

DOCUMENTOS DE **PROYECTOS**

Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe

Enzo Sauma
Marina Gil
Rafael Poveda
Coordinadores



NACIONES UNIDAS

CEPAL



Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



NACIONES UNIDAS



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

Deseo registrarme

Conozca nuestras redes sociales y otras fuentes de difusión en el siguiente link:



<https://bit.ly/m/CEPAL>



Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe

Enzo Sauma
Marina Gil
Rafael Poveda
Coordinadores



NACIONES UNIDAS



Este documento fue coordinado por Enzo Sauma, Consultor; Marina Gil, Asistente Superior de Asuntos Económicos, y Rafael Poveda, Consultor, todos de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del proyecto “Foro Regional de Planificadores Energéticos (FOREPLEN)”, orientado al mejoramiento continuo de la planificación energética en apoyo a la transición justa e inclusiva en América Latina y el Caribe, implementado por la CEPAL en conjunto con el programa Get.Transform. Martín Abeles, Director de la División de Recursos Naturales de la CEPAL, se ocupó de la supervisión general del documento.

En su elaboración participaron Enzo Sauma, y Francisco Manríquez, Andrés Pereira y Sonia Vera, Investigadores del departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Se agradecen los comentarios y aportes de Nicolás Olave, Tatiana Pizzi e Ignacio Ñancupil, Consultores de la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales de la CEPAL.

Ni la Unión Europea ni ninguna persona que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en esta publicación. Los puntos de vista expresados en este estudio son de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Unión Europea.

Las Naciones Unidas y los países que representan no son responsables por el contenido de vínculos a sitios web externos incluidos en esta publicación.

No deberá entenderse que existe adhesión de las Naciones Unidas o los países que representan a empresas, productos o servicios comerciales mencionados en esta publicación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las Naciones Unidas o las de los países que representan.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2025/29
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2025
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.2500190[S]

Esta publicación debe citarse como: Sauma, E., Gil, M. y Poveda, R. (Coords.). (2025). Estudio metodológico para la planificación eléctrica resiliente en América Latina y el Caribe. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2025/29). Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Resumen	9
Introducción	11
I. Revisión del estado del arte	13
A. Metodologías de planificación en el sector eléctrico	13
1. Clasificación de metodologías de planificación eléctrica según su formulación matemática	14
2. Identificación de planes de obras en generación y transmisión bajo una estructura de planificación centralizada versus la “selección de escenarios” de inversiones en generación, y posterior plan de obras de transmisión, en mercados desregulados	15
3. Co-optimización de las inversiones en generación y transmisión	17
4. Co-optimización con otros recursos.....	18
5. Herramientas matemáticas para la planificación eléctrica de largo plazo considerando la incertidumbre	19
6. Metodologías de planificación eléctrica usadas en la práctica en el sector eléctrico de algunos países seleccionados.....	30
B. Resiliencia de los sistemas eléctricos.....	31
1. Definiciones fundamentales	32
2. Métricas de resiliencia	33
3. Nueva definición de resiliencia, según el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE).....	34
4. Rol de la resiliencia en la planificación de los sistemas eléctricos	34
5. Análisis de riesgo y evaluación de la seguridad de los sistemas.....	40
6. Incorporación de la resiliencia en la planificación de los sistemas eléctricos a través de metodologías basadas en el análisis de riesgo.....	44
C. Avances en las metodologías para incorporar resiliencia en la planificación eléctrica.....	46
D. Lecciones aprendidas de las metodologías de planificación eléctrica resiliente	52

II. Metodología general para la planificación eléctrica resiliente	55
A. Marco general de la metodología para la planificación eléctrica resiliente	55
1. Marco general y pilares fundamentales	56
2. Interacción entre los pilares fundamentales.....	56
B. Pilar 1: Planificación eléctrica proactiva de preparación.....	57
1. Etapa 1: Determinación de amenazas y factores con incertidumbre	58
2. Etapa 2: Definición de escenarios de insumos.....	61
3. Etapa 3: Cuantificación de insumos y riesgos	62
4. Etapa 4: Determinación de escenarios eléctricos	63
C. Pilar 2: Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una rápida recuperación	64
D. Pilar 3: Proceso de adaptación y aprendizaje	70
E. Retroalimentación en base a los resultados de la encuesta sobre metodología resiliente en los diálogos de transición energética para América Latina y el Caribe 2024.....	72
1. Comentarios generales sobre la metodología de planificación eléctrica resiliente	73
2. Encuesta de planificación resiliente	74
III. Conclusiones	79
Bibliografía	81
Anexo A1	87
Cuadros	
Cuadro 1	Decisiones e impactos asociados frente a incertidumbre según tipo de escenario
	19
Cuadro 2	Clasificación de medidas de adaptación en planificación robusta
	25
Cuadro 3	Sistematización de aspectos relevantes de las metodologías de planificación eléctrica usadas en la industria
	31
Cuadro 4	Elementos básicos para la modelación de fallas de cascada en sistemas eléctricos convencionales y futuros
	44
Cuadro 5	Principales diferencias entre confiabilidad y resiliencia.....
	45
Cuadro 6	Clasificación de funciones, objetivos y métodos de optimización utilizados comúnmente en metodologías de planificación resiliente
	47
Cuadro 7	Diferencias entre tipos de intervenciones estatales ante eventos extremos.....
	52
Cuadro 8	Amenazas físicas de los sistemas eléctricos
	59
Cuadro 9	Amenazas de tecnologías de la información de los sistemas eléctricos.....
	59
Cuadro 10	Estrategias de mejora de planificación y mejora de resiliencia según categoría.....
	68
Cuadro A1.1	Resumen de escenarios de PELP según nivel de transformación tecnológica y crecimiento económico.....
	97
Cuadro A1.2	Factores considerados en escenarios de la PELP de Chile
	98
Cuadro A1.3	Indicadores de confiabilidad revisados en planificación de expansión de generación y transmisión
	100
Cuadro A1.4	Escenarios evaluados en último proceso de planificación
	102
Cuadro A1.5	Capacidad (en MW) de nuevos parques eólicos por cada CREZ.....
	112
Cuadro A1.6	Descripción de escenarios desarrollados por los <i>stakeholders</i> en el proceso LTSA 2014.....
	115
Cuadro A1.7	Número de refuerzos necesarios en cada escenario para los años de planificación
	118

Gráficos

Gráfico 1	Porcentaje de países que consideran el concepto de resiliencia dentro de sus procesos de planificación eléctricos	74
Gráfico 2	Amenazas para los sistemas eléctricos en el contexto de la resiliencia.....	74

Diagramas

Diagrama 1	Análisis de escenarios de simulación de Monte Carlo.....	22
Diagrama 2	Optimización estocástica de dos etapas	23
Diagrama 3	Optimización estocástica de dos etapas con varios sets de inputs por escenario	24
Diagrama 4	Proceso iterativo del análisis RDM.....	28
Diagrama 5	Representación de metodologías ATP y AP.....	30
Diagrama 6	Esquema general de interrelación entre resiliencia y confiabilidad bajo una conceptualización multidimensional e integral.....	31
Diagrama 7	Relación de conceptos de Resiliencia en la operación de un sistema eléctrico.....	33
Diagrama 8	Proceso de planificación de la resiliencia en sistemas eléctricos	35
Diagrama 9	Focos de estrategias y acciones	36
Diagrama 10	Etapas asociadas a la curva de resiliencia.....	38
Diagrama 11	Factores característicos para construir un marco conceptual del rol de la resiliencia.....	38
Diagrama 12	Marco conceptual tipo trapecioide para analizar la resiliencia en un sistema eléctrico	39
Diagrama 13	Marco conceptual de la resiliencia en relación con la resistencia	40
Diagrama 14	Clasificación de amenazas de eventos de los sistemas eléctricos	41
Diagrama 15	Resumen comparativo de metodologías de análisis de riesgo.....	44
Diagrama 16	Relación entre confiabilidad, adecuación, seguridad y resiliencia en los sistemas eléctricos.....	45
Diagrama 17	Diagrama de flujo de proceso aplicado	46
Diagrama 18	Esquema de la metodología para evaluar las contingencias en una red con la inclusión de demanda crítica	50
Diagrama 19	Marco conceptual de análisis de resiliencia para sistema eléctricos rurales en economías emergentes.....	51
Diagrama 20	Esquema del marco general de la metodología de planificación eléctrica resiliente	56
Diagrama 21	Esquema de las etapas del proceso participativo para la planificación eléctrica proactiva de preparación.....	58
Diagrama 22	Esquema de las etapas de la planificación eléctrica proactiva de preparación.....	64
Diagrama 23	Esquema resumen de las acciones ante un evento extremo que provoque degradación en la operación del sistema eléctrico	66
Diagrama A1.1	Etapas del proceso participativo de la PELP en Chile	96
Diagrama A1.2	Metodología de planificación de la expansión de Colombia	101
Diagrama A1.3	Proceso de selección de escenarios energéticos y planificación de la transmisión en el CAISO	108
Diagrama A1.4	Proceso de selección de escenarios energéticos y planificación de la transmisión en el MISO	111
Diagrama A1.5	Esquema general de las etapas de la metodología de construcción de escenarios.....	114
Diagrama A1.6	Ejemplo de formato con descripción de escenario para el escenario 1 BAU	116

Acrónimos y abreviaciones

ABP:	Assumption-Based Planning (Planificación basada en supuestos)
AMEBA:	Plataforma web de análisis de sistemas energéticos que cuenta con el estado del arte en cuanto a algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos
AP:	Adaptation Path (Adaptación por mapa de ruta)
APM:	Adaptation Policy Measures (Políticas de adaptación)
ATP:	Adaptación en puntos críticos
BAU:	Business as usual
BNE:	Balance Nacional de Energía (Chile)
CAES:	Compressed air energy storage (almacenamiento con aire comprimido)
CAISO:	California Independent System Operator
CAPEX:	Capital Expenditures, inversiones en bienes de capital
CCS:	Carbon Capture and Storage (Captura y Secuestro de carbono)
CIGRE:	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
CL:	Critical Load (demanda crítica)
CLPE:	Subasta de contrato de energía de largo plazo (Colombia)
CREG:	Comisión de regulación de energía y gas (Colombia)
CREZ:	Competitive Renewable Energy Zones (Texas)
CxC:	Cargo por confiabilidad
DAP:	Dynamic Adaptive Planning (Planificación dinámica adaptativa)
DC SCOPF:	Direct Current Security Constrained Optimal Power Flow
DoE:	Department of Energy
EGEAS:	Electric Generation Expansion Analysis System
ENFICC:	Energía firme
EnLAG:	Ley de Ampliación de la Red Eléctrica 2009 (Alemania)
ENTSO-E:	Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)
EnWG:	Ley de Energía (Alemania)
EPRI:	Electric Power Research Institute
ERCOT:	Electric Reliability Council of Texas
ERNC:	energías renovables no convencionales
FACTS:	Flexible alternating current transmission system
FNCER:	Fuentes no convencionales de energía Renovable (Colombia)
FPO:	Fecha de puesta en operación
GD:	Generación distribuida
GNL:	Gas Natural Licuado
GridView:	Simulador de mercados energéticos que modela la optimización de la transmisión y la seguridad de los recursos del sistema contra cargas distribuidas espacialmente
HILP:	High Impact and Low Probability (alto impacto y baja probabilidad)
HVDC:	High voltage direct current (Corriente Continua de alta tensión)
AC:	Alternate Current (corriente alterna)

IPM:	Integrated Planning Model desarrollado por la compañía ICF
ISO:	Independent System Operator (Operador del sistema)
LEAP:	Long-Range Energy Alternatives Planning System
LTSA:	Long Term System assessment (Evaluación de largo plazo)
MARKAL:	Modelo genérico que usa inputs de data para representar la evolución de un sistema eléctrico específico en un período de hasta 50 años desarrollado por Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) de la Agencia Internacional de Energía
MISO:	Midcontinent Independent System Operator (EEUU)
NABEG:	en la Ley de Aceleración de la Ampliación de la Red (Alemania)
NAS:	National Academy of Sciences (EEUU)
NDC:	Nationally Determined Contribution (Contribución determinada a nivel nacional)
N-k:	Redundancia de sistemas eléctricos. Un sistema puede diseñarse para que funcione con N componentes menos 1 hasta k fallas posibles
NREL:	National Renewable Energy Lab
OPEX:	Operational Expenditures, costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema
PELP:	Planificación Energética de Largo Plazo (Chile)
PLEXOS:	un simulador de mercados de energía que integra múltiples algoritmos diseñado por Energy Exemplar
PROMOD:	modelo de generación de energía y modelado de transmisión que proporciona una gama de capacidades de planificación, desarrollado por Ventyx
PSS®E:	Power System Simulator for Engineering, herramienta de simulación en sistemas eléctricos de potencia
PUCT:	Public Utility Commission of Texas
RDM:	Robust Decision Making (Toma de decisiones Robustas)
ReEDS:	modelo de planificación de la capacidad de largo plazo desarrollado por NREL
RI:	Reliability Index (Índice de Confiabilidad)
RTP:	Regional Transmission Plan (proceso de planificación ERCOT)
SDDP:	Stochastic Dual Dynamic Programming (Modelo estocástico de despacho de sistemas eléctricos con representación de la transmisión, redes de combustibles y gestión de embalses)
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional (Chile)
SIN:	Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
SWITCH:	Modelo de planificación de sistemas eléctricos de código abierto especialmente diseñado para para estudiar la inclusión de energías renovables y otras tecnologías a largo plazo
TSOs:	Transmission System Operators (Operadores de los sistemas de transmisión)
TYNDP:	Plan de Desarrollo de la Red de Diez Años (Alemania)
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia)
VaSA:	Value of Security Assesment
VERE:	Valor esperado de racionamiento de energía
VEREC:	Valor esperado de racionamiento de energía condicionado
WECC:	Western Electricity Coordinating Council (EEUU)

Resumen

Este estudio desarrolla una propuesta de metodología general para una planificación eléctrica resiliente a ser aplicada en países de América Latina y el Caribe a la vez que hace una revisión de la literatura relacionada con el concepto de planificación eléctrica resiliente tanto desde una perspectiva teórica como a partir de las experiencias en países de la región y del mundo.

El concepto de resiliencia está fuertemente relacionado con otros conceptos comúnmente usados en la planificación de sistemas eléctricos, como lo son la confiabilidad, la adecuación de recursos, la seguridad de suministro, el análisis de riesgo y el análisis de contingencias. Si bien no existe una definición única de resiliencia, las distintas definiciones existentes incorporan elementos comunes. En general, todas se refieren a la habilidad del sistema eléctrico de prepararse y planificarse para absorber, recuperarse y luego adaptarse a eventos extremos. La revisión bibliográfica realizada también enfatiza el rol de la participación ciudadana y las consultas públicas que se han dado en la formulación de los procesos de planificación.

La metodología propuesta para la planificación eléctrica resiliente se basa en tres pilares fundamentales: la planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos (Pilar 1), el diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una recuperación rápida (Pilar 2), y el proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas (Pilar 3).

Introducción

El concepto de resiliencia no es nuevo, pero su definición en sistemas eléctricos ha evolucionado en el tiempo, especialmente en los últimos años con el aumento de la frecuencia y la intensidad en la ocurrencia de eventos extremos a causa de los impactos del cambio climático. En este documento, se revisa primero la literatura relacionada con la resiliencia, los conceptos básicos asociados a una planificación resiliente, su evolución en el tiempo, y los nuevos avances en la planificación de sistemas eléctricos resilientes. Luego, se presenta una propuesta de metodología general para la planificación eléctrica resiliente en los países de América Latina y el Caribe. Esta metodología está basada en tres pilares fundamentales: la planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos (Pilar 1), el diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una recuperación rápida (Pilar 2), y el proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas (Pilar 3).

I. Revisión del estado del arte

En este primer capítulo de revisión bibliográfica, se comienza con una revisión de la literatura tradicional sobre las metodologías de planificación en el sector eléctrico, que sirve como introducción general al tema de la planificación de los sistemas eléctricos. Esto debido a que es importante mantener a la vista las mejores prácticas internacionales, las lecciones aprendidas en el pasado y el estado del arte de los procesos actuales de planificación eléctrica a nivel mundial.

Posteriormente, se presenta la literatura relacionada con la resiliencia, los conceptos básicos asociados a una planificación resiliente, su evolución en el tiempo, y los nuevos avances en la planificación de sistemas eléctricos resilientes. También se presenta una revisión de los métodos de evaluación del riesgo, dado su fuerte vínculo con el concepto de resiliencia.

A. Metodologías de planificación en el sector eléctrico

En este apartado se aborda una revisión generalizada de las metodologías utilizadas en la planificación de la expansión del sector eléctrico, con el objetivo de proporcionar una visión integral sobre los enfoques teóricos y prácticos que sustentan la planificación y expansión de los sistemas eléctricos según distintos fundamentos. Este análisis parte de la necesidad de comprender las bases conceptuales que justifican diversos grados de regulación en el sector (particularmente entre la generación y transmisión eléctrica), explorando cómo estas teorías influyen en la estructura del mercado, en los objetivos de la planificación y en la forma en que se configuran los sistemas eléctricos para responder a las necesidades crecientes de flexibilidad, confiabilidad y resiliencia.

Se examinan luego casos específicos de operadores de sistemas eléctricos en Latinoamérica, Estados Unidos y Europa, detallando los métodos que utilizan para abordar el problema de la expansión de la transmisión, así como las metodologías y fundamentos para formular escenarios de modelación de la expansión de los sistemas eléctricos. Los escenarios considerados abarcan desde proyecciones de crecimiento de la demanda y el despliegue de nuevas tecnologías hasta la incorporación de políticas regulatorias y objetivos de reducción de emisiones.

La revisión también hace énfasis en el rol de la participación ciudadana y los procesos de consulta pública en la formulación de estos escenarios, destacando el grado de inclusión y posibilidades de participación en el proceso de planificación. La participación de diversos grupos de interés (incluidos sectores industriales, comunidades locales y organizaciones ambientales) permite que las decisiones de expansión se tomen desde un enfoque inclusivo y que se logre una mayor aceptación social en la implementación de las inversiones en nuevas infraestructuras. En este sentido, se indica si existen procesos consultivos ciudadanos y cómo estos influyen en el diseño final de escenarios en cada caso.

Finalmente, se aborda en este apartado, en los casos en que aplica, cómo las metodologías de planificación incorporan la resiliencia en la planificación del sistema eléctrico. Esta perspectiva es particularmente relevante en un contexto de cambio climático y eventos extremos, que demandan sistemas eléctricos más robustos y flexibles. Se analiza si los operadores de los sistemas eléctricos incluyen el concepto de resiliencia en las etapas de modelación inicial o si, en cambio, esta se evalúa mediante métricas ex-post específicas, después de obtener las soluciones óptimas de expansión, permitiendo así ajustar las propuestas en función de su capacidad para enfrentar contingencias extremas.

1. Clasificación de metodologías de planificación eléctrica según su formulación matemática

Existe una gran variedad de aplicaciones de optimización a la selección de planes de obra de generación y transmisión (Hobbs, 1995; Kagiannas y otros, 2004; Hemmati y otros, 2013). En este apartado se revisará su formulación, pudiendo ser ésta lineal, no lineal, mixta entera lineal, o mixta entera no lineal. Se discutirán las ventajas y desventajas de cada una de ellas con respecto al grado de realismo del modelo y a las dificultades computacionales asociadas a encontrar una solución óptima.

Uno de los primeros usos de estas herramientas fue la aplicación de la programación lineal para la selección del nivel óptimo de inversiones dada una variedad de tecnologías de generación, de forma tal de minimizar los costos totales del sistema (Sherali y otros, 1982). Hoy, los modelos de planificación lineal son frecuentemente utilizados para analizar el efecto de distintas políticas energéticas en mercados eléctricos. Algunos de los modelos más conocidos incluyen Haiku del centro de investigación Resources for the Future (Paul y otros, 2009), IPM de la consultora ICF (ICF, 2010), ReEDS del National Renewable Energy Laboratory (Short y otros, 2011), SWITCH de la Universidad de California Berkeley (Nelson y otros, 2012), y MARKAL de la International Energy Agency (Fishbone & Abilock, 1981). Todos estos modelos consideran que la demanda es perfectamente inelástica, una versión simplificada de la red de transmisión y, en algunos casos, optimizan inversiones en generación y transmisión de manera simultánea.

