bruneau, S. E. Chang, R. T. Eguchi, G. C. Lee, T. D. O’Rourke, A. M. Reinhorn, M. Shinozuka, K. Tierney, W. A. Wallace, and D. Von Winterfeldt, “A framework to quantitatively assess and enhance the seismic resilience of communities,” *Earthquake Spectra*, vol. 19, no. 4, p. 733–752, 2003.
- [25] A. Government, “Critical infrastructure resilience strategy,” Commonwealth of Australia, Barton, 2010.
- [26] Y. Y. Haimes, “On the definition of resilience in systems,” *Risk Analysis: An International Journal*, vol. 29, no. 4, pp. 498–501, 2009.
- [27] P. P. Directive, “Presidential policy directive (ppd)-8: National preparedness,” US Department of Homeland Security, 2013.
- [28] C. S. C. C4, “Proposal for the creation of a new working group 1 wg n° c4.47 strategic directions # 2: 1 technical issues # title of the group: Power system resilience (psr wg) scope, deliverables, and proposed time schedule of the group background,” Accessed: Jun. 05, 2023, 2018. [Online]. Available: https://www.cigre.org/userfiles/files/News/2018/TOR_WG_C4_47_Power_System_Resilience_PSR_WG.pdf
- [29] ACESOL, “Panel 5 - resiliencia del sistema eléctrico nacional,” YouTube Video, May 2023. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=Jn_sbtANvtw&t=574s
- [30] “2022 integrated system plan (isp),” Aemo.com.au, 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2022-integrated-system-plan-isp>
- [31] “Appendix 4. system operability,” 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/a4-system-operability.pdf?la=en>
- [32] “Board approved,” 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/ISOBoardApproved-2021-2022TransmissionPlan.pdf>
- [33] “Rtep 2022 regional transmission expansion plan,” 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notices/2022-rtep/2022-rtep-report.ashx>
- [34] S. Engineering, “2022 spp transmission expansion plan report,” 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.rtoinsider.com/ext/resources/2022/04/17/STEP-Report.pdf>
- [35] S. Cramer, C. Delahoyde, K. Jones, and K. Verclas, “State governance, planning, and financing to enhance energy resilience,” Unknown, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.naseo.org/data/sites/1/documents/publications/NASEO%20NGA%20Resilience_Guide_21Dec2021.pdf

- [36] “National infrastructure advisory council a framework for establishing critical infrastructure resilience goals final report and recommendations by the council,” 2010. [Online]. Available: <https://www.dhs.gov/xlibrary/assets/niac/niac-a-framework-for-establishing-critical-infrastructure-resilience-goals-2010-10-19.pdf>
- [37] P. Fox-Penner and W. Zarakas, “Analysis of benefits: Pseg’s energy strong program,” 2013, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/08/936_analysis_of_benefits_-_pse_gs_energy_strong_program_fox-penner_zarakas_10_07_13.pdf
- [38] “Puerto rico energy resilience fund,” Energy.gov, 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/gdo/puerto-rico-energy-resilience-fund#:~:text=On%20February%2021%2C%202023%2C%20the,with%20renewable%20energy%20by%202050>
- [39] “Community confidentiality candor commitment open distribution transmission resilience overview definition and scope,” 2019, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.natf.net/docs/natf/documents/resources/resiliency/transmission-resilience-overview.pdf>
- [40] “Open distribution community confidentiality candor commitment understanding the definition of resilience (companion document),” 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: [https://www.natf.net/docs/natf/documents/resources/resiliency/Understanding-the-Definition-of-Resilience-\(Companion-Document\).pdf](https://www.natf.net/docs/natf/documents/resources/resiliency/Understanding-the-Definition-of-Resilience-(Companion-Document).pdf)
- [41] E. S. I. group, “Multi-value transmission planning for a clean energy future,” 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2022/06/ESIG-Multi-Value-Transmission-Planning-report-2022.pdf>
- [42] J. Pfeifenberger *et al.*, “Transmission planning for the 21st century: Proven practices that increase value and reduce costs prepared by,” accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/10/Transmission-Planning-for-the-21st-Century-Proven-Practices-that-Increase-Value-and-Reduce-Costs.pdf>
- [43] TERNA, “2021 annual report integrated report,” Mar. 17AD, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Terna_2021_Integrated_Report_8da18ab57d1d0e4.pdf
- [44] —, “Annual report – integrated report 2022,” Mar. 22, 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Terna_2022_Integrated_Report_8db3f8253051f1d.pdf
- [45] A. Codifica and 76, “Metodologia per il calcolo dell’incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale,” Unknown, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Allegato%20A76_Metodologia%20per%20il%20calcolo%20dell%E2%80%99incremento%20della%20resilienza%20della%20RTN_8da0cb083714ad4.pdf
- [46] “Press corner,” European Commission - European Commission, 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_992

- [47] “Recovery and resilience facility,” European Commission, Feb. 12, 2021, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility_en
- [48] “Es es,” Unknown. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF
- [49] A. Longo, S. Giaccaria, T. Bouman, and T. Efthimiadis, “Societal appreciation of energy security: Volume 1: Value of lost load – households (ee, nl and pt),” Jan. 2019.
- [50] “Propuesta de expansión de la transmisión proceso de planificación de la transmisión 2023 gerencia planificación y desarrollo de la red,” Unknown. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe-PET-enero-2023.pdf>
- [51] “Informe técnico definitivo plan de expansión anual de transmisión año 2021 agosto de 2022,” August 2022, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/09/ITD-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2021_V_Rex_N%C2%B0708.pdf
- [52] “02 anexos del documento,” Dropbox, 2023, accessed: Jun. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.dropbox.com/sh/7ti01wne67z3y0o/AAAET0qghW0iNy9CbvZc7yWza?dl=0&preview=ITF+Cap+14+-+Anexo+5+-+Metodolog%C3%ADa+Resiliencia.pdf>
- [53] A. Kwasinski, “Quantitative model and metrics of electrical grids’ resilience evaluated at a power distribution level,” *Energies*, vol. 9, p. 93, 2016.
- [54] Coordinador Eléctrico Nacional, “Información técnica del sistema eléctrico nacional,” 2023, Último acceso: 2023. [Online]. Available: <https://infotecnica.coordinador.cl/>