Una de las grandes ventajas de los modelos que utilizan formulaciones lineales es su simplicidad. Producto de los avances tecnológicos en hardware computacional y *software* comercial de optimización, hoy es posible resolver grandes problemas de optimización lineales sin mayor dificultad. Esto permite, por ejemplo, formular problemas de inversiones considerando un gran número de bloques de despacho representativos para un horizonte de planificación, lo cual es altamente relevante para capturar el verdadero valor económico de recursos intermitentes como la energía solar o eólica¹ (Munoz y otros, 2016). Sin embargo, los modelos de planificación lineal presentan la desventaja de que se asume que todas las decisiones de inversión, tanto en generación como en transmisión, se pueden hacer en pequeños incrementos. Para inversiones en generación este supuesto es parcialmente válido, ya que inversiones en nuevas centrales de generación de ciclo combinado, eólica, solar, o mini hidroeléctricas no presentan economías de escala importantes. Esto implica que el tamaño mínimo eficiente de estas

¹ Se ha demostrado que utilizar un número limitado de bloques representativos de despacho en problemas de planificación de inversiones puede sesgar la solución de forma significativa.

tecnologías es relativamente pequeño en comparación a la demanda eléctrica total (Tirole, 1988). En contraste, nuevas inversiones en transmisión eléctrica o centrales generadoras a carbón, nucleares, o hidroeléctricas de gran escala presentan importantes economías de escala que hacen que estas tecnologías solo sean costo-eficientes si es que son desarrolladas en módulos de gran capacidad (Munoz y otros, 2013). Por lo tanto, la utilización de modelos de planificación lineales se debe hacer tomando en consideración el posible error que se introduce en la solución si es que gran parte de las tecnologías consideradas no se encuentran disponibles en módulos pequeños.

Como alternativa a los modelos de planificación lineales, existen los modelos no lineales que no consideran variables discretas o enteras. Estos incorporan características más realistas de los sistemas de potencia y mercados eléctricos que los modelos puramente lineales, incluyendo la elasticidad-precio de la demanda eléctrica (Gabriel y otros, 2001), pérdidas cuadráticas de transmisión (Özdemir y otros, 2016), cambios incrementales a la reactancia de las líneas (Munoz y otros, 2013), y costos de operación no lineales (Borison y otros, 1984). A pesar de los potenciales beneficios de capturar algunas de las no linealidades de los mercados, estos modelos no se utilizan tan frecuentemente como los modelos lineales mencionados anteriormente. La principal dificultad radica en que el *software* de optimización no lineal no ha progresado a niveles comparables con el *software* de optimización lineal, lo que limita los modelos no lineales a aplicaciones relativamente pequeñas. Además, el *software* comercial de optimización no lineal no entrega garantías de que la herramienta será capaz de encontrar una solución óptima local o global, lo que introduce incertidumbre a la selección de planes de inversiones.

Actualmente, uno de los tipos de modelos más comúnmente utilizados es el que no considera linealidades ni en su función objetivo ni en las restricciones, pero que permite que un subconjunto de variables solo pueda adoptar valores enteros. Estos modelos se conocen como modelos mixtos enteros lineales. La gran ventaja de este tipo de formulación es que permite representar indivisibilidades en las decisiones de inversión de generación y/o transmisión. Como se menciona anteriormente, estas indivisibilidades pueden afectar de forma importante las inversiones en centrales de generación nucleares, a carbón, o hidroeléctricas de gran escala, todas las cuales poseen economías de escala importantes. Para el caso de modelos de planificación que consideran la transmisión también es posible representar inversiones en circuitos individuales de distintas características (por ejemplo, 230 kV versus 500 kV). Algunos ejemplos de modelos mixtos enteros lineales se presentan en Sawey & Zinn (1977), Zhou y otros (2011), Munoz y otros (2013), Pozo y otros (2013), Munoz y otros (2014), y Munoz y otros (2016).

Finalmente, existen también los modelos de planificación de inversiones mixtos enteros no lineales. Estos permiten incorporar además características no lineales de los generadores o del sistema de transmisión, incluyendo restricciones de confiabilidad, pérdidas cuadráticas, y elasticidad de la demanda. Algunos ejemplos incluyen Noonan & Giglio (1977), Sirikum y otros (2007), y Sepasian y otros (2009). Este tipo de formulaciones son generalmente evitadas, dada su alta complejidad y la inexistencia de *software* computacional eficiente para resolverlos.

2. Identificación de planes de obras en generación y transmisión bajo una estructura de planificación centralizada versus la “selección de escenarios” de inversiones en generación, y posterior plan de obras de transmisión, en mercados desregulados

En mercados eléctricos centralmente planificados (mercados regulados), todas las decisiones de inversión en nueva infraestructura de generación y transmisión eléctrica pueden ser tomadas por una única autoridad (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006). Bajo aquella estructura administrativa, el desafío para el planificador central no es la selección de escenarios de inversiones en generación (que es el foco central de muchas planificaciones en mercados desregulados), sino la identificación e implementación

de un plan de obras que cumpla con un cierto objetivo técnico-económico. Este objetivo podría ser, por ejemplo, la minimización del costo total de operación del sistema para satisfacer la proyección de demanda eléctrica (Turvey & Anderson, 1977) o la minimización de la probabilidad de pérdida de carga, traducida finalmente como un costo de oportunidad para los consumidores (Bloom, 1982), entre otros posibles objetivos. En consecuencia, la aplicación de herramientas de optimización para problemas de identificación de un plan de obras bajo una estructura de planificación centralizada es directa.

Si bien inicialmente la planificación de inversiones en transmisión y generación en mercados con planificación centralizada se hacía de forma independiente —generación primero y transmisión después— a fines de los 70 y principios de los 80 se publicaron una serie de propuestas académicas para que ambos activos se seleccionen de forma conjunta (Sawey & Zinn, 1977; Pereira y otros, 1985; Pereira y otros, 1987). El argumento en favor de seleccionar inversiones en ambos activos de manera simultánea fue que, dependiendo de la situación, inversiones en transmisión y generación podían presentar propiedades sustitutivas o complementarias. Por ejemplo, una nueva línea de transmisión entre dos barras que históricamente presentan grandes diferencias de precios nodales podría postergar la necesidad de agregar nueva capacidad de generación en la barra que presente altos precios. En este caso los activos serían suplementarios. Por otro lado, el desarrollo de nuevas inversiones en generación en una barra que esté muy alejado de los centros de consumo puede resultar rentable si y solo si es posible reforzar el sistema de transmisión para poder transportar la energía generada. En este caso la transmisión y la generación serían activos complementarios. Lamentablemente, no se posee la evidencia de que tales propuestas hayan sido efectivamente implementadas como procedimientos de planificación en la práctica.

En contraste, en mercados desregulados, la selección y el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica lo realizan inversionistas privados y no un planificador central. La teoría económica plantea que este esquema de planificación descentralizada es más eficiente que un esquema centralmente planificado en los casos en que:

- Dadas las tecnologías disponibles, una industria presenta pequeñas economías de escala en relación con la demanda total por el servicio o producto.
- Si es que existen bajas barreras de entrada al mercado (Varian y otros, 2006).

Tales condiciones se presentan actualmente para el segmento de generación eléctrica, lo cual justifica su desregulación (Stoft, 2002). Sin embargo, el segmento de transmisión eléctrica no presenta tales condiciones y por tanto aún permanece regulado. Esta disparidad en la forma en que operan los segmentos de generación (desregulado) y de transmisión (planificación centralizada) en mercados desregulados presenta una dificultad para la selección óptima de inversiones de ambos grupos de actores. Desde el punto de vista del planificador central de la transmisión, la dificultad radica en que no se tiene certeza absoluta del tipo, tamaño o ubicación de las inversiones que finalmente llevarán a cabo los inversionistas privados de las firmas generadoras.

Es por esta razón que, en el contexto de la planificación de inversiones en transmisión en mercados desregulados, parece más acertado referirse a *escenarios de inversiones en generación* en vez de a un *plan de obras de generación*. Lo segundo implica certeza y control respecto a lo que se llevará a cabo en el segmento de generación, correspondiente al caso de un mercado con planificación central. En cambio, lo primero deja en claro que corresponde a lo que el planificador central de la transmisión presume probable que harán las firmas generadoras. La palabra *escenario* destaca que el portafolio de inversiones en generación corresponde solo a una posibilidad, ya que la decisión final de inversión será de las firmas generadoras. Hipotéticamente, éstas seleccionarán el portafolio de plantas generadoras que maximice sus utilidades económicas.

Producto de la discrepancia en la forma en que se toman las decisiones de inversión en transmisión y generación en mercados con planificación central y desregulados, no es posible utilizar directamente las herramientas de optimización de inversiones desarrolladas para sistemas centralmente planificados. Sin embargo, en situaciones en que se cumplen ciertos supuestos acerca de la estructura del mercado de generación, la estructura de precios, y la secuencialidad en que se toman las decisiones, es posible aplicar estas herramientas para identificar *posibles escenarios de inversiones en generación*. Los supuestos necesarios son los siguientes. Primero, es necesario que el mercado de generación sea competitivo, lo que implica un elevado número de firmas generadoras, información perfecta y ausencia de barreras de entrada, entre otras cosas (Varian y otros, 2006). Segundo, es necesaria la existencia de precios nodales que varíen en el tiempo, los cuales reflejen los costos marginales de generación reales por nodos o barras, considerando restricciones en transmisión (Schweppe y otros, 2013).

Bajo estos dos supuestos se demostró que el portafolio de inversiones que seleccionarán las firmas de generación intentando maximizar sus utilidades es equivalente al que se encontraría realizando una planificación centralizada, minimizando los costos totales de operación e inversión (Samuelson, 1952). Por lo tanto, un planificador central de la transmisión en un mercado desregulado podría utilizar las herramientas de planificación de inversiones en generación y transmisión de un mercado centralmente planificado para seleccionar un posible *escenario de inversiones en generación*. Si bien este escenario no es vinculante para las firmas generadoras, corresponde a una predicción del portafolio de inversiones más probable a realizarse bajo fundamentos económicos de competencia perfecta con precios nodales.

Sin embargo, existe una forma aún más sofisticada de utilizar estas herramientas de planificación. Como se mencionó antes, nuevas inversiones en transmisión pueden complementar o complementar proyectos de inversiones en generación. Para un mercado desregulado con precios nodales esto implica que el planificador central de la red puede afectar la ubicación, tipo, y tamaño de inversiones en generación que resultarán más rentables para las firmas (Sauma & Oren, 2006). Si el planificador central de la transmisión incorpora esta información al momento de seleccionar los escenarios de inversiones en generación, entonces éstos serán dependientes del plan de inversiones en transmisión a desarrollar.

Existe un tercer y último supuesto que permitiría capturar esta interacción entre las inversiones en transmisión y generación de manera relativamente simple. En este se asume que el planificador de la transmisión tomará decisiones de inversión anticipando la respuesta que tendrán las firmas generadoras a distintos planes de transmisión de forma perfecta. Bajo el cumplimiento de los tres supuestos mencionados anteriormente, un escenario de inversiones en generación que considera interacciones con un potencial plan de inversiones en transmisión corresponde al portafolio de generación seleccionado por un modelo que minimiza los costos totales seleccionando ambos activos, transmisión y generación, de forma simultánea. De esta manera, los modelos con estos supuestos corresponden a modelos de co-optimización, que funcionan de manera similar a una planificación centralizada (Sawey & Zinn, 1977; Pereira y otros, 1985; Pereira y otros, 1987). Este último supuesto y su aplicación será discutido en mayor detalle en el siguiente acápite.

3. Co-optimización de las inversiones en generación y transmisión

En primer lugar, es deseable capturar la interacción entre las inversiones de transmisión y generación en las herramientas de planificación. Idealmente la planificación de la red debe anticipar cómo las inversiones de generación podrían cambiar en respuesta a la expansión de nuevas líneas, es decir, anticipándose. Por tanto, es importante que los escenarios de generación derivados de cualquier metodología estén integrando de alguna forma la expansión óptima de la red.

Tradicionalmente, la planificación de la transmisión ha sido **reactiva**, es decir, primero se planifican los recursos de generación y entonces se planifica la transmisión. En el caso de **co-optimización** ambos son evaluados simultáneamente para identificar potenciales soluciones integradas que de otra forma no sería posible con aproximaciones convencionales.

El uso de la co-optimización es importante por dos razones. Primero, porque la generación y transmisión son en general sustitutos. Por ejemplo, la generación local puede sustituir líneas hasta zonas remotas. Segundo, la ubicación de nueva generación, incluyendo la generación renovable es influenciada por la disponibilidad de capacidad de transmisión. Así, diferentes expansiones en capacidad pueden dar lugar a diferentes inversiones en el mix de generación. Por tanto, los beneficios de expansión de la transmisión no solo deberían considerar los costos evitados en generación y reducción de congestiones, sino que también debería considerar los ahorros por inversiones en generación económicamente más eficientes dada su localización y mix. Así, la co-optimización de transmisión y generación resulta en soluciones más económicas comparadas con optimización desacoplada (Sauma & Oren, 2016).

Los modelos de co-optimización a veces también son llamados anticipativos o proactivos en mercados desregulados. En general, esto no es cierto cuando existen ineficiencias en los mercados. Pero se ha mostrado que las soluciones de ambos casos son muy parecidas (Sauma & Oren 2016). Los modelos anticipativos tienen en cuenta la respuesta de los generadores cuando cambia la topología de la red, pero ambos problemas (expansión óptima de generación y expansión óptima de transmisión) son independientes. Por tanto, en el modelo de planificación de la transmisión se incorpora como restricción otro modelo de expansión de la generación resultando en modelos de optimización de varios niveles (Sauma & Oren 2016, Pozo y otros 2013).

Estos modelos son más complejos de resolver debido a que son problemas de gran tamaño, lo que hace que no sea posible aplicarlo a sistemas eléctricos reales. Es por eso, que solo unas pocas herramientas de *software* comerciales para planificación han incorporado la co-optimización de generación y transmisión, aunque con algunas simplificaciones como MARKAL o PLEXOS.

4. Co-optimización con otros recursos

En un contexto de inversiones de red anticipativa y con una mirada proactiva y de largo plazo, es importante tomar decisiones flexibles en el corto plazo (“aquí y ahora”) y que así se puedan adaptar a un sin número de escenarios que puedan ocurrir a futuro. Varias investigaciones recientes (ver por ejemplo (Penizzotto y otros, 2024)) demuestran que decisiones que contemplan inversiones en nueva tecnología de red, como por ejemplo, generación distribuida (GD), redes inteligentes (Smart Grids), generación fotovoltaica a múltiple escala, vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía, entre otros, conllevan mayores niveles de incertidumbre en la planificación y han hecho proliferar nuevos servicios con modelos de negocios basados en ofrecer flexibilidad y estabilidad al sistema.

Por ejemplo, en lugar de realizar inversiones de red que a futuro podrían resultar subutilizadas producto de la incertidumbre², es posible esperar para obtener más información acerca de lo que ocurrirá a futuro (estrategia conocida en teoría de opciones como “wait and see”) y manejar las congestiones en el corto plazo con inversiones rápidas que tienen la capacidad de mejorar la controlabilidad del sistema. Esta infraestructura de rápida instalación, por ejemplo, una batería (a diferencia de la inversión en una línea o un transformador) puede prestar múltiples servicios, por lo que en el corto plazo puede aliviar congestiones y a futuro (cuando no existan congestiones) puede proveer otros servicios sistémicos relacionados al control de frecuencia, maximizando su utilización durante toda su vida útil.

² Por ejemplo, la posibilidad de que a futuro proliferen la instalación de paneles fotovoltaicos en los centros de consumo puede producir que parte de la infraestructura de red que se está planificando hoy quede en desuso.

Es importante destacar además que los largos tiempos necesarios para la construcción de activos tradicionales, como líneas y subestaciones, no contribuyen a un manejo eficiente del riesgo de largo plazo, ya que limitan la capacidad de adaptación de las opciones de inversión a lo largo del horizonte temporal. Por esta razón, tecnologías como equipos de corriente continua de alta tensión (FACTS), sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (HVDC), Line switching, Dynamic Line rating —entre otros— que son de rápida instalación y que permiten aliviar congestiones de red mediante el desvío de flujos sobre la red de transmisión (desde sectores más congestionados hacia otros corredores con mayor capacidad ociosa), representan una alternativa valiosa para enfrentar la incertidumbre. Estos activos además entregan otros servicios complementarios y tienen la capacidad de aumentar los niveles de seguridad del sistema (Moreno, 2013, 2015).

Así, en ausencia de incertidumbre, las inversiones en refuerzos tradicionales de transmisión pueden representar opciones eficientes de expansión en el largo plazo. En caso contrario, la inversión complementaria en equipos flexibles permitirá hacer un mejor manejo del riesgo cuando el futuro es incierto. El siguiente cuadro resume los impactos de diferentes decisiones que se pueden tomar hoy en materia de inversiones de transmisión, cuando distintos escenarios futuros (por ahora inciertos) se materialicen en el largo plazo (donde se asume que la incertidumbre se asocia a la localización de las futuras fuentes ERNC y no a su volumen) (véase el cuadro 1).

Cuadro 1
Decisiones e impactos asociados frente a incertidumbre según tipo de escenario

Acción del planificador (ahora)	Escenario futuro (incierto)	
	Alta integración ERNC remota	Alta integración ERNC local
No ampliar red	Gran cantidad de energía renovable remota no puede ser integrada a la red. Posibilidad de integrar activos de generación locales, cerca de la demanda (e.g. panel fotovoltaico).	Transmisión existente es suficiente para permitir la instalación de generación ERNC local.
Ampliar red en base a activos tradicionales (e.g. nuevas líneas)	Viabiliza la integración de generación remota, aunque signifique un riesgo la construcción anticipada de infraestructura.	Subutilización de ampliaciones realizadas, no se puede deshacer la inversión.
Ampliar la red con un portafolio mixto de tecnología tradicional y equipos flexibles	Instalación de equipos flexibles apoya a los refuerzos tradicionales de línea a aliviar congestión producto de la instalación de ERNC remota. Estos equipos flexibles permiten minimizar infraestructura convencional que hubiese resultado desutilizada en caso de que ERNC local proliferase.	Equipos flexibles instalados son aprovechados en la operación del sistema en diversas formas (control de voltaje y frecuencia, mayor seguridad de suministro), reduciendo costos de operación. Estos equipos flexibles permiten minimizar infraestructura que puede resultar desutilizada.

Fuente: Elaboración propia.

5. Herramientas matemáticas para la planificación eléctrica de largo plazo considerando la incertidumbre

La planificación a largo plazo se enfrenta a incertidumbres profundas de diversos factores externos como el cambio climático, el crecimiento demográfico, nuevas tecnologías o evolución económica, entre otros. Dicha planificación deberá adaptarse a las posibles situaciones cambiantes en condiciones de gran incertidumbre a futuro. El desafío para los tomadores de decisiones es desarrollar planes robustos, que se desempeñen bien en todas las posibles resoluciones de las incertidumbres. La planificación a largo plazo siempre se ha caracterizado porque los planes deberían ser sostenibles en aspectos económico, ambiental y social (Brundtland, 1985). Sin embargo, durante la última década se ha argumentado que no solo se debe alcanzar los objetivos económicos, ambientales y sociales, sino que un plan debe ser robusto y capaz de adaptarse con el tiempo a imprevistos de las condiciones futuras

(Haasnoot, y otros, 2011). Hasta la fecha, hay poca orientación para la selección de una metodología robusta adecuada, así como las métricas que puedan medir esta adaptabilidad.

Un reto importante en el diseño de planes sostenibles y robustos es el requisito de considerar la incertidumbre, ya que no todas las incertidumbres sobre el futuro pueden ser eliminadas. No considerar las incertidumbres sobre el futuro significa limitar la capacidad de tomar medidas correctivas en situaciones que se podrían haber evitado. Además, podría dar lugar a posibles pérdidas de oportunidades o planes insostenibles. Por tanto, dada la presencia de incertidumbres irreducibles, las decisiones se deberían realizar en condiciones de incertidumbre inevitable (Dessai, y otros, 2009). La aceptación de la incertidumbre como una parte inevitable de la toma de decisiones a largo plazo ha dado lugar al desarrollo de nuevas herramientas y enfoques (Walker y otros, 2013).

Considerar una simple conjetura sobre el futuro es insuficiente ya que es probable que sea errónea. Así, la planificación optimizada para el futuro más probable podría incurrir en grandes ineficiencias incluso con pequeñas desviaciones. Particularmente esto es más relevante en métodos basados en modelos muy detallados (Goodwin & Wright, 2010). Esto se debe mayormente a que hay que validar muchos supuestos que pueden cambiar con el tiempo. Sin embargo, el problema no está en encontrar un modelo adecuado, sino en el tipo de análisis realizado. Es muy común encontrar metodologías de análisis de escenarios basadas en un esquema "what if", es decir, preguntando ¿cuál es la planificación si ocurre este escenario? Esto hace que no se considere la posible adaptabilidad en el futuro perdiendo robustez. Por tanto, la pregunta debería estar orientada a resolver de manera óptima las acciones disponibles hoy y que pueden servir mejor para el futuro incierto.

En la literatura, se pueden encontrar cuatro principales enfoques, no excluyentes entre sí, para la planificación con incertidumbre:

- Resistencia: el plan para el peor caso de situación futura.
- Resiliencia: para cualquier situación del futuro se asegura que el sistema puede recuperarse rápidamente.
- Robustez estática: se busca la reducción de vulnerabilidad del sistema en el máximo rango posible de condiciones futuras.
- Robustez dinámica: el plan cambia en el tiempo si las condiciones cambian.

Las dos primeras metodologías requieren de proyecciones a futuro de situaciones específicas. Es decir, se encuentra el plan óptimo que logra los mejores resultados posibles para un conjunto definido de circunstancias. Por su parte, la tercera y cuarta no requieren de proyecciones a futuro específicas, sino que incluye la incertidumbre a través de diferentes metodologías. Por tanto, una solución robusta se define como aquella que produce los resultados que se consideran satisfactorios de acuerdo con algunos criterios de evaluación seleccionados a través de una amplia gama de estados futuros plausibles de la naturaleza.

La Investigación de Operaciones forma parte de la metodología de planificación de largo plazo, en general, a través de modelos de optimización. Cuando existe incertidumbre, los enfoques posibles se pueden dividir en tres tipos:

- En el primero, o enfoque "topdown", se parte de predicciones a futuro de las variables inciertas y se optimiza considerando todas estas proyecciones para encontrar las estrategias óptimas de adaptación. Este enfoque utiliza herramientas de optimización. Es decir, dado un conjunto de proyecciones se calcula el plan óptimo para que sea robusto ante cualquier posible realización futura de uno de los escenarios. Esta metodología es fuertemente dependiente de las proyecciones a futuro y en algunas ocasiones de la probabilidad estimada para cada proyección.

- En el segundo, o enfoque “bottomup”, se parte con un plan de expansión y se prueba contra un conjunto amplio de posibles futuros para encontrar si el plan es robusto y es posible de encontrar estrategias de adaptación en cada proyección a futuro. Este enfoque está basado en herramientas de simulación. Aunque estas herramientas hacen uso de modelos de optimización, estos por lo general son más fáciles de resolver al tener ya dada la planificación. Este enfoque es más independiente de las proyecciones. Además, al utilizar modelos más fáciles de resolver computacionalmente, se pueden evaluar un gran número de posibles escenarios futuros. Por el contrario, este enfoque no permite asegurar que se encuentra el plan más económico.
- En el tercer enfoque, o enfoque mixto, en una primera etapa se calcula un plan óptimo para un conjunto reducido de proyecciones de las variables inciertas (topdown). Después, con la solución obtenida se realizan simulaciones para cientos o miles de escenarios para comprobar que la solución es robusta (bottomup). Esto permite traer las ventajas de ambos enfoques previos.

La operación y planificación en diferentes sectores se enfrenta a muchos tipos de incertidumbres. Algunas son de largo plazo como crecimiento económico, avances tecnológicos y políticas regulatorias. Otras incertidumbres son más relevantes a nivel operacional como demandas o generación con fuentes renovables en el sector eléctrico.

En el sector eléctrico es muy común encontrar herramientas comerciales para planificación. Sin embargo, estas suelen ser de uso general y tienen una serie de limitaciones ampliamente reconocidas, como que no se representa bien la incertidumbre a largo plazo (políticas, transiciones tecnológicas, etc.), ni a corto plazo (variabilidad de la generación de renovables, posibilidad de fallas, etc.). Además, algunas de estas herramientas no suelen capturar la interacción entre generación y transmisión.

Herramientas como PSS®E, GridView, SDDP y Promod utilizan un despacho económico para simular cómo el mercado de energía utiliza un plan dado para una gran diversidad de escenarios. Sin embargo, estos paquetes no optimizan la topología de la red y mix de generación. Algunos otros modelos comerciales como NetPlan tienen capacidad de optimizar la topología de la red. Sin embargo, estos métodos suponen un escenario fijo de la generación (es decir, no son capaces de representar dónde y cuándo la inversión de generación responde a la inversión en planificación). Una excepción notable es la herramienta de planificación a largo plazo del WECC, que incorpora información detallada sobre las interacciones entre las inversiones de generación y transmisión. Otras excepciones son PLEXOS, PSR OPTGEN que optimizan de manera simultánea (co-optimizan) generación y transmisión, pero no consideran las incertidumbres a largo plazo en la optimización, aunque sí realizan un análisis de sensibilidad de la solución obtenida. Existen además modelos nacionales como PET y Ameba que también tienen la capacidad de co-optimizar infraestructura de generación y transmisión. En el caso de Ameba, se han incorporado algoritmos de descomposición que permitirían un mejor ambiente de modelación para la incertidumbre asociada a escenarios de largo plazo, aunque ninguna de las dos herramientas ha reportado soluciones bajo incertidumbre.

Por lo tanto, las herramientas comerciales de planificación de transmisión están limitadas en su capacidad de representar la incertidumbre. A continuación, se detallan algunas metodologías para considerar la incertidumbre, tanto utilizadas en el sector eléctrico como en otro tipo de problemas, con el fin de presentar una imagen más completa de las herramientas disponibles.

a) Herramientas de optimización que consideran la incertidumbre

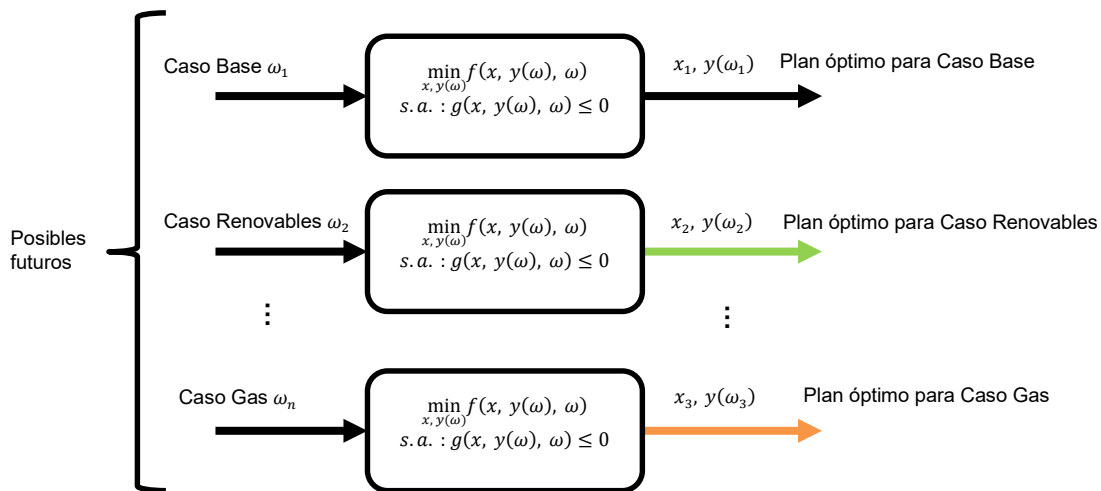
i) Análisis de escenarios o método de Monte Carlo

El análisis de escenarios o método de Monte Carlo consiste en la evaluación o simulación del futuro para una "única proyección" que no considera otras posibles opciones, es decir, se tiene información perfecta de demanda, costos de inversión, costos de generación, etc. Esto se realiza para muchos escenarios distintos, en que cada corrida solo considera su propia proyección. En general, precisa de modelos de optimización deterministas del futuro, por ejemplo, despacho económico de energía. Existe un proceso previo para generar un número finito de escenarios que representen la evolución de diferentes parámetros inciertos. Estas incertidumbres pueden ser tanto de corto plazo (variabilidad del viento, por ejemplo) como de largo plazo (como el costo por tecnología).

En términos computacionales, son relativamente rápidos de ejecutar, permitiendo resolver cientos o miles de posibles futuros (nuevamente, cada corrida considera su propia proyección como la única posibilidad, y la resuelve de esta forma). Sin embargo, las soluciones óptimas que se toman son "sesgadas" al ser óptimas solo para el escenario propio que se resolvió. Por lo mismo, pueden no tener buen desempeño como solución al enfrentarse a otros escenarios. Por lo tanto, no es fácil cuantificar el valor económico de la flexibilidad de adaptación a diferentes escenarios futuros, dado que se desconoce el desempeño que tendrán las soluciones encontradas para otros escenarios no considerados, o que difieran de los escenarios de cada solución encontrada. Es por ello, que este método es recomendable para el análisis posterior dado un plan. Es decir, es útil para validar que un plan específico tiene un buen desempeño frente a una amplia gama de posibles futuros escenarios (Hobbs y otros, 2016).

El diagrama 1 muestra un esquema de esta formulación. Es relevante mencionar que este tipo de análisis son los que se utilizan como herramienta de simulación, tal como se muestra en la siguiente subsección. Sin embargo, la principal diferencia radica en que aquí se obtiene un plan óptimo mientras que en los modelos de simulación ya se conoce el plan óptimo y solo se utiliza este método para evaluar que es factible con las posibles estrategias de adaptación disponibles (véase el diagrama 1). Es decir, este método se puede utilizar tanto para encontrar soluciones, a través de muchas simulaciones distintas, o para probar una única solución, usándola bajo distintos escenarios para evaluar su rendimiento.

Diagrama 1
Análisis de escenarios de simulación de Monte Carlo

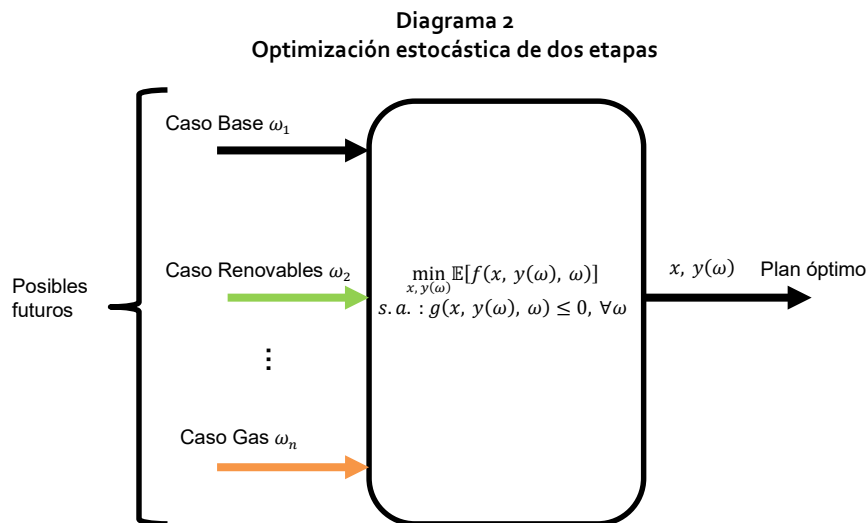


Fuente: Elaboración propia.

Los planes óptimos en cada escenario pueden diferir mucho entre sí, haciendo difícil la elección de un plan único para cualquier escenario con anticipación al futuro. Las siguientes metodologías permiten mejorar esta deficiencia.

ii) Optimización estocástica de dos etapas

La optimización estocástica pretende incorporar toda la información de incertidumbre a un solo problema obteniendo un único plan de expansión óptimo, que en términos esperados es el mejor posible. Es decir, se obtiene el plan que minimiza el valor esperado considerando todos los escenarios simultáneamente (variable x en el diagrama 2). Además, se obtienen las posibles adaptaciones que se podrían implementar una vez que se conoce el futuro que se realiza. Para cada posible escenario se tiene una adaptación diferente (variable $y(\omega)$ en la en el diagrama 2). Las decisiones que se toman con incertidumbre (como el plan óptimo) se representan con variables denominadas "aquí y ahora". Las decisiones que se pueden tomar cuando el futuro se conoce, es decir, sin incertidumbre (por ejemplo, operación de la generación disponible), se representan con variables denominadas "espera y vé" ("wait and see"). Puesto que se consideran todos los escenarios, es posible obtener planes más eficientes en términos esperados. Esta formulación es conocida como optimización estocástica de dos etapas (Birge & Louveaux, 1997): la primera etapa corresponde a las decisiones con incertidumbre y la segunda ya se han revelado las incertidumbres. Sin embargo, de manera más general podría derivarse una formulación multietapa, donde en cada etapa se va revelando parcialmente información sobre parámetros inciertos (Pflug & Pichler, 2014).



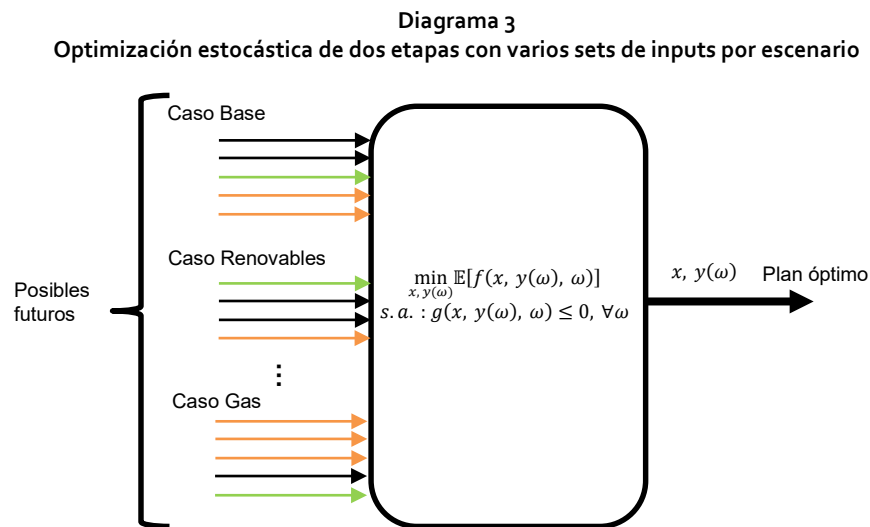
Fuente: Elaboración propia.

Entonces, se podría decir que Monte Carlo es más "azaroso" al realizar una gran cantidad de resoluciones asumiendo datos determinísticos distintos en cada una, mientras que la optimización estocástica busca enfrentar la incertidumbre usando toda la información disponible en etapas, asumiendo más información en etapas posteriores.

Por tanto, la optimización estocástica permite responder la pregunta acerca de qué inversiones se deberían hacer ahora y qué inversiones se deberían retrasar considerando todas las posibilidades en términos de qué puede pasar en el futuro y cómo las inversiones de ahora afectarán a la habilidad del sistema para adaptarse a los cambios posibles futuros.

En el diagrama 2 se representa un esquema de la optimización estocástica de dos etapas en la que se consideran varios posibles escenarios de futuro, como un escenario base, otro basado en una gran penetración de renovables y otro basado en un fuerte desarrollo de centrales de gas. Como resultado, se obtiene un plan óptimo de expansión (decisiones ahora) y las adaptaciones óptimas para cada escenario (decisiones en el futuro). Adicionalmente, los escenarios futuros de generación se pueden combinar con otras incertidumbres, como la variabilidad de la generación renovable. El diagrama 3 ilustra este otro esquema de optimización estocástica.

La principal ventaja de los modelos estocásticos es que permiten incorporar una gran variedad de escenarios generando planes eficientes para cualquiera de estos, además de ser factible para todos ellos. Es decir que, independientemente del escenario futuro que se vaya a dar, la solución obtenida permite adaptarse. Sin embargo, estos modelos necesitan estimar probabilidades de cada escenario, siendo éstas difíciles de determinar en algunas ocasiones. Aunque el plan inicial siempre será factible para todos los escenarios considerados, puede que no lo sea para algún escenario que no sea exactamente igual. Otra de las desventajas de este modelo es la complejidad computacional. Estos modelos crecen rápidamente con el número de escenarios y realizaciones de variables inciertas que se consideran. Aunque existen muchas mejoras en las técnicas de resolución, en sistemas reales se debe limitar el conjunto de escenarios seleccionados a unos pocos (véase el diagrama 2 y el diagrama 3).



Fuente: Elaboración propia.

iii) Optimización robusta

La optimización robusta es otra metodología basada en Investigación Operativa que permite considerar incertidumbres futuras en el momento de tomar decisiones. Las dos mayores premisas en optimización robusta son: i) no se conocen las probabilidades de los escenarios futuros por tanto es difícil cuantificar un valor esperado sobre todos los posibles futuros (solo se conoce un rango donde las incertidumbres varían); y ii) se tiene una posición adversa a la incertidumbre, especialmente, en el peor posible escenario. La optimización robusta ayuda a responder la pregunta sobre qué decisiones se deben tomar hoy para que en el peor escenario futuro mi plan tenga el mejor desempeño posible y sea adaptable en cualquier otro posible escenario que cae dentro de un rango de incertidumbre. La optimización robusta solo se centra en el peor posible futuro sabiendo que existe la posibilidad de adaptarse. En esta se asegura la factibilidad de las decisiones de hoy en el rango en que se define la incertidumbre (BenTal, El Ghaoui, & Nemirovski, 2009).

Una de las ventajas de la optimización robusta es que no precisa conocer distribuciones de probabilidades sobre los posibles escenarios futuros. Es posible utilizar solo un rango en el que varían los parámetros inciertos. Esto permite cubrir una gran gama de escenarios que no precisan ser incorporados uno a uno. En términos computacionales de resolución, la optimización robusta es menos costosa que modelos de optimización estocástica. Sin embargo, están basados en el peor posible escenario que por lo general es poco probable. Por tanto, los planes óptimos obtenidos son muy conservadores y por lo mismo tienden a ser más costosos de implementar en la realidad. Esto significa que es miope al resto de los escenarios, pudiendo tener desempeños muy diferentes en escenarios más típicos, como el escenario estimado más probable. Aunque para resolver esto existen varios métodos que permiten obtener soluciones menos conservadoras (Bertimas & Sim, 2004).

b) Herramientas de simulación

Las herramientas de simulación para la planificación están basadas en la comprobación del comportamiento de los sistemas en diferentes posibles futuros inciertos y conociendo el plan. En general, precisan de iteraciones para adaptar el plan inicial propuesto para la comprobación. Estas herramientas generalmente están basadas en modelos de optimización que replican y describen el comportamiento de los sistemas, como por ejemplo despacho económico de energía. Existen una serie de metodologías aplicadas en diversas áreas que permiten encontrar planes robustos o que, relativamente, tienen un buen desempeño en un amplio rango de escenarios futuros.

Un plan robusto y adaptable se desarrolla teniendo en cuenta la multiplicidad de futuros posibles que quedan por delante y está diseñado para cambiar con el tiempo conforme se obtiene nueva información. Por lo tanto, los cambios se convierten en parte de un proceso más amplio. Las políticas/planes de adaptación en la literatura son limitadas. Una división útil de enfoques se basa en si la adaptación se planea por adelantado, se inicia en el exterior o emerge de cambios dentro del sistema (Burton, 2004). Es decir, los enfoques se pueden dividir en:

- La adaptación planificada, es el resultado de decisiones deliberadas, basadas en el conocimiento de que las condiciones pueden cambiar, o han cambiado, y que es necesario actuar para volver a mantener o lograr un estado deseado.
- La adaptación autónoma, es la adaptación que no es una respuesta externa planificada a una situación, pero es una reacción del sistema interno debido a los cambios en su condición de operación³. Esta es más a corto plazo y lidia con lo urgente e “inesperado”, mientras que paralelamente se debe planificar a largo plazo.

Además, se pueden añadir dimensiones adicionales en la adaptación (véase el cuadro 2).

Cuadro 2
Clasificación de medidas de adaptación en planificación robusta

Adaptación basada en:	Tipos de adaptación	
Cómo emerge	Autónoma	Planificada
Momento de las acciones	Reactiva	Anticipativa
Horizonte temporal	Corto plazo	Largo plazo
Alcance espacial	Localizado	Amplio

Fuente: Elaboración propia en base a Burton, I. (2004). Climate change and the adaptation deficit. Adaptation and Impacts Research Group, Meteorological Service of Canada, Environment Canada.

³ Esto se refiere a veces como la capacidad de recuperación. Por ejemplo, al producirse una falla, mecanismos de desconexión inmediata de la línea para salvaguardar el resto del sistema.

A continuación, se describen las metodologías robustas adaptativas más comunes en la literatura, así como sus aplicaciones.

i) *Planificación basada en supuestos (ABP)*

Planificación Basada en Supuestos (ABP, por sus siglas en inglés) (Dewar, 2004) se desarrolló en la RAND Corporation en la década de 1980 como una herramienta para la mejora de la adaptabilidad y la robustez de los planes existentes, no como una herramienta para la creación de planes, sino que fue diseñada para hacer un plan más resistente a cambios significativos y para ayudar a los tomadores de decisiones a identificar cuándo adaptar el plan. La metodología ABP identifica los supuestos en los que el éxito del plan se apoya más fuertemente y los supuestos que son más vulnerables para que el plan sea anulado en un futuro evento.

Esta metodología es comúnmente usada en el ámbito de gestión empresarial para la toma de decisiones con incertidumbre. Por ejemplo, se utiliza para identificar los supuestos más importantes en los planes de negocio de una empresa, poner a prueba hipótesis iniciales, y para dar cabida a los resultados inesperados (Dewar, 2004).

La metodología ABP fue utilizada por primera vez para ayudar al Ejército de EE.UU. con una planificación a largo plazo (30 años) (Dewar, 1992). Posteriormente se ha aplicado a la Marina y la Fuerza Aérea de EE.UU. También se ha utilizado para mejorar los planes de las empresas públicas, que van desde pequeñas organizaciones sin fines de lucro hasta grandes distritos de agua.

ii) *Políticas de adaptación (APM)*

Walker y otros (2001) especifica un enfoque genérico, estructurado para el diseño de planes robustos dinámicos, conocidos como políticas de adaptación (APM, por sus siglas en inglés). Este enfoque fue desarrollado específicamente para apoyar la implementación de planes a largo plazo considerando la presencia de incertidumbres. El enfoque de adaptación define la adaptación con el tiempo de manera explícita al comienzo de la formulación del plan. Por lo tanto, los cambios inevitables se convierten en parte de un proceso. Los planificadores, a través de acciones de seguimiento y medidas correctivas, tratarán de mantener el sistema dirigido hacia los objetivos originales. Esta metodología también es conocida en la literatura como "Planificación dinámica adaptativa" (DAP).

El enfoque de APM permite considerar la incertidumbre a lo largo del tiempo. Se reconoce explícitamente el valor de la información adicional en las etapas del proceso. También está diseñado para incorporar las acciones y reacciones de otros jugadores. En suma, se trata de un método sistemático para el desarrollo e implementación de una política con el tiempo que se basa en un conjunto claro de objetivos y limitaciones tales que implica el monitoreo del entorno, la recopilación de información, ajuste y reajuste a las nuevas circunstancias.

La metodología APM se divide dos fases principales: (1) la fase de diseño, en la que el plan de adaptación dinámica, programa de monitoreo, y varias acciones previas y posteriores a la implementación son diseñados, y (2) la fase de ejecución, en la que el plan y el seguimiento del programa se implementan y se toman las medidas de adaptación, si es necesario. Una vez que se establece el plan de adaptación dinámica básica, se implementa el plan y el seguimiento se inicia. El proceso no es necesariamente lineal ya que la supervisión es continua y puede dar lugar a diferentes acciones tomadas en varios puntos en el tiempo.

APM se ha aplicado en distintos sectores: para la planificación estratégica de los aeropuertos (Kwakkel y otros, 2010), la ampliación del puerto de Rotterdam (Taneja y otros, 2010), gestión del riesgo de inundación en los Países Bajos considerando el cambio climático (Rahman y otros, 2008), en la implementación de infraestructuras innovadoras de transporte urbano (Marchau y otros, 2008), la tarificación vial de congestiones (Marchau y otros, 2010), y en la simulación de la transición de sistemas eléctricos actuales hacia otros más sostenibles (Hamart y otros, 2012).

iii) Toma de decisiones robusta (RDM)

La Toma de Decisiones Robusta (RDM, por sus siglas en inglés) es una metodología con un enfoque de adaptación anticipativo, planificado, a largo plazo, y de amplio alcance (ver cuadro 2). Se ha desarrollado durante las últimas dos décadas principalmente por investigadores asociados a la RAND Corporation. La metodología RDM usa múltiples visiones del futuro para apoyar un análisis a fondo de los resultados obtenidos ayudando a identificar un plan estático que 1) es robusto (es decir, se lleva a cabo "lo suficientemente bien" en una amplia gama de futuros posibles, pero no podrá realizarse de manera óptima en cualquier futuro individual), 2) evita la mayoría de las situaciones en las que el plan deje de cumplir sus objetivos, y 3) pone de manifiesto las vulnerabilidades restantes del plan (es decir, las condiciones bajo las cuales el plan no sería capaz de cumplir con sus objetivos).

RDM se basa en un concepto simple. En lugar de utilizar modelos complejos de predicción para describir una mejor estimación del futuro, RDM corre modelos de cientos a miles de diferentes supuestos para describir cómo trabajan los planes en una gama amplia de futuros posibles. Es similar a las simulaciones de Monte Carlo. A continuación, se analizan de manera estadística todos los datos resultantes de las corridas para cada posible futuro para poder distinguir las condiciones en las que la planificación funcionará bien y en aquellos en los que funcionará mal. Esta información puede ayudar a identificar, evaluar y seleccionar estrategias robustas que se desempeñan bien en una amplia variedad de futuros incluso en aquellos poco probables.

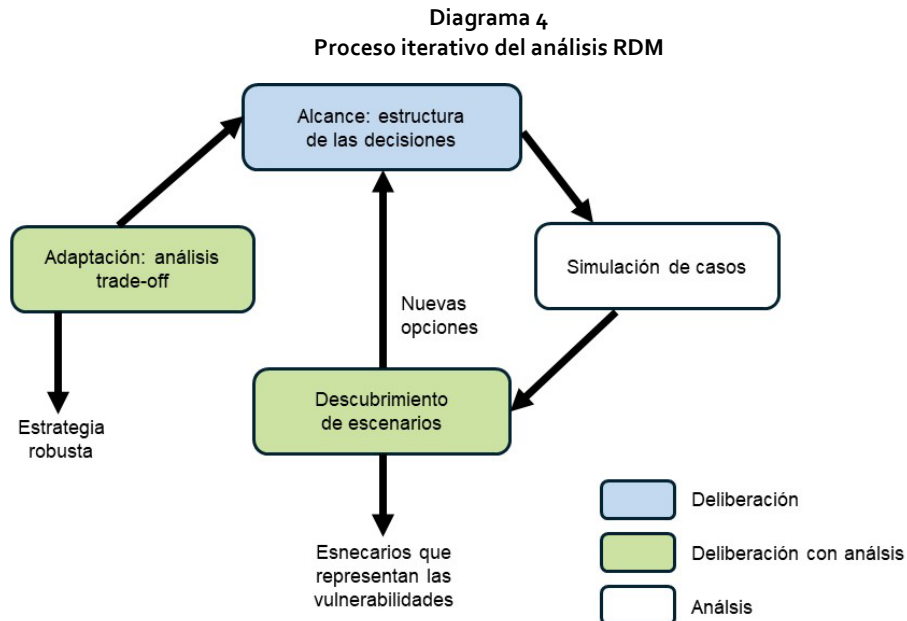
RDM evita problemas de los modelos tradicionales que se basan en información cuantitativa del futuro, es decir, predicen y luego eligen el mejor (óptimo) plan. En particular, en la metodología RDM no se necesita conocer probabilidades de los posibles futuros. El análisis RDM funciona de manera inversa a la planificación tradicional: primero se considera un mejor plan estimado y después se comprueba usando cientos o miles de simulaciones que el plan funciona bien para un amplio conjunto de posibles futuros. A continuación, RDM analiza todos los datos resultantes de las simulaciones para ayudar a responder preguntas como ¿Qué características son claves y que diferencian los futuros en los que el plan funciona bien y en los que no? y ¿Qué pasos se deberían tomar para que el plan pueda satisfacer un rango de futuros más amplio?

Esta metodología se puede dividir en cinco pasos según Keefe (2012):

- i) Alcance. Se determina el alcance del análisis mediante la identificación de las incertidumbres exógenas, políticas, ¡relaciones clave y métricas de rendimiento; se construye un modelo de simulación que relaciona acciones con consecuencias.
- ii) Simulación. Se identifica un plan candidato para evaluarlo y ejecutarlo en un conjunto de escenarios.
- iii) Descubrimiento de escenarios. Se identifican las vulnerabilidades del plan candidato (es decir, qué combinaciones de incertidumbres exógenas, y en qué cantidad, causan que el plan deje de cumplir con los objetivos).
- iv) Adaptación. Se identifican las acciones de cobertura (modificando los planes existentes o definiendo otros nuevos) para hacer frente a estas vulnerabilidades.
- v) Representación. Se muestran los resultados de todos los planes sobre las probabilidades de escenarios vulnerables, y se elige el plan más robusto para la implementación.

El proceso RDM comienza con un ejercicio de la definición estructural de los objetivos, variables inciertas y alternativas a considerar (paso i). Esta parte consiste en un proceso de deliberación entre diferentes participantes e interesados en el proceso. A continuación, se corren modelos para generar una gran base de datos en la que cada caso representa la realización de una política o plan propuesto en un futuro plausible (paso ii). Una representación y análisis estadístico de todos estos resultados ayudan

a identificar aquellos grupos de escenarios que son más vulnerables al plan analizado. Estos escenarios pueden ayudar a los tomadores de decisiones a identificar posibles nuevas formas de abordar esas vulnerabilidades (de nuevo al paso i) o evaluar qué alternativas son significativas para adoptar (paso iv). (véase el diagrama 4). El proceso continúa hasta que se llega a una estrategia robusta.



Fuente: Keefe, R. (2012). Reconsidering California Transport Policies: Reducing Greenhouse Gas Emissions in an Uncertain Future. Ph.D. dissertation, Pardee RAND Graduate School.

La metodología RDM se ha aplicado a problemas de planificación estratégica en un conjunto diverso de campos, incluyendo la política económica (Seong y otros, 2005), el cambio climático (Lempert y otros, 1996), la gestión de riesgos de inundación (Fischbach, 2010), el desarrollo de recursos de gas (Popper y otros, 2009) y la gestión de los recursos hídricos (Lempert & Groves, 2010).

iv) Adaptación en puntos críticos (ATP) y adaptación por mapa de ruta (AP)

Es importante la consideración de la componente temporal en el desarrollo de un plan, ya que permite adaptarse con el tiempo al cambiar las condiciones. Un primer paso hacia la inclusión temporal fue el uso de señales, activadores y acciones de contingencia, propuesto en la metodología APM. Las metodologías de adaptación en puntos críticos (ATP, por sus siglas en inglés) y adaptación por ruta o mapa de ruta (AP, por sus siglas en inglés) también consideran la componente temporal.

La metodología ATP se propuso inicialmente en respuesta a la gestión del agua en los Países Bajos hace menos de una década. En ella, se examinó si, y por cuánto tiempo, las actuales estrategias de gestión del agua seguirán siendo efectivas bajo diferentes escenarios de cambio climático. Esto se implementó mediante la aplicación del concepto de “adaptación en puntos de inflexión” o “adaptación en puntos críticos”. Estos se producen cuando se alcanza cierta magnitud tal que la estrategia de gestión actual ya no puede cumplir con sus objetivos. Más allá de encontrar los puntos críticos, se necesita una estrategia alternativa y adaptable. Mediante la aplicación de este enfoque se responden las siguientes preguntas básicas: ¿cuáles son los primeros efectos a los que nos vamos a enfrentar como resultado del cambio climático? y ¿cuándo podemos esperar esto? Los resultados mostraron que el cambio climático y el aumento del nivel del mar son más propensos a causar una amenaza para el suministro de agua dulce en el oeste de los Países Bajos que causar una amenaza de inundación.

El término de “punto crítico” se introduce en la literatura científica relacionada con el cambio climático para indicar el punto en que una vez que se llega a este, el cambio de sistema se sostiene con un nuevo patrón de cambio (Gladwell, 2000). Por ejemplo, la decadencia irreversible de la capa de hielo de Groenlandia (Lenton y otros, 2008).

Un punto crítico del ATP se define como el punto en que la magnitud del cambio (como por el cambio climático o el aumento del nivel del mar) es de tal magnitud que la estrategia actual ya no será capaz de cumplir con los objetivos. Esto da información sobre si, y cuándo, una estrategia de gestión puede fallar y se necesitan otras estrategias. Un punto ATP se podría alcanzar por causas físicas, ecológicas, técnicas, económicas, sociales o políticas. Una causa económica como una crisis podría identificar un ATP. El momento en el que un ATP ocurrirá se define a través de diferentes escenarios y es en este momento que las medidas de adaptación se realizan.

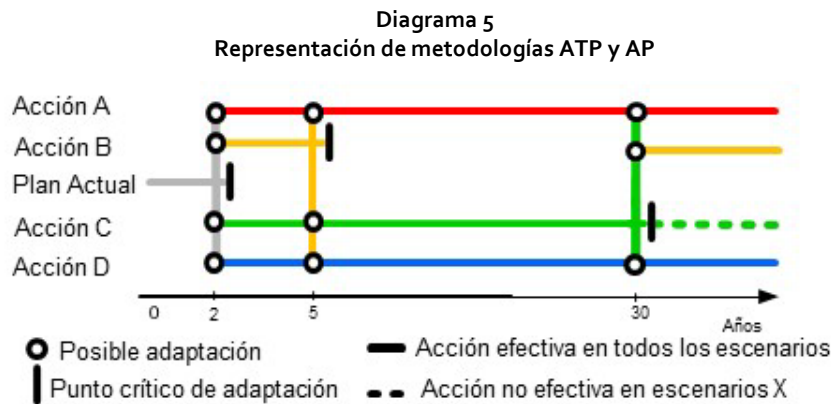
Otro ejemplo tiene que ver con la emisión de gases de efecto invernadero. No hay un consenso claro sobre cuánto va a aumentar la temperatura al final del siglo actual. Dos grados centígrados adicionales es adoptado como punto crítico de adaptación. Este también es adoptado como un objetivo climático de largo plazo para limitar la temperatura media global acordada en 1996 en la UE, y confirmado por el Consejo Europeo en 2005. Estos puntos críticos en general ilustran puntos de no retorno. Superar un ATP no significa que no es posible hacer frente al cambio e implica consecuencias catastróficas. Simplemente significa que se necesitan estrategias alternativas para gestionar el sistema de nuevo. Por tanto, la adaptación no tiene sentido hasta alcanzar un punto crítico.

En esta metodología se espera que el plan seleccionado sea lo menos dependiente de los escenarios disponibles en el momento de la toma de decisiones. La metodología ATP se centra en analizar en qué condiciones el plan no cumpliría con los objetivos, similar a lo que ocurre con ABP. Dado que los eventos impredecibles pueden ocurrir en cualquier momento, es necesario implementar medidas preventivas para resguardar el plan ante la aparición de nuevos escenarios.

La adaptación por mapa de ruta es similar al ATP, pero pensando en la adaptabilidad a largo plazo. Es decir, que existe una estrategia de adaptabilidad a lo largo de todo el horizonte de tiempo en función de cómo se va revelando el futuro. AP es una extensión lógica de la metodología de ATP. La ruta o camino en AP se forma con los cambios puntuales que se dan cuando se alcanza un punto crítico. En la metodología AP se define una ruta o secuencia de acciones en el tiempo para que el sistema se adapte a los cambios de posibles futuros de cambio climático, social, económico, etc.

El diagrama 5 representa un ejemplo gráfico de ambas metodologías (Haasnoot y otros, 2012). Partiendo del plan actual, los objetivos iniciales ya no son efectivos a los 2 años. Representado con línea gris, el plan actual deja de tener validez en el año 2 y existen 4 acciones posibles. La A y D son implementables hasta el final del horizonte en cualquier posible escenario futuro. Si la acción B es elegida se alcanza un punto crítico después de tres años. De nuevo, se tiene opción de cambiar a la acción A, C o D. En el caso de tomar la acción C, esta podría dejar de ser eficiente en el punto crítico del año 30 si se da un escenario X. En otro caso, podría llegar al objetivo final. En general, el momento en el que se alcanza un punto crítico no se conoce, pero sí las estrategias o acciones que se pueden tomar cuando este se alcanza. La metodología AP marca caminos o rutas hasta el final del horizonte, mientras que la metodología ATP solo se preocupa de cada uno de los puntos por separado.

Algunas aplicaciones prácticas de esta metodología son: el análisis de riesgo de inundaciones en Rotterdam (Gersonius, y otros, 2012), producción de vino en Italia (Wernes y otros, 2007), gestión de riesgo en Nueva Zelanda (Lawrence & Manning, 2012) y gestión de riesgo en la cuenca del Elba (SchulteRentrop & Rudolph, 2013).



Fuente: Haasnoot, M.; Middelkoop, H.; Offermans, A.; van Beek, E.; van Deursen, W.P.A. (2012). Exploring pathways for sustainable water management in river deltas in a changing environment. *Climatic Change*, 115, 795–819.

6. Metodologías de planificación eléctrica usadas en la práctica en el sector eléctrico de algunos países seleccionados

La revisión de la literatura presentada anteriormente se enfoca en metodologías y herramientas que han sido propuestas principalmente en el ámbito académico. En este apartado se realiza una revisión de las metodologías de selección de escenarios de generación que utilizan distintas organizaciones alrededor del mundo en sus procedimientos prácticos de planificación de inversiones de transmisión. Con el objetivo de enfocar la revisión al concepto de resiliencia, se dará un especial foco a las metodologías de selección de escenarios, con énfasis en los casos en los que hay procesos participativos de construcción de escenarios.

Los sistemas eléctricos revisados son Guatemala, Brasil, Chile y Colombia dentro de América Latina y Alemania y Estados Unidos (CAISO, MISO y ERCOT) a nivel mundial. Los primeros fueron seleccionados al ser ejemplos de sistemas eléctricos en América Latina con una participación significativa de energías renovables y/o contener alguna índole de procesos participativos, ya sea en la creación de escenarios o en la publicación de la planificación eléctrica, con el fin de recopilar retroalimentación para futuras iteraciones de la planificación eléctrica. Los sistemas de Estados Unidos fueron seleccionados por la relevancia de contar con múltiples escenarios para sistemas de gran tamaño, basándose principalmente en el input de un panel de expertos. Así también se ven en estos estudios de estabilidad y otros desarrollos paralelos a la planificación que cobran relevancia desde el punto de vista de la resiliencia de los sistemas eléctricos. Finalmente, el caso de Alemania se incorpora por su gran avance en penetración de energías renovables, por sus procesos participativos constantes en el desarrollo y planificación de sus modelos de expansión, y por su reciente énfasis en la resiliencia, motivada principalmente por conflictos geopolíticos que reducen la disponibilidad de combustibles y empujan a los países a buscar alternativas. Alemania destaca por su rol dentro de la interconexión de sistemas eléctricos de la UE, al ser el principal productor en base a energías renovables y, por lo tanto, reducir la dependencia de combustibles fósiles del sistema eléctrico de toda la región (aspecto relevante en relación con la resiliencia). Dada su extensión, el análisis detallado de cada sistema eléctrico revisado se presenta en el anexo del estudio.

A modo de sistematización y comparación de las metodologías descritas en el anexo, se presenta el siguiente cuadro (véase el cuadro 3).

Cuadro 3
Sistematización de aspectos relevantes de las metodologías de planificación eléctrica usadas en la industria

Sistema eléctrico	Número de escenarios considerados	Años a futuro evaluados	Nivel de participación ciudadana	Consideraciones de resiliencia
Guatemala	26	30	Baja	Se incorporan escenarios de eventos climáticos extremos en planificación
Brasil	3	10	Alta	Ante eventos climáticos extremos se plantea aumentar capacidad de transmisión
Chile	3	30	Alta	Se evalúan métricas a posteriori, ante eventos extremos
Colombia	4	15	Media	Se utilizan indicadores de confiabilidad basados en racionamiento
Alemania	3	20	Alta	Se utilizan métricas, énfasis en independencia de combustibles
CAISO	3	10	Baja	No explícitamente
MISO	4	10	Baja	No explícitamente
ERCOT	10	15	Baja	Se realizan estudios de estabilidad de nivel de servicio/seguridad del sistema

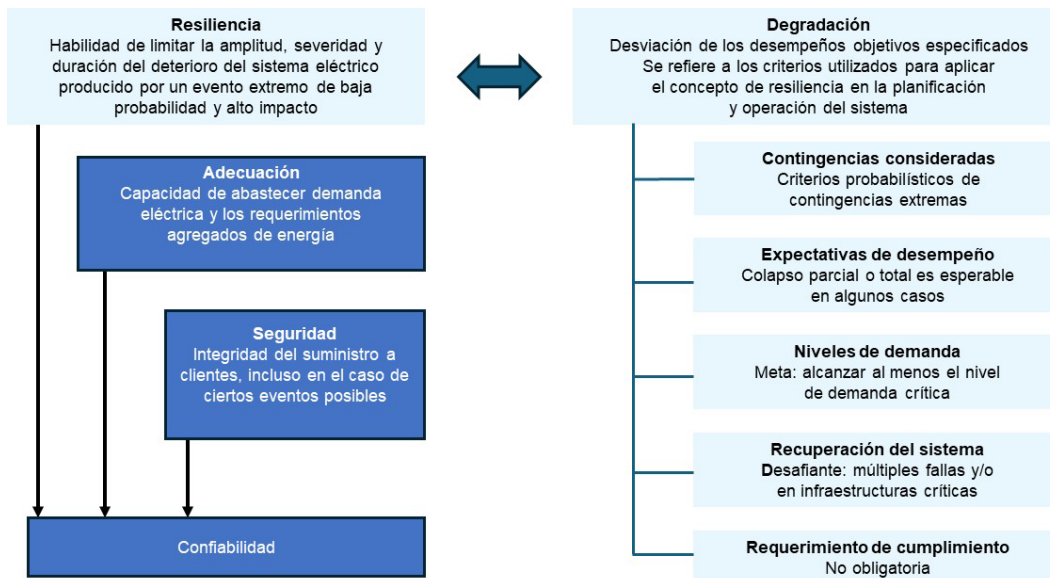
Fuente: Elaboración propia.

B. Resiliencia de los sistemas eléctricos

El concepto de resiliencia está fuertemente relacionado con otros conceptos comúnmente usados en la planificación de sistemas eléctricos, como lo son la confiabilidad, la adecuación de recursos, la seguridad de suministro, el análisis de riesgo y el análisis de posibles contingencias. Es importante identificar las similitudes y diferencias de estos conceptos, para poder entender la resiliencia en un sentido amplio e integral. Por ello, este apartado comienza con una serie de definiciones básicas de los conceptos fundamentales en una planificación eléctrica resiliente. Posteriormente, se revisa la literatura sobre la resiliencia, su rol en los procesos de planificación eléctrica, los métodos de evaluación del riesgo (concepto asociado intrínsecamente con la resiliencia), y su incorporación en la planificación de los sistemas eléctricos a través de las metodologías de análisis del riesgo.

En el diagrama 6 se presenta un esquema general que organiza los conceptos e interacciones que serán presentados en este apartado.

Diagrama 6
Esquema general de interrelación entre resiliencia y confiabilidad bajo una conceptualización multidimensional e integral



Fuente: Elaboración propia.

1. Definiciones fundamentales

El concepto de resiliencia en los sistemas eléctricos ha evolucionado recientemente y no tiene una única definición, puesto que ha sido abordado por distintas organizaciones de diferente forma. Algunas definiciones generales pueden ser las del U.S Presidential Policy Directives -21 (PPD-21), que la define como "la capacidad de prepararse y adaptarse a las condiciones cambiantes y resistir y recuperarse rápidamente de las interrupciones" (White House, 2013), la del UK Cabinet Office que la señala como la "capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de un evento disruptivo" (Cabinet Office, 2013; Younesi y otros, 2022) o la de la National Academy of Sciences (NAS) de los EE.UU., que la define como la "capacidad del sistema de prepararse y planificarse para absorber, recuperarse y luego adaptarse a eventos adversos", lo cual está guiando actualmente el trabajo en el desarrollo de marcos de resiliencia en los EE.UU (Tiwari y otros, 2022). Por su parte, la Oficina para la Reducción del Riesgo del Desastre de las Naciones Unidas (UNDRR) define resiliencia como la "habilidad de un sistema, comunidad o sociedad expuesta a peligros para resistir, absorber, acomodar, adaptarse, transformar y recuperarse de los efectos de ese peligro de forma oportuna y eficiente, incluyendo la preservación y restauración de sus estructuras y funciones esenciales básicas a través del manejo del riesgo" (UNDRR, 2007).

Con un enfoque más centrado en sistemas eléctricos, se encuentran definiciones de resiliencia que apuntan a los efectos y las consecuencias sobre los sistemas eléctricos como puede ser: "la capacidad del sistema para enfrentar eventos de baja probabilidad con efectos destructivos severos utilizando un método eficiente de tal manera que se interrumpa la menor carga posible y el sistema regrese rápidamente a la operación normal" (Younesi y otros, 2022) o la elaborada por el Electric Power Research Institute (EPRI) como "la capacidad de resistir eventos extremos (de alto impacto y baja frecuencia) con interrupciones mínimas en el suministro de electricidad y permitiendo una rápida recuperación". Según Anderson & Deaver (2015), la resiliencia puede comprenderse a través de las siguientes cinco acciones: Prevención de Daños, Reparación Sencilla, Aislamiento y Reconfiguración, Recuperación, Sostenibilidad Comunitaria (Anderson & Deaver, 2015).

Para entender estas definiciones es necesario diferenciar algunos conceptos asociados a la resiliencia como son la confiabilidad, la adecuación de recursos, la seguridad, el análisis de riesgo y el análisis de contingencia. A continuación, se entregan definiciones tradicionales de estos conceptos.

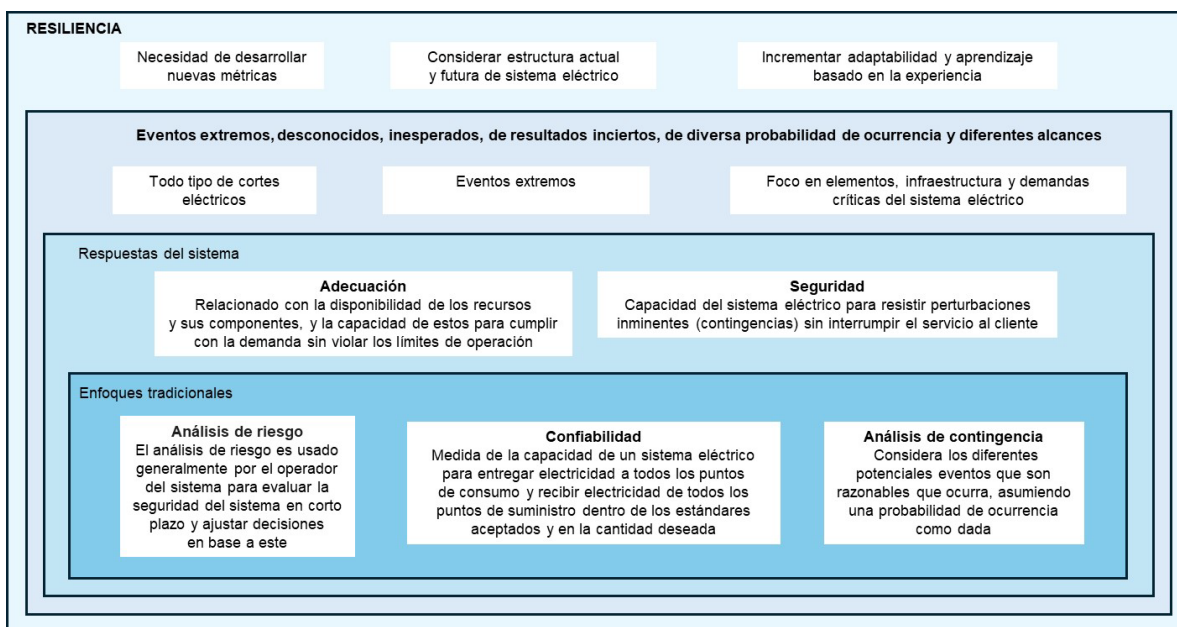
- Confiabilidad: medida de la capacidad de un sistema eléctrico para entregar electricidad a todos los puntos de consumo y recibir electricidad de todos los puntos de suministro dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada (Ciapessoni y otros, 2023). La diferencia entre resiliencia y confiabilidad es que la confiabilidad apunta a eventos con una alta probabilidad de ocurrencia y efectos destructivos bajos, como errores comunes en los sistemas eléctricos, mientras que la resiliencia se ocupa de eventos con una baja probabilidad de ocurrencia y altos impactos destructivos (Younesi y otros, 2022).
- Análisis de riesgo: el riesgo se basa en la probabilidad de ocurrencia de un evento que reduzca la confiabilidad del sistema, de esta manera, el análisis de confiabilidad está basado en el análisis de riesgo (Younesi y otros, 2022). El análisis de riesgo es usado generalmente por el operador del sistema para evaluar la seguridad del sistema en corto plazo y ajustar decisiones en base a este (Li-jie y otros, 2011).
- Análisis de contingencia: considera los diferentes potenciales eventos que son razonables que ocurran, asumiendo una probabilidad de ocurrencia como dada. Este evalúa la capacidad del sistema para lidiar con situaciones de falla de diferentes componentes como N-1 a N-k⁴ (Younesi y otros, 2022).

⁴ El criterio N-1 se refiere al criterio de seguridad, frecuentemente usado en sistemas eléctricos, que consiste en asegurar que el sistema eléctrico puede continuar su funcionamiento sin ninguna interrupción, aun cuando falle un componente cualquiera del sistema. Asimismo, el criterio N-k se refiere al criterio de seguridad donde se asegura que el sistema eléctrico puede continuar su funcionamiento sin ninguna interrupción, aun cuando fallen k componentes cualesquiera del sistema.

- **Adecuación:** relacionado con la disponibilidad de los recursos y sus componentes, y la capacidad de estos para cumplir con la demanda sin violar los límites de operación. Así, un sistema para ser adecuado debe poseer recursos de generación, almacenamiento, flexibilidad, así como también capacidad de transmisión suficiente para cubrir la demanda de energía más reservas por contingencia en todo momento (Ciapessoni y otros, 2023).
- **Seguridad:** capacidad del sistema eléctrico para resistir perturbaciones inminentes (contingencias) sin interrumpir el servicio al cliente (Ciapessoni y otros, 2023).

A modo de síntesis, a continuación, se presenta una propuesta de la forma como se relacionan todos estos conceptos con la resiliencia, según Ciapessoni y otros (2023) (véase el diagrama 7).

Diagrama 7
Relación de conceptos de Resiliencia en la operación de un sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia en base de Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023). Power System Resilience: Definition, features and properties. *CIGRE Science & Engineering*, 30 y Younesi, A., Shayeghi, H., Wang, Z., Siano, P., Mehrizi-Sani, A., & Safari, A. (2022). Trends in modern power systems resilience: State-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112397.

2. Métricas de resiliencia

Al mismo tiempo, la resiliencia puede ser medida con diferentes métricas que tienen distintos propósitos y alcances. En general, estas pueden ser categorizadas en métricas basadas en atributos y en métricas basadas en el desempeño. Las métricas basadas en atributos son aquellas que proporcionan respuestas a qué hace que el sistema sea más o menos resiliente en comparación con su estado actual, a través de la medición de atributos relacionados con la resiliencia. Por ejemplo, se miden varios atributos del sistema, como la robustez, la adaptabilidad, la capacidad de respuesta y la recuperabilidad, utilizando diversas métricas. Por otro lado, las métricas basadas en el rendimiento son aquellas que responden a cuán resiliente es el sistema. Las métricas basadas en el rendimiento se utilizan para interpretar datos cuantitativos que describen los resultados de la infraestructura, especificar las perturbaciones y formular métricas de resiliencia de la infraestructura (Bhusal y otros, 2020). Algunas recomendaciones generales de cómo desarrollar métricas para medir la resiliencia se resumen a continuación (Bhusal y otros, 2020):

- Capturar solo los eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP, por sus siglas en inglés) y sus consecuencias (es decir, pérdida de carga, ingresos, costo de recuperación, número de personas sin suministro eléctrico, interrupción de la carga crítica y suspensión de actividades comerciales debido a la pérdida de energía).
- Reflejar las verdaderas incertidumbres intrínsecas. Estas incertidumbres impulsan las actividades de respuesta y planificación, como las condiciones disruptivas, los daños en la población afectada y el tiempo de respuesta.
- Ser simples, permitir análisis retrospectivos y prospectivos, y ser altamente consistentes.
- Capturar la correlación espaciotemporal de los desastres en la resiliencia del sistema eléctrico.
- Proporcionar tanto la resiliencia global como la específica de componentes de los sistemas eléctricos.

3. Nueva definición de resiliencia, según el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE)

Al tomar en consideración todos estos elementos asociados a la resiliencia, recientemente se han reconocido los desafíos y limitaciones que las definiciones tradicionales de resiliencia poseen. Por lo mismo, se ha discutido la importancia de avanzar en definiciones que aborden de mejor manera la multidimensionalidad del problema. En ese contexto, hay un elemento clave, que es escasamente mencionado en las definiciones de resiliencia, que es el de *degradación*, fundamental para distinguir la resiliencia de otros conceptos, como la seguridad de suministro, que en muchos casos tienen una naturaleza binaria (Ciapessoni y otros, 2023).

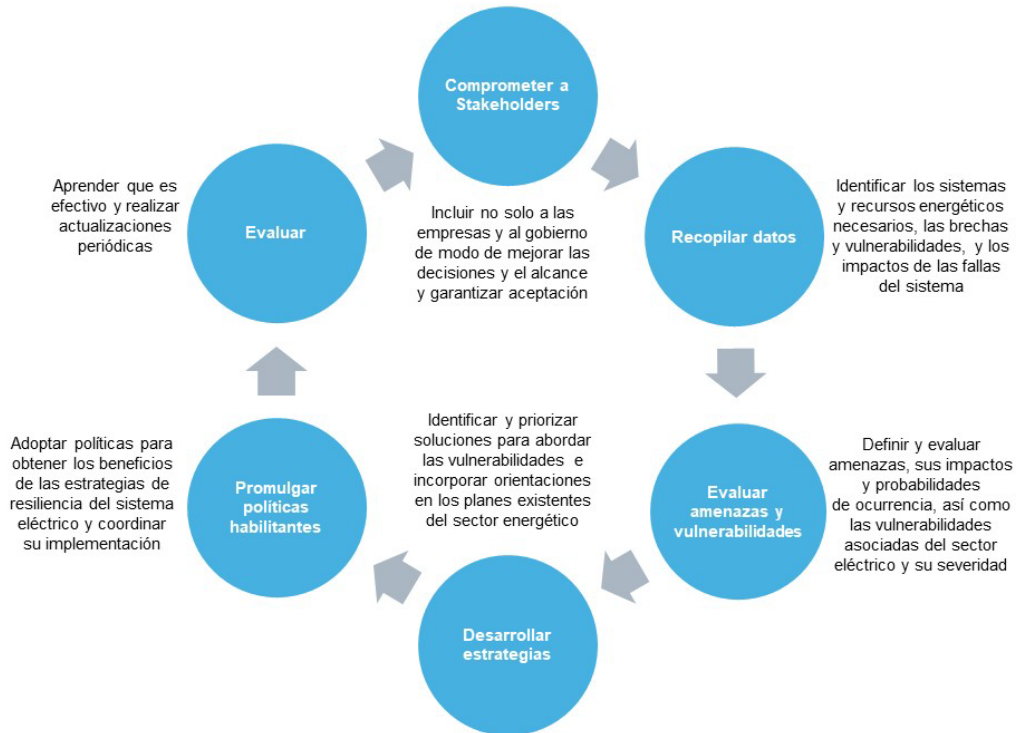
Se entiende por degradación la “desviación de los desempeños objetivos especificados”. Este término se refiere a los criterios utilizados para aplicar el concepto de resiliencia en la planificación y operación del sistema. En ese sentido, los costos para garantizar la seguridad del sistema eléctrico en caso de múltiples contingencias pueden ser inaceptables e insostenibles, por lo tanto, la lógica es asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad para eventos “ordinarios” (por ejemplo, el criterio N-1) y proporcionar un criterio más flexible que no exceda las desviaciones máximas especificadas de los desempeños del sistema en caso de contingencias severas múltiples (sistema degradado). El término “degradación” se refiere tanto al suministro de energía como a la infraestructura de la red, por lo que la definición puede aplicarse tanto a la resiliencia infraestructural como a la operativa (Ciapessoni y otros, 2023).

Tomando esta definición en consideración, investigadores de CIGRE Science & Engineering proponen como definición de resiliencia la capacidad del sistema de limitar la extensión, severidad y duración de la degradación del sistema siguiendo un evento extremo (Ciapessoni y otros, 2023). En este caso, la extensión y severidad proveen mayor detalle de la acción disruptiva del evento y permite una mejor caracterización de la degradación del sistema. Severidad se refiere a la gravedad de las consecuencias del evento, que debe ser diferenciada de la severidad del evento. Este concepto va a depender del punto de vista de los agentes interesados (stakeholders). Un evento extremo se entiende como un evento con un gran impacto en términos de la cantidad de componentes del sistema dañados o la reducción de funcionalidades de estos, así como también la cantidad de clientes no suministrados.

4. Rol de la resiliencia en la planificación de los sistemas eléctricos

En general, planificar un sistema resiliente debe ser parte integral de los procesos de planificación eléctrica. Estos deben ser revisitados de forma periódica y tienen que considerar la inclusión de diferentes stakeholders, así como también, los mecanismos de financiamiento apropiados. Además, deben involucrar una priorización de las acciones de resiliencia basada en factores como la prioridad de las amenazas, costo, dificultad o el número y prioridad de los sistemas a mejorar (Stout y otros, 2019) (véase el diagrama 8).

Diagrama 8
Proceso de planificación de la resiliencia en sistemas eléctricos



Fuente: Elaboración propia en base de Stout, S. R., Lee, N., Cox, S. L., Elsworth, J., & Leisch, J. (2019). Power Sector Resilience Planning Guidebook: A Self-Guided Reference for Practitioners (NREL/TP-7A40-73489). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

Como se puede ver, las acciones de planificación pueden suceder a distintas escalas geográficas (local, nacional o regional) y pueden incorporarse a los procesos de planificación y política energética existentes para asegurar su buen funcionamiento. De esta forma, la resiliencia añade una nueva dimensión a la gestión del sistema y a la confiabilidad (véase el diagrama 8).

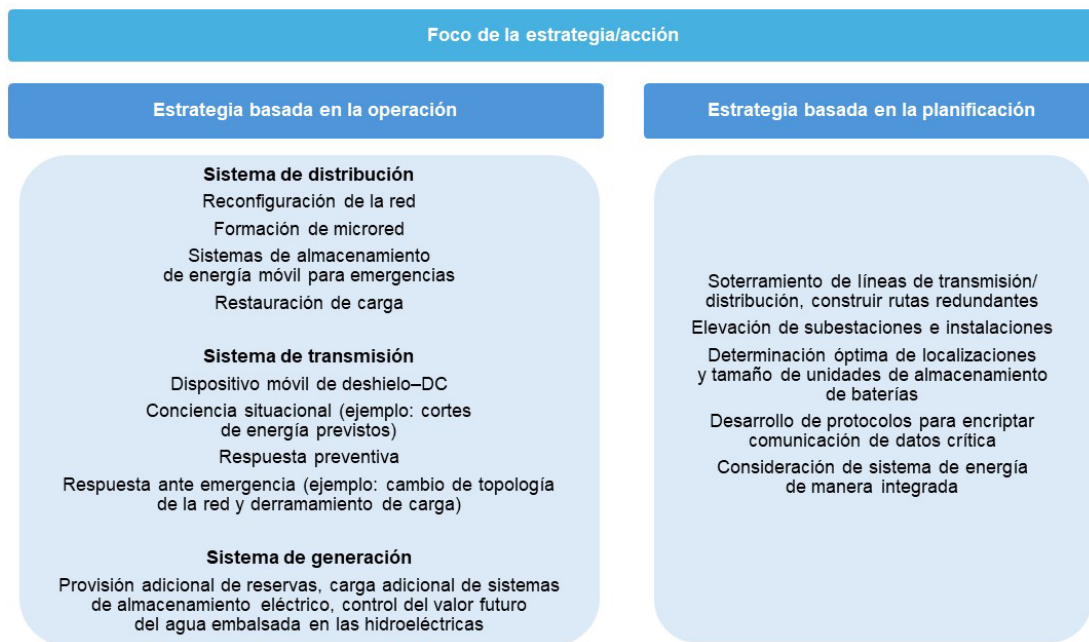
La aplicación de conceptos de resiliencia puede ayudar a las empresas y a los reguladores a fomentar inversiones para mejorar el desempeño del sistema en caso de eventos extremos de baja frecuencia de ocurrencia (Ciapessoni y otros, 2023). Algunas estrategias asociadas a la mejora de la resiliencia pueden clasificarse en métodos de planificación y métodos de operación. La planificación se basa en establecer expansiones de la red que fortalezcan los sistemas de generación, transmisión y distribución contra eventos extremos, mientras que los de operación se centran en la optimización de la infraestructura existente frente a fallas por eventos extremos (Bhusal y otros, 2020). Algunos ejemplos se presentan en el diagrama 9.

Con respecto al proceso de planificación considerando resiliencia, se debe destacar que este apunta a diferentes estrategias y acciones que mejoren la habilidad del sistema para sobrellevar y recuperarse de eventos extremos. Estas estrategias y acciones pueden dividirse en inversiones de largo plazo en resiliencia, preparación de corto plazo pre-evento y restauración post-evento (Paul y otros, 2024):

- Inversiones de largo plazo en resiliencia: planificación estratégica para hacer que el sistema sea más resistente a eventos inciertos y extremos. Esto incluye, por ejemplo, refuerzos de infraestructura o métodos de fortalecimiento del sistema, como la instalación de líneas subterráneas, la elevación de subestaciones y otras mejoras para aumentar la confiabilidad y robustez del sistema.

- Preparación de corto plazo pre-evento: asignación de recursos y estrategias de planificación que se pueden implementar justo antes de un evento extremo (en el caso de los eventos que pueden predecirse) para mejorar la resiliencia del sistema. Esto incluye actividades como la pre-ubicación de recursos, el despacho de cuadrillas y la reconfiguración de la red para minimizar el impacto del evento y acelerar la restauración.
- Restauración post-evento: actividades realizadas después de un evento extremo para devolver el sistema eléctrico a su operación normal. Es uno de los componentes más críticos de la resiliencia del sistema, ya que una restauración rápida y efectiva justifica una estrategia de planificación eficiente. Por lo tanto, la planificación y la preparación antes del evento son vitales para asegurar un proceso de restauración rápido y eficiente. La restauración incluye la reparación de la infraestructura dañada, la reconfiguración de la red y la optimización de los recursos asignados para acelerar la recuperación.

Diagrama 9
Focos de estrategias y acciones



Fuente: Elaboración propia en base de Bhusal, N., Abdelmalak, M., Kamruzzaman, M., & Benidris, M. (2020). Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions. *IEEE Access*, 8, 18064-18086. IEEE Access.

De esta forma, la resiliencia en sistemas eléctricos puede resumirse en una serie de acciones que se toman antes, durante y después de los eventos extremos. Estas son inherentes a cualquier sistema eléctrico, pero en el caso de la resiliencia deberían permitir alcanzar niveles aceptables de entrega de energía en caso de este tipo de eventos. CIGRE ahonda en las etapas de la planificación para un sistema resiliente, resumiendo las acciones en las siguientes seis categorías (Ciapessoni y otros, 2023):

- i) **Anticipación:** proceso en el que el nuevo conocimiento de amenazas incorporado se utiliza para prever posibles crisis y desastres. Consiste en evaluar o monitorear a los posibles escenarios futuros que podrían tener resultados desastrosos. Este ayuda a los encargados del sistema a enumerar los posibles escenarios de desastres, permitiendo a los tomadores

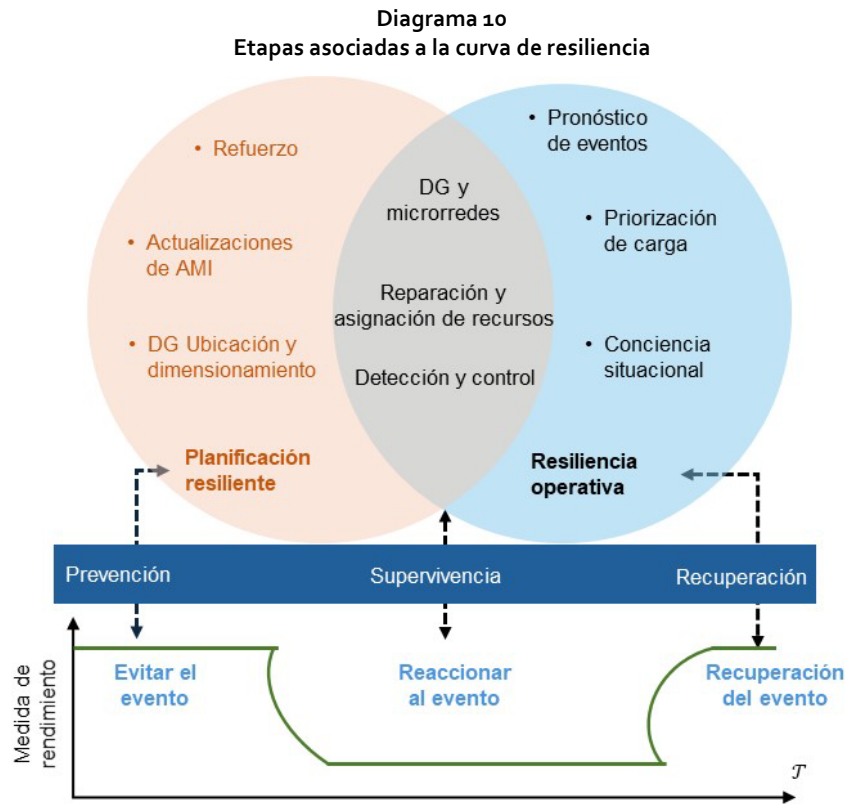
de decisiones visualizar los múltiples estados futuros y estrategias necesarias para contener, evitar o responder a una amenaza emergente para el sistema eléctrico. La anticipación durante el período previo a la perturbación se realiza mediante cualquier recurso o acción que pueda reducir la probabilidad de eventos extremos o cualquier daño inicial.

- ii) Preparación: proceso en el que los operadores de la red establecen un conjunto de acciones a ser llevadas a cabo en caso de que una condición de operación crítica ocurra. Este proceso es necesario para que los tomadores de decisiones avancen en el conocimiento adquirido durante la fase de anticipación, desde las estrategias de resiliencia hacia objetivos claros que guíen la implementación de medidas. Se debe considerar la tolerancia a las posibles consecuencias adversas, con énfasis en mantener las cargas críticas para la misión y el nivel mínimo de carga del sistema para sostener un funcionamiento reducido, pero aceptable de la vida cotidiana y, lo que es más importante, el funcionamiento ordenado de la sociedad.
- iii) Absorción: proceso en el que un conjunto de medidas es llevado a cabo para limitar la amplitud, severidad y magnitud del deterioro en el desempeño de los sistemas eléctricos. Su medida característica es la pendiente de la disminución o degradación del funcionamiento del sistema después de que ocurre un evento extremo.
- iv) Adaptación: proceso en el que se llevan a cabo cambios en los procedimientos de gestión de los sistemas eléctricos, en base a interrupciones pasadas, con el fin de adecuar los sistemas ante las situaciones indeseadas. Este proceso incluye las mejoras en las barreras de prevención, regímenes operacionales y en los procesos de mantención.
- v) Recuperación rápida: proceso en el que el suministro de energía a los clientes es restaurado y los daños a la red/infraestructura son reparados. Este proceso requiere que la respuesta operacional inicial al shock del evento contenga o limite las consecuencias disruptivas de este, al centrarse en las cargas críticas o esenciales necesarias para apoyar los esfuerzos de restauración. Esto requiere una planificación integrada para desarrollar respuestas eficientes y efectivas en planes coordinados que recuperen la operación del sistema a su estado inicial.
- vi) Sostenimiento de la operación de sistemas críticos: proceso en el que se aplican medidas que permiten que un sistema eléctrico dañado cumpla con abastecer un mínimo nivel de demanda, con el fin de mantener un funcionamiento reducido, pero aceptable de la "vida cotidiana". Este proceso puede requerir el despliegue adicional de estructuras o componentes como generadores móviles, generación distribuida u otros sistemas que apoyen el suministro eléctrico hasta que este vuelva a la normalidad.

Se debe considerar que estas etapas no son universalmente adoptadas, aunque sirven para tener una guía sobre cómo proceder al momento de enfrentarse a contingencias de baja probabilidad y alto impacto. En ese sentido, diversos autores proponen análisis similares con ciertos matices, pero que también abordan estas mismas problemáticas. Por ejemplo, Paul y otros (2024) muestran tres etapas asociadas a la curva de resiliencia: Evitar, Reaccionar y Recuperar. Asociadas a estas etapas, muestran las diferentes herramientas de planificación resiliente que aplican en cada una de estas (véase el diagrama 10).

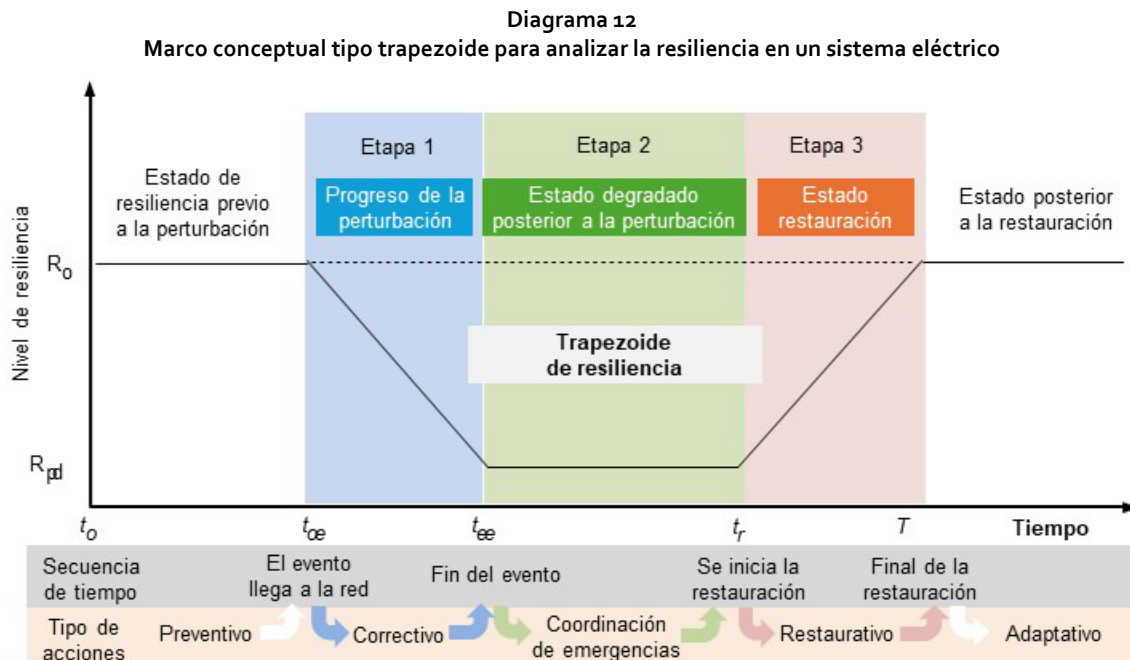
De la misma forma, Mishra y otros (2024), delinean la resiliencia de un sistema como el fortalecimiento de su infraestructura para resistir eventos simultáneamente respondiendo al daño y adaptándose para abordar eventos futuros. Asimismo, definiendo la resiliencia dentro de cuatro factores característicos que permiten construir un marco conceptual que facilita entender el rol de la resiliencia en un sistema y reaccionar a las contingencias (véase el diagrama 11).

Similarmente, Panteli y otros (2017), definen un marco conceptual tipo trapezoide para analizar la resiliencia en un sistema eléctrico. Este permite visualizarla en tres diferentes etapas, tras una disrupción extrema. Este esquema tiene la ventaja de facilitar análisis dinámicos, considerando acciones correctivas, analizando el nivel de degradación del sistema y es aplicable a cualquier amenaza (véase el diagrama 12).



Fuente: Paul, S., Poudyal, A., Poudel, S., Dubey, A., & Wang, Z. (2024). Resilience assessment and planning in power distribution systems: Past and future considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113991.

Fuente: Adaptado de Mishra, D. K., Eskandari, M., Abbasi, M. H., Sanjeevikumar, P., Zhang, J., & Li, L. (2024). A detailed review of power system resilience enhancement pillars. *Electric Power Systems Research*, 230, 110223.

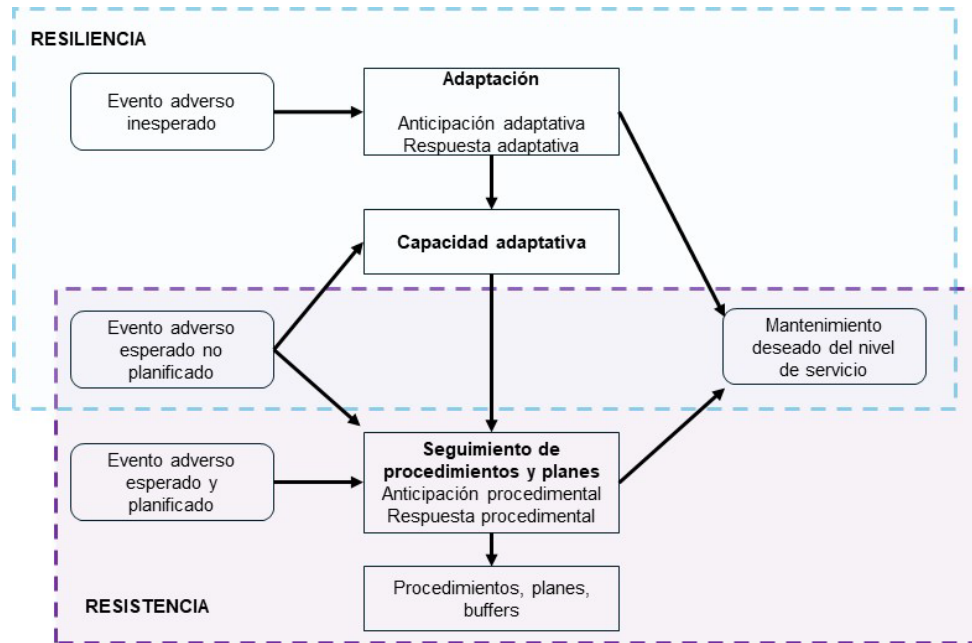


Fuente: Panteli, M., Trakas, D. N., Mancarella, P., & Hatziaargyriou, N. D. (2017). Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies. Proceedings of the IEEE, 105(7), 1202-1213. Proceedings of the IEEE.

Vert y otros (2021) por su parte presentan una propuesta novedosa para entender la forma como funciona la reacción a las contingencias de baja probabilidad y alto impacto. Dependiendo de la naturaleza de los eventos adversos, el sistema en consideración tiene o no procedimientos y planes a seguir. Si el sistema cuenta con procedimientos, por ejemplo, para lidiar con eventos adversos planificados o no planificados, entonces se asume que su ejecución lleva a mantener un nivel de rendimiento deseado. Por lo tanto, se considera que el sistema exhibe un comportamiento resistente, lo que significa que se mantiene dentro de un margen de rendimiento deseado gracias a una planificación diseñada para gestionar interrupciones. Si el sistema no tiene procedimientos y planes, o solo los tiene parcialmente, entonces debe adaptar su funcionamiento, ya sea anticipándose o respondiendo, para mantener el nivel de rendimiento deseado. La posibilidad de realizar esta adaptación se debe a la capacidad adaptativa del sistema y, en consecuencia, el sistema es capaz de mostrar un comportamiento resiliente, lo que significa que se mantiene en un margen de rendimiento deseado como resultado de la adaptación. A continuación, se presenta una visión general del marco conceptual de la resiliencia en relación con la resistencia, donde se muestra que la resiliencia y la resistencia están entrelazadas, y tanto la adaptación como los procedimientos, planes y reservas contribuyen a mantener el nivel de rendimiento deseado. Los eventos adversos se consideran como entradas y el nivel de rendimiento como salida. Están representados por rectángulos redondeados. La dinámica interna del sistema y sus capacidades se representan con rectángulos regulares (véase el diagrama 13).

De esta manera, se puede ver que existen diferentes marcos conceptuales de análisis de eventos de baja probabilidad y alto impacto en sistema eléctricos, que consideran la resiliencia. Si bien existen diferencias entre estos, en general, existen algunos conceptos claves que están presentes o son análogos en todas las metodologías, tales como la prevención, la reacción al evento, la adaptación, el funcionamiento del sistema con algún nivel de degradación y la recuperación rápida a las condiciones normales, entre otros.

Diagrama 13
Marco conceptual de la resiliencia en relación con la resistencia



Fuente: Vert, M., Sharpanskykh, A., & Curran, R. (2021). Adaptive Resilience of Complex Safety-Critical Sociotechnical Systems: Toward a Unified Conceptual Framework and Its Formalization. *Sustainability*, 13(24), Article 24.

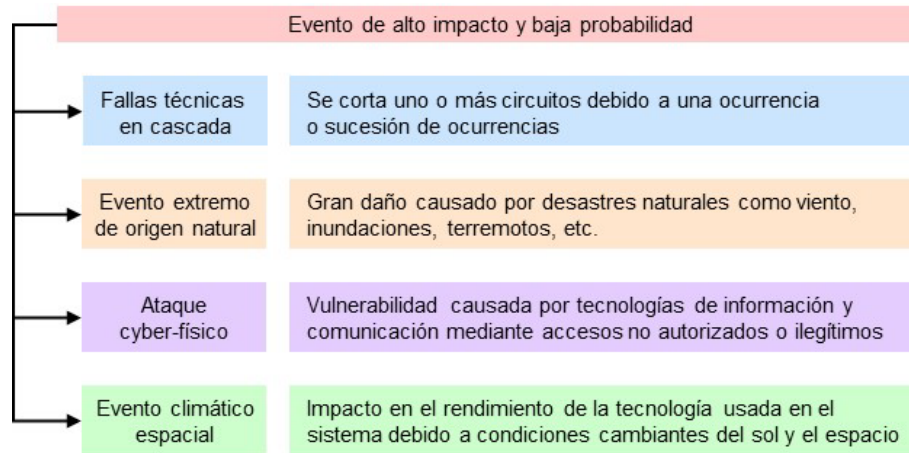
5. Análisis de riesgo y evaluación de la seguridad de los sistemas

En primer lugar, es necesario abordar brevemente el concepto de riesgo. Tradicionalmente, el riesgo se define como la existencia de una o varias amenazas claramente identificables y que pueden ocurrir con cierta probabilidad. Bajo esta definición, el paradigma analítico del riesgo comienza con la identificación de un peligro (amenaza), lo cual, en sistemas complejos resulta problemático debido a la multiplicidad de amenazas posibles. Muchas veces el riesgo en sistemas complejos y dinámicos emerge con interacciones no lineales entre los componentes y procesos del sistema. Por ello, la vulnerabilidad de un sistema de estas características varía en el tiempo y se caracteriza por ser afectada por factores inciertos. En base a esto, se puede diferenciar el análisis de resiliencia del análisis de riesgo en que la resiliencia considera prepararse para lo inesperado mientras que el análisis de riesgo apunta a las amenazas identificables (Park y otros, 2013).

Por su parte, el concepto clásico de riesgo ha sido considerado como una función de la contingencia, la probabilidad y el impacto. Este actualmente se ha revisitado y la probabilidad ha sido reemplazada con los términos de amenaza y vulnerabilidad. Este acercamiento permite realizar análisis de riesgo que consideren un mayor detalle en la respuesta de las componentes del sistema, ya que el concepto de vulnerabilidad se vincula con la capacidad del sistema eléctrico de resistir la amenaza (Ciapessoni y otros, 2020). Así, se puede vincular el análisis de probabilidad de riesgo con el análisis de evaluación de seguridad.

A su vez, cuando se habla de riesgo, las amenazas asociadas y relevantes al realizar los respectivos análisis de resiliencia corresponden a los eventos de alto impacto y baja probabilidad a los que se enfrentan los sistemas eléctricos. Estos pueden clasificarse de muchas maneras, aunque una de las propuestas más recientes y simplificadas es la de que los divide en cuatro categorías generales (Amini y otros, 2023) (véase el diagrama 14).

Diagrama 14
Clasificación de amenazas de eventos de los sistemas eléctricos



Fuente: Adaptado de Amini, F., Ghassemzadeh, S., Rostami, N., & Tabar, V. S. (2023). Electrical energy systems resilience: A comprehensive review on definitions, challenges, enhancements and future proceedings. *IET Renewable Power Generation*, 17(7), 1835-1858.

Dentro del proceso de planificación de sistemas eléctricos resilientes, el análisis de riesgo y la evaluación de seguridad de los sistemas toma un rol fundamental. En ese contexto, es que han surgido una serie de metodologías de análisis de riesgo (*Risk Assessment*) que tienen como propósito evaluar la seguridad del sistema ante amenazas como las antes mencionadas. A continuación, se revisarán algunas de las metodologías más comúnmente utilizadas.

a) ***Risk Based Security Assessment*** (Elaborada por el Electric Power Research Institute, EPRI)

El método de evaluación de seguridad basada en riesgos se diferencia de otras metodologías tradicionales en que tiene un carácter probabilístico y no determinístico que, en general, utiliza criterios del tipo N-1 a N-k para evaluar la seguridad del sistema. En este caso, la metodología puede considerar la probabilidad y la severidad de una contingencia y en base a eso cuantificar indicadores de riesgo de seguridad, con el fin de evaluar el sistema eléctrico de manera más efectiva. Esta metodología describe la posibilidad de una contingencia probabilísticamente, y denota la severidad de la falla según una función de severidad. Luego se levantan indicadores de riesgo cuantitativos considerando ambos aspectos (Li-jie y otros, 2011).

Basándose en indicadores de riesgo, el operador del sistema puede conocer el nivel de riesgo de cada decisión, equilibrar la seguridad y la eficiencia económica de la operación del sistema, y elegir la mejor decisión posible. Este enfoque tiene dos objetivos: uno es establecer un sistema de indicadores de evaluación de seguridad y evaluar la incertidumbre de manera cuantitativa, el otro es estudiar cómo manejar la incertidumbre y tomar decisiones. Dentro de las ventajas de esta metodología se puede destacar lo siguiente (Li-jie y otros, 2011):

- Evaluación económica de la seguridad: dado que puede cuantificar los indicadores de riesgo de seguridad, esto proporciona la posibilidad de vincularlos con indicadores de eficiencia económica.
- Composición y descomposición del riesgo: para cada condición de operación, cada contingencia y cada componente es posible calcular el riesgo. Así, el riesgo puede componerse para reflejar el efecto combinado de todas las contingencias y los problemas de seguridad resultantes. Esto proporciona una medida del nivel general de seguridad del sistema.

- Acumulación del riesgo: Los indicadores de riesgo de un período de tiempo se pueden obtener acumulando los indicadores de riesgo de puntos en el tiempo. En este sentido, el riesgo asocia puntos en el tiempo con períodos de tiempo. Esta evaluación de riesgo acumulativo es útil para evaluar la influencia en el nivel de seguridad de un plan específico de operación.
- Guía para los operadores: ayuda a tomar decisiones de despacho considerando una combinación de seguridad y eficiencia económica. Con diversas formas de visualización, puede combinarse con otros análisis de seguridad y análisis económico.

b) *Power Delivery Reliability Initiative* (Elaborada por el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica, EPRI, por sus siglas en inglés)

Esta iniciativa lanzada por el EPRI en el año 2000 se ha centrado en desarrollar herramientas para identificar puntos débiles en un sistema de transmisión interconectado, aplicando un proceso probabilístico práctico para evaluar la confiabilidad de la red en un entorno de creciente desregulación y reestructuración de los mercados eléctricos. La clave de la iniciativa son dos programas paralelos, pero separados, que evalúan en detalle la red de transmisión y los sistemas de distribución. Está diseñada para ofrecer soluciones rápidas a los problemas emergentes actuales, identificando formas de reducir el riesgo de problemas adicionales de confiabilidad. Las dos partes de la iniciativa incluyen la evaluación probabilística de confiabilidad/riesgo y el despliegue de tecnología para mejorar el rendimiento del Sistema. De esta manera, busca identificar posibles contingencias críticas, evaluar las probabilidades de sus impactos adversos y recomendar alternativas efectivas de mitigación (Lee & Hoffman, 2001).

Las evaluaciones tradicionales de confiabilidad y riesgo suelen ser deterministas y no reconocen la desigualdad tanto en las probabilidades de los eventos como también en la gravedad de las consecuencias de estos. Por el contrario, la iniciativa de la EPRI propone el uso de una evaluación probabilística del riesgo y la confiabilidad que combina una medida probabilística de la probabilidad de eventos indeseables con una medida de las consecuencias de los eventos (impacto) en un único índice de riesgo. Más estrictamente hablando, el índice de confiabilidad (*RI*) se define como la suma del producto de dos cantidades (probabilidad e impacto), sumada sobre todas las situaciones simuladas, como puede verse en la siguiente ecuación (Lee & Hoffman, 2001).

$$RI = \sum_{i \in \{Situaciones_Simuladas\}} p_i \cdot I_i$$

donde p_i es la probabilidad de la situación e I_i describe el impacto de las violaciones de las restricciones. La probabilidad calculada es la probabilidad de experimentar el impacto (es decir, la probabilidad de los eventos iniciadores, contingencias que podrían llevar a violaciones de los límites de seguridad operativa, que causan el impacto). El impacto se mide por la gravedad, que incluye desviaciones de la carga térmica aceptable de las líneas de transmisión y transformadores, de los niveles de voltaje aceptables en barras, de la estabilidad de voltaje y, en algunos sistemas, de la estabilidad dinámica (Lee & Hoffman, 2001).

c) *Value of Security Assessment* (Elaborada por la Universidad de Manchester)

El *Value of Security Assessment* (VaSA), o Evaluación del Valor de Seguridad en español, consiste en una metodología que calcula varios tipos de costos involucrados en las operaciones de un sistema eléctrico. El principio en que se basa esta propuesta apunta a que la planificación y operación del sistema debe centrarse en un análisis de los costos y beneficios para los usuarios del sistema. Los costos se reflejan en los pagos realizados a los generadores mientras que los beneficios están relacionados con las consecuencias de eventos estocásticos, que solo pueden estimarse en un sentido probabilístico. Según la teoría económica, la seguridad debe reforzarse hasta el punto en que su costo incremental sea igual al costo incremental de las interrupciones evitadas. Por lo tanto, utilizando dicho análisis de costo-beneficio, se puede determinar el nivel óptimo de seguridad (Jayaweera, 2003).

En este contexto, los costos de operación se pueden categorizar en costos deterministas y probabilísticos. El costo de la energía es un costo determinista, y el costo de la seguridad es un costo probabilístico. El costo de la energía es casi consistente en las diferentes condiciones operativas, mientras que el costo de la seguridad se ve afectado. La metodología VaSA puede utilizarse para definir zonas clasificadas por seguridad en un sistema eléctrico de acuerdo con los niveles de inseguridad. Los niveles de inseguridad se determinan en función del costo de la inseguridad. El valor de la seguridad debe calcularse sobre un programa de generación planificado con eventos no planificados, como la falla de unidades de generación, fallos de líneas, fallos de circuitos dobles, fallos de barras, fallos de dispositivos de compensación, caídas en cascada de líneas, activaciones de seguridad innecesarias y caídas de generadores por inestabilidad transitoria (Jayaweera, 2003).

d) *Probabilistic Cascading Analysis Via Dynamic Simulation* (Elaborada por la Universidad de Lieja)

El *Probabilistic Cascading Analysis via Dynamic Simulation* o Análisis de Probabilidad de Cascadas Mediante Simulación Dinámica tiene su foco en las interrupciones en cascada en los sistemas eléctricos. Estas interrupciones se definen como la pérdida sucesiva e incontrolada de elementos del sistema desencadenada por un incidente en cualquier ubicación. Generalmente, se inician por una o más perturbaciones no planificadas que resulta en sobrecargas térmicas y/o inestabilidad dinámica de otros componentes, iniciando así las fallas en cascada. La propagación de las fallas en cascada está gobernada por los detalles del estado operativo del sistema, dado esto, la complejidad de la dinámica del sistema eléctrico requiere un trabajo extenso de simulación para reproducir los comportamientos del sistema, establecer la secuencia causal de los eventos en cascada y desarrollar estrategias de control viables (Dai y otros, 2022).

Estos son eventos costosos que los operadores y planificadores del sistema de energía buscan evitar activamente. Dichos eventos pueden resultar rápidamente en cortes de energía para millones de clientes. Aunque es poco realista afirmar que los apagones pueden prevenirse por completo, se puede reducir la frecuencia y el impacto de estos eventos de grandes consecuencias. Los operadores del sistema eléctrico pueden tomar medidas si cuentan con la información adecuada proporcionada por herramientas para monitorear y gestionar el riesgo de interrupciones en cascada (Dai y otros, 2022).

Debido al gran número de posibles combinaciones de eventos que podrían llevar a una falla en cascada, el desarrollo de herramientas basadas en el riesgo que sean capaces de tener en cuenta este tipo de interrupciones adoptan un enfoque probabilístico (Papic y otros, 2011).

Por su parte, debido a la transición energética hacia tecnologías renovables en los sistemas eléctricos, han ido cambiando también los métodos y parámetros de operación y control de los sistemas, lo que repercute en el modelado dinámico de fallas de cascada. Así, se puede ver como algunos elementos básicos para el control de fallas en cascada han ido cambiando hacia nuevas tecnologías (véase el cuadro 4).

Finalmente, el análisis dinámico en los sistemas eléctricos, como el colapso de voltaje y la oscilación de frecuencia, es un campo de estudio convencional cuyos enfoques más comunes no logran analizar la inestabilidad dinámica del sistema bajo múltiples contingencias. En las fallas en cascada, el equilibrio entre generación y carga (sin sobrecarga) es una posible forma en que las fallas se detienen, mientras que la inestabilidad dinámica puede destruir dicho equilibrio, exacerbando así la cascada. Cómo simular con precisión estos fenómenos durante una falla en cascada sigue siendo un desafío debido a la gran cantidad de factores y mecanismos involucrados en un sistema eléctrico. Los métodos existentes se centran en una pequeña parte de los problemas dinámicos involucrados en una cascada mientras que los modelos más recientes incluyen, en alguna medida, la escala temporal al análisis dinámico de las interrupciones en cascada (Guo y otros, 2017).

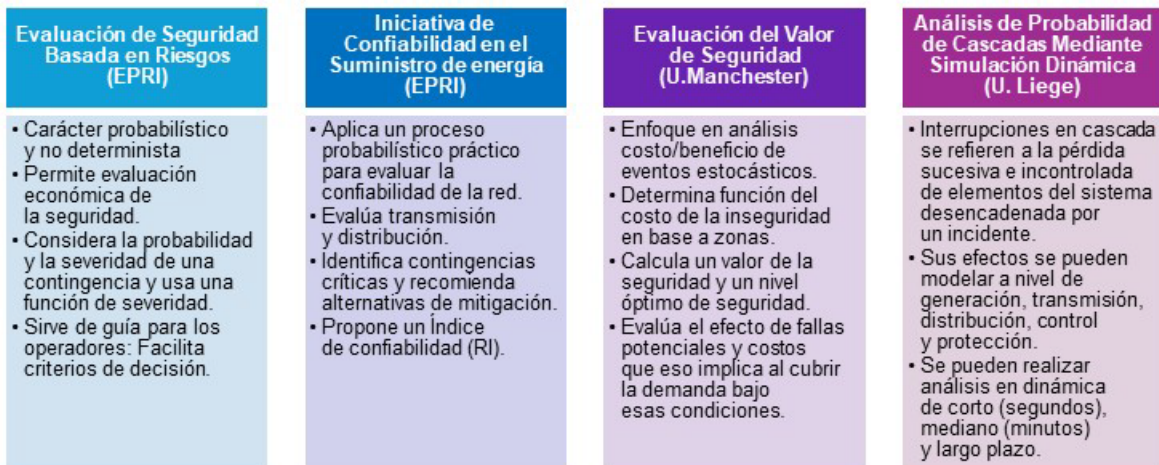
Cuadro 4
Elementos básicos para la modelación de fallas de cascada en sistemas eléctricos convencionales y futuros

Hoy		Futuro
Generación	Generadores síncronos	Generación renovable Sistemas de almacenamiento
Transmisión y distribución	Transferencia de energía unidireccional	Transferencia de energía bidireccional
Consumidores	Consumidores tradicionales	Productores y consumidores Vehículos eléctricos Edificios inteligentes
Control	Control local	Control de todo el sistema
Protección	Protección contra sobrecarga Protección "Out-of-step"	Protección coordinada de área amplia Aislamiento intencionado

Fuente: Elaboración propia en base de Dai, Y., Preece, R., & Panteli, M. (2022), "Benefits and Challenges of Dynamic Modelling of Cascading Failures in Power Systems", Bulk Power Systems and Control Symposium (IREP 2022), Banf, Canada.

A modo de resumen, el diagrama 15 sintetiza las cuatro metodologías de análisis de riesgo y evaluación de seguridad de los sistemas revisadas.

Diagrama 15
Resumen comparativo de metodologías de análisis de riesgo

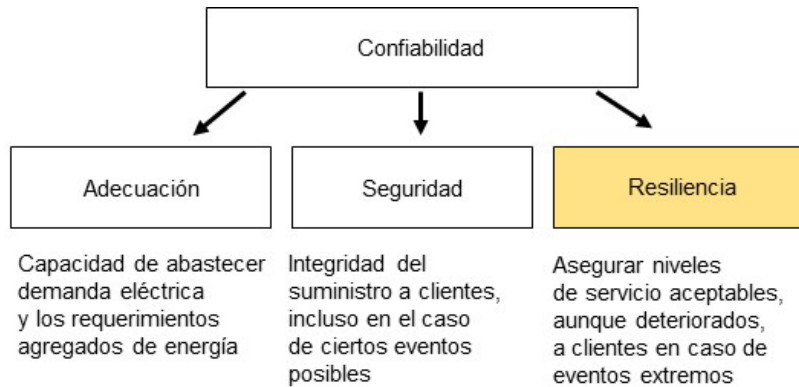


Fuente: Elaboración propia.

6. Incorporación de la resiliencia en la planificación de los sistemas eléctricos a través de metodologías basadas en el análisis de riesgo

En base al nuevo enfoque de resiliencia formulado por CIGRE se puede plantear una forma de abordar la resiliencia a través de metodologías basadas en el análisis del riesgo. Para ello es importante no solo entender la interacción entre resiliencia y confiabilidad, sino que también el rol del análisis probabilístico del riesgo. En la práctica operacional actual, todas las contingencias son consideradas igualmente posibles. Típicamente, las contingencias en el criterio N-1 son analizadas independientemente (como si fueran la única contingencia posible). La adecuación y la seguridad son condiciones necesarias para verificar la propiedad clásica de confiabilidad de un sistema eléctrico. Sin embargo, asegurar la seguridad del sistema en caso de múltiples fallas, como las producidas por eventos extremos, conlleva costos excesivos en términos de diseño, planificación, operación y mantenimiento (Ciapessoni y otros, 2023) (véase el diagrama 16).

Diagrama 16
Relación entre confiabilidad, adecuación, seguridad y resiliencia en los sistemas eléctricos



Fuente: Elaboración propia en base de Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023), "Power System Resilience: Definition, features and properties", CIGRE Science & Engineering, 30.

Si el concepto de confiabilidad no incluyera la resiliencia, como en el enfoque tradicional, entonces un sistema eléctrico no podría definirse como confiable en caso de eventos extremos. De hecho, la seguridad, que requiere que no haya pérdida de cargas convencionales, no se garantiza para eventos extremos, sino solo para contingencias creíbles, debido a los costos excesivos que esto conlleva. En cambio, establecer que una condición necesaria para que un sistema sea confiable es que deba tener una resiliencia suficiente frente a eventos extremos, y conllevaría varias ventajas (Ciapessoni y otros, 2023):

- Se satisfacen las definiciones de confiabilidad del sistema que no incluyen los tipos de contingencias.
- Se mantienen las definiciones de seguridad y adecuación.
- Hay un claro vínculo entre la resiliencia y los otros conceptos asociados a la confiabilidad.

Así también es posible ver las características que diferencian la confiabilidad de la resiliencia, lo que permite también entender cómo deben enfrentarse los problemas asociados a las contingencias por eventos extremos (véase el cuadro 5).

Cuadro 5
Principales diferencias entre confiabilidad y resiliencia

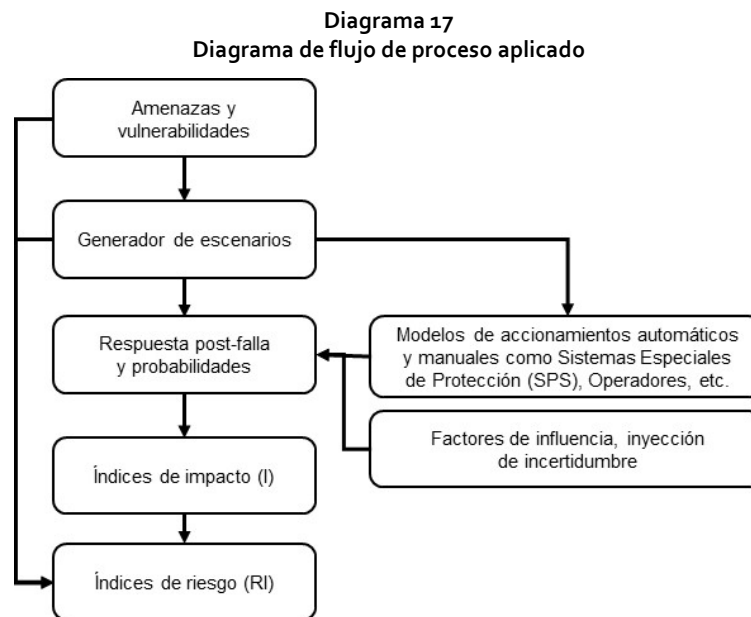
	Confiabilidad	Resiliencia
Contingencias consideradas	Determinístico, Criterio normal: mínimo N-1y N-1-1 (con recuperación de sistema siendo debidamente considerados los cortes planificados).	Todas las contingencias desde un criterio normal de contingencias a contingencias extremas según criterios probabilísticos.
Expectativas de desempeño	Ni inestabilidad ni cortes en cascada están permitidos.	Colapso parcial o total es esperable en algunos casos.
Niveles de demanda	Condiciones de demanda punta y no punta.	Meta es alcanzar al menos el nivel de demanda crítico.
Recuperación del sistema	Recuperación es ordenada porque no se espera daño mayor a equipamientos.	Más desafiante producto de fallas esperables en equipos para algunos eventos o dependencias de infraestructura crítica.
Requerimiento de cumplimiento	Obligatorio para sistemas miembros en interconexiones NERC (Norteamérica) y ENTSOE(Europa). Obligatorio dentro de normas regulatorias relevantes a nivel mundial.	No obligatoria, generalmente bajo consideración de algunos cuerpos regulatorios, mayor reconocimiento a nivel mundial.
Interdependencias entre infraestructuras	Consideración apropiada especialmente en recuperación del sistema.	Debe ser debidamente considerado, antes, durante y después de eventos.

Fuente: Elaboración propia en base de Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023), "Power System Resilience: Definition, features and properties", CIGRE Science & Engineering, 30.

Para dar un ejemplo de cómo se aplica un enfoque basado en riesgo dentro de un análisis de planificación resiliente se puede considerar la metodología propuesta por Ciapessoni y otros (2019), donde los autores desarrollaron un enfoque de evaluación de resiliencia que incorpora la concepción extendida de riesgo, como función de la amenaza, la vulnerabilidad, la contingencia y el impacto. Esta concepción les permite realizar un análisis probabilístico de las amenazas (Probabilistic Hazard Assessment) vinculado a un análisis de seguridad. En síntesis, este enfoque propuesto apunta a utilizar la información de riesgo disponible para analizar las mayores amenazas a las partes críticas del sistema para mejorar el nivel de preparación del operador, identificando las fallas prioritarias. El funcionamiento específico del análisis propuesto consiste en tres fases:

- i) Fase 1: Identificar un set de los componentes más críticos al combinar modelos de amenazas y vulnerabilidad.
- ii) Fase 2: Seleccionar un set de las contingencias más riesgosas que involucran dichos componentes críticos.
- iii) Fase 3: Evaluar el impacto y los indicadores de resiliencia asociados con las contingencias antes mencionadas.

El diagrama 17 de flujo de este proceso aplicado en una herramienta se puede ver a continuación:



Fuente: Elaboración propia en base de Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2019), "A risk-based resilience assessment tool to anticipate critical system conditions in case of natural threats", 2019 IEEE Milan PowerTech, 1-6.

C. Avances en las metodologías para incorporar resiliencia en la planificación eléctrica

Las metodologías para la incorporación de la resiliencia en los procesos de planificación eléctrica de los países se han estudiado principalmente de forma teórica o bien, generando marcos conceptuales (*frameworks*) que sirven de guía para la toma de decisiones en torno a la mejora de los sistemas eléctricos (Mishra y otros, 2024). Por otro lado, desde el área académica existen gran cantidad de

estudios que apuntan a la incorporación de modelos de planificación de sistemas eléctricos que consideran la resiliencia de alguna manera. Metodologías de planificación que apuntan al fortalecimiento de la infraestructura para la resiliencia se han estudiado desde diferentes perspectivas, considerando diversas funciones objetivo como también distintas metodologías de optimización. Amini y otros (2023) realizan una revisión de diferentes estudios de planificación y distinguen los principales tipos de funciones objetivos (singular o múltiples) empleados, así como también diferentes metodologías de optimización utilizadas dependiendo de si se hacen análisis deterministas o estocásticos. El resumen de estos se puede ver a continuación (véase el cuadro 6).

Cuadro 6
Clasificación de funciones, objetivos y métodos de optimización utilizados comúnmente en metodologías de planificación resiliente

Tipo de función	Función objetivo
Mono-objetivo	Maximizar la restauración de demanda crítica
	Minimizar el tiempo de restauración de servicio
	Minimizar la pérdida de carga
	Maximizar la energía servida/ minimizar energía no servida
Multi-objetivo	Resiliencia, costo de operación, pérdida de potencia, etc.
Optimización	Clasificación de método de Optimización
Determinista	Programación lineal (LP)
	Programación entera mixta lineal (MILP)
	Programación entera mixta de cono de segundo orden (MISOCP)
	Programación entera mixta no lineal
Estocástica	Programación estocástica entera mixta no lineal
	Programación estocástica entera mixta lineal
	Métodos Heurísticos

Fuente: Amini, F., Ghassemzadeh, S., Rostami, N., & Tabar, V. S. (2023), "Electrical energy systems resilience: A comprehensive review on definitions, challenges, enhancements and future proceedings", *IET Renewable Power Generation*, 17(7), 1835-1858.

Como se advierte, existen diferentes maneras de abordar el problema de cómo incorporar la resiliencia en los modelos de planificación eléctrica. Esto implica que en general no todos los modelos capturan todas las variables relevantes. En este sentido, Wang y otros (2019), al realizar una revisión sistemática de la modelación y simulación de la infraestructura eléctrica, identifican una serie de carencias comunes. La mayoría de los modelos analizados dan poca relevancia a los consumidores de energía durante las etapas de desarrollo de una contingencia. La mayoría de los modelos seleccionados se centran en las fases de operación y restauración de las infraestructuras energéticas. Las estrategias de adaptación a largo plazo no están integradas en el marco de modelado por la mayoría de los modelos. Los modelos existentes tienden a considerar solo los efectos inmediatos de las interrupciones del sistema. El estudio sobre los efectos de propagación de fallas entre diferentes sectores se suele descuidar. Aunque muchos modelos seleccionados incluyen la evaluación del impacto económico, solo unos pocos tienen en cuenta parámetros sociales o consideran los impactos sociales de los desastres. En cuanto a otras características, los modelos basados en la física siguen siendo la tendencia en el modelado de infraestructuras energéticas, en lugar de las técnicas basadas en datos. Entre otros, los modelos basados en agentes tienden a tener mayores necesidades de datos que los modelos topológicos y los modelos de operación óptima. El horizonte temporal y el paso de tiempo varían significativamente entre los modelos, abarcando desde varias horas hasta varios años.

Un estudio realizado por el National Renewable Energy Lab (NREL) aborda los desafíos de la modelación y simulación de sistemas eléctricos con foco en cómo incorporar a estos la resiliencia. Reconocen la imposibilidad de identificar una única métrica de resiliencia, ya que ninguna puede cuantificar la resiliencia o su valor asociado para todos los actores interesados. En su lugar, ven que el enfoque necesario debe centrarse en implementar, probar y validar distintas métricas y metodologías de análisis del sector energético, desde diferentes perspectivas, de manera que sirvan como un insumo para la toma de decisiones de planificación e inversión en resiliencia (Murphy y otros, 2020). En específico, este estudio tomó 5 modelos de diferentes sectores energéticos, con distintas escalas y metodologías de análisis a los cuales les aplicaron métricas de resiliencia bajo los efectos de escenarios de interrupciones. Dentro de las conclusiones que lograron identificar se puede destacar lo siguiente:

- No existe una métrica que sirva para medir todos los aspectos de resiliencia ni tampoco se puede esperar implementar una misma métrica en todos los sistemas modelados.
- Existen importantes limitaciones con respecto al entendimiento de la disposición a pagar por parte de los consumidores para evitar interrupciones de larga duración. Un estudio más profundo de este factor debería centrarse en los aspectos de la relación entre duración y daño, las interdependencias entre diferentes sectores y la relación entre los impactos y las consecuencias de estos como son los efectos en la economía, salud, seguridad, etc.
- Se debe profundizar el estudio de la cuantificación de cómo una inversión en resiliencia realmente lleva a mejoras y a la creación de valor, en cuanto a la relación de ésta con la amenaza, los impactos y las consecuencias resultantes.
- Falta profundizar en modelos que sean más específicos en cuantificar y estimar el valor potencial de las inversiones en resiliencia.

Por otra parte, existen una serie de estudios que abordan la incorporación de nuevas tecnologías al fortalecimiento de los sistemas eléctricos. Como se ha revisado anteriormente, la modernización de estos, además de traer nuevos desafíos a la seguridad y confiabilidad, también trae nuevas oportunidades para el desarrollo de soluciones innovadoras. El uso de tecnologías inteligentes, almacenamiento, respuesta a la demanda con cargas flexibles, autos eléctricos, entre otros, se deberían desarrollar en el futuro e implementar cada vez más dentro de la infraestructura energética. Este tipo de innovaciones pone además el foco más en la componente humana de la resiliencia adicionalmente a lo que es infraestructura eléctrica (Wang y otros, 2019).

En ese contexto, el caso de las microgrids o micro redes ha mostrado que tienen un alto potencial para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico, al acercar las fuentes de energía a los centros de carga y reducir la dependencia de la red de las líneas de transmisión, que son los equipos más vulnerables frente a desastres naturales (Younesi y otros, 2022). Se ha estudiado últimamente el uso de estas microredes para la mejora de la resiliencia en sistemas eléctricos, donde se destaca la capacidad de éstas para crear micro redes dinámicas una vez que exista un evento extremo. Esto permite al sistema soportar de mejor manera la contingencia, reducir los niveles de degradación y además acelerar los procesos de recuperación (Younesi y otros, 2022).

De esta misma manera y complementariamente, la creciente incorporación de generación distribuida puede ayudar a mejorar la resiliencia de los sistemas. Con una adecuada ubicación de estos recursos, la energía no suministrada ante contingencias puede ser notoriamente reducida ya que esta generación puede actuar como fuentes locales generando islas en el sistema que apoyen especialmente las cargas críticas (Baghbanzadeh y otros, 2021). De esta misma forma, la creciente incorporación de

vehículos eléctricos puede servir para mejorar la resiliencia del sistema frente a la ocurrencia de eventos extremos. Yao y otros (2019) estudiaron cómo la incorporación de vehículos eléctricos en el sistema puede disminuir la pérdida de carga frente a contingencias de alto impacto.

De esta forma, las estrategias para la planificación de largo plazo con foco en las micro redes pueden ser clasificadas en tres categorías. Fortalecimiento de micro redes, planificación de microrredes orientada a la resiliencia y desarrollo de tecnologías de micro redes inteligentes. Esto, sumado a la diversificación de las fuentes de generación distribuida puede ayudar significativamente a mejorar la respuesta frente a eventos extremos (Liu y otros, 2020).

Sin embargo, con respecto a las micro redes aún deben superarse algunos desafíos que limitan su implementación. En específico, se deben implementar incentivos económicos adecuados que recompensen las mejoras de infraestructura asociadas a micro redes, así como de los sistemas de distribución asociados. También, es necesario avanzar en regulaciones que permitan que los consumidores de energía tengan la capacidad e incentivos adecuados para participar activamente en la provisión de energía (Liu y otros, 2020).

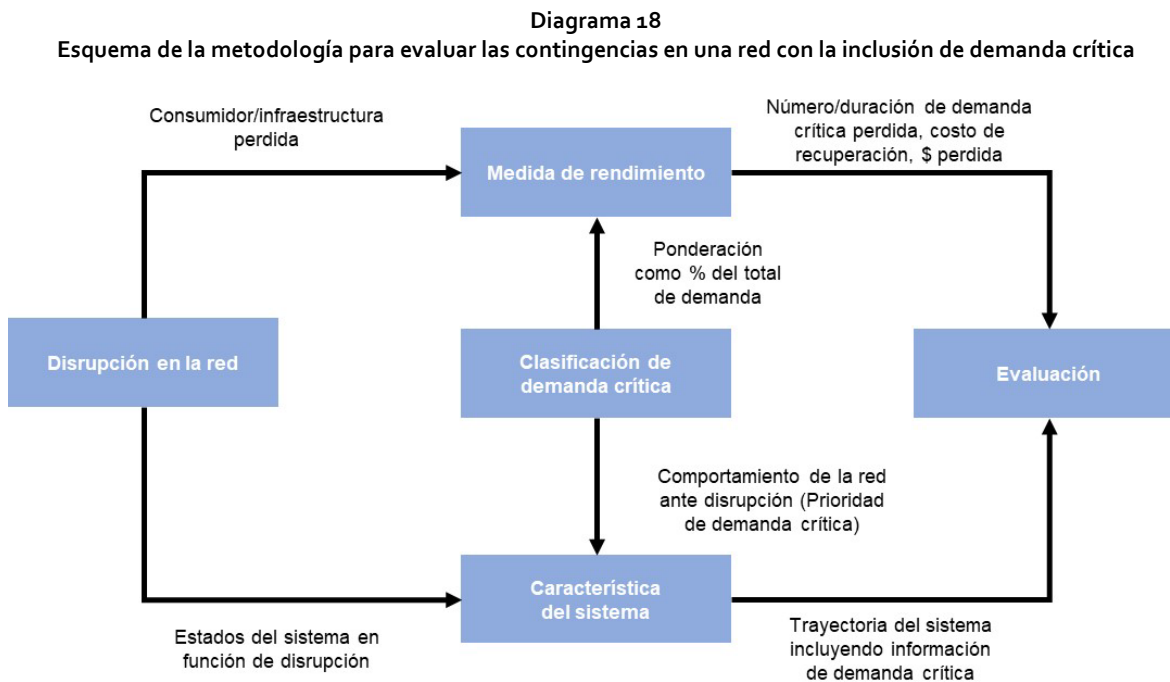
Otra perspectiva que es relevante revisar es el análisis de la resiliencia desde el punto de vista de los consumidores energéticos. Las definiciones tradicionales de resiliencia fallan en poder capturar la dimensión de los servicios de energía desde el punto de vista del bienestar de la población. En ese sentido, Tiwari y otros (2022) proponen considerar la resiliencia desde el punto de vista de la entrega de los servicios energéticos, con especial foco en que la provisión energética debe entenderse a una escala individual o de hogares, los que pueden tener algunas necesidades especiales (por ejemplo, personas electrodependientes). Para ello, metodológicamente adaptan el "Capabilities Approach" o enfoque de capacidades que suele usarse en el estudio de variables sociales y pobreza. Un análisis de la resiliencia desde esta perspectiva sirve para abordar una serie de inquietudes con respecto a los desastres naturales, desde la distribución del riesgo y la vulnerabilidad, así como también, el reconocimiento de cómo se ven afectados los derechos y servicios básicos de personas y lugares.

Similarmente, especial énfasis puede darse a cuidar la demanda de infraestructura crítica. Las infraestructuras críticas son aquellas instalaciones físicas y de tecnologías de la información, redes, servicios y otros que, si se ven interrumpidos o destruidos, tendrían un impacto grave en la salud, la seguridad, la protección o el bienestar económico de los ciudadanos, o en el funcionamiento efectivo de los gobiernos. Cabe recalcar que la demanda crítica puede ser solo una fracción de la demanda total de la infraestructura crítica que permite llevar a cabo operaciones críticas, por lo que ambos conceptos deben considerarse de manera separada (Chalishazar y otros, 2021).

En ese contexto, el Pacific Northwest Laboratory (Chalishazar y otros, 2021) desarrolló una metodología que incluye la demanda crítica dentro de las métricas de resiliencia. Específicamente, consideran la demanda crítica con una mayor ponderación de importancia a la hora de una contingencia, ello permite luego que se haga una priorización, la cual se incorpora a la planificación que busca minimizar los tiempos de demanda no suministrada. A continuación, se presenta un esquema de la metodología para evaluar las contingencias en una red con la inclusión de demanda crítica (CL) (véase el diagrama 18).

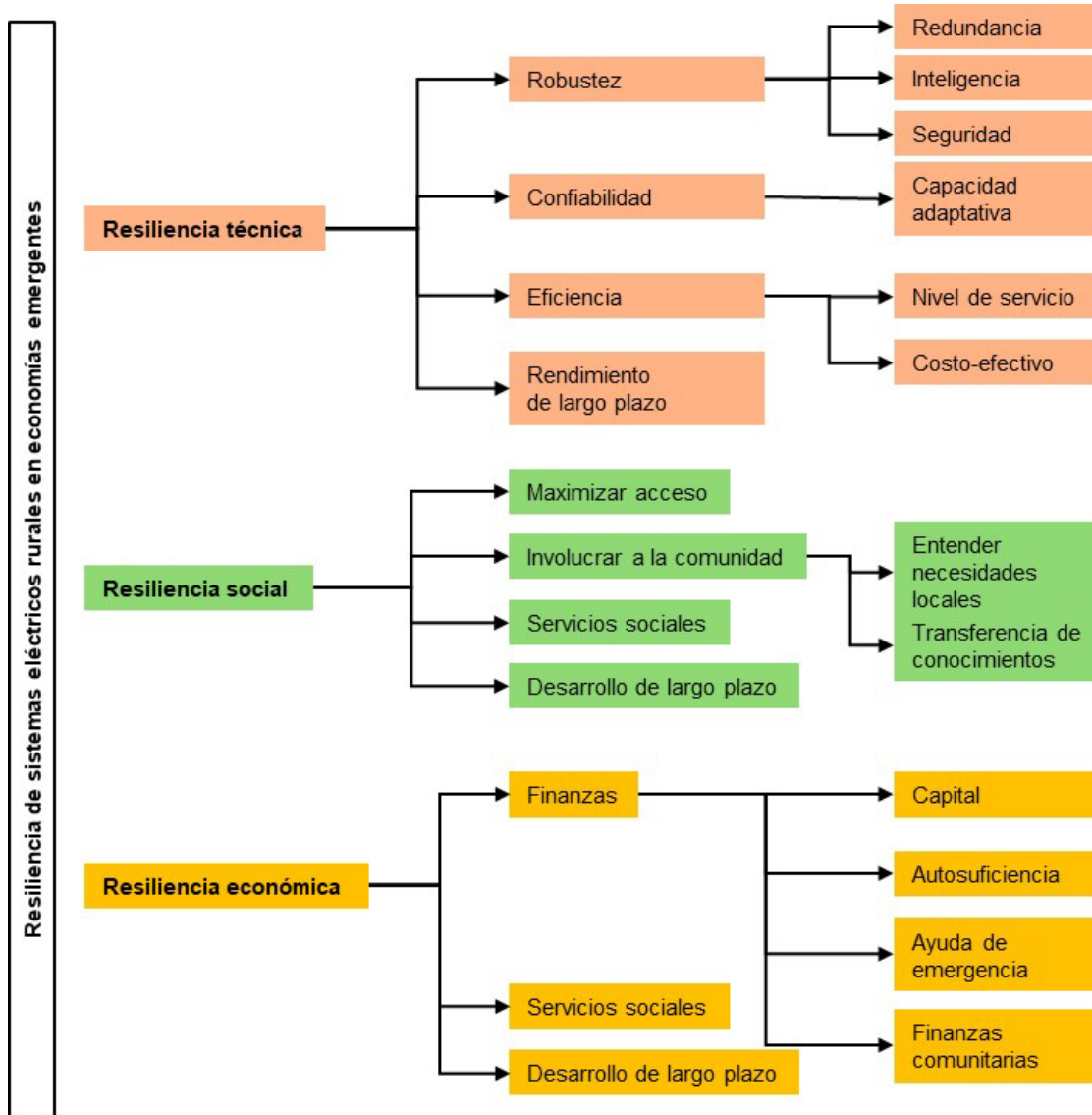
Por último, en el contexto de este estudio es relevante mencionar la importancia de considerar las diferencias que tiene la planificación resiliente cuando se aplica en sistemas rurales o de menor escala puesto que en dichos sistemas se presentan particularidades técnicas y de riesgo que pueden ser diferentes a los sistemas de escala nacional. Mazur y otros (2019) realizan un análisis específico de cómo adaptar la planificación resiliente en estos casos. Aunque se deben cumplir ciertos criterios para

que cualquier sistema eléctrico se considere resiliente, los asentamientos rurales, especialmente en economías emergentes, tienen características sociales, económicas y políticas únicas que determinan el nivel de desempeño aceptable para la comunidad y otros actores interesados. Por ejemplo, mientras que una gran ciudad puede tener menor tolerancia hacia los cortes de energía, en áreas rurales en desarrollo, periodos cortos de apagones pueden reflejar además las particularidades del entorno y la infraestructura disponible. El costo marginal de asegurar una confiabilidad perfecta podría hacer que la electricidad sea inasequible para los consumidores, lo que impacta negativamente la resiliencia a largo plazo del sistema eléctrico. Las áreas rurales son mucho menos homogéneas que las áreas urbanas, lo que dificulta la tarea de producir un criterio universal para analizar la resiliencia en ambos contextos. De esta manera, Mazur y otros (2019) presentan un marco conceptual de análisis de resiliencia para sistemas eléctricos rurales en economías emergentes. Este marco incluye 21 indicadores de resiliencia técnica, 8 indicadores de resiliencia social y 13 indicadores de resiliencia económica. Así, van más allá de la cuantificación de factores únicamente económicos y tecnológicos, abarcando también aspectos sociales. Con esto se proporciona una solución integral para diseñar, construir, operar y mantener sistemas eléctricos rurales en economías emergentes, así como en la consideración de cuestiones importantes que van más allá de las dimensiones puramente tecnológicas de la energía (véase el diagrama 19).



Fuente: Adaptado de Chalishazar, V. H., Poudel, S., Hanif, S., & Thekkumparambath Mana, P. (2021), "Power System Resilience Metrics Augmentation for Critical Load Prioritization (PNNL-30837)", *Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States)*.

Diagrama 19
Marco conceptual de análisis de resiliencia para sistema eléctricos rurales en economías emergentes



Fuente: Adaptado de Mazur, C., Hoegerle, Y., Brucoli, M., van Dam, K., Guo, M., Markides, C. N., & Shah, N. (2019), "A holistic resilience framework development for rural power systems in emerging economies", *Applied Energy*, 235, 219-232.

Por último, el rol de la gobernanza en los procesos de planificación resiliente también es importante. Ye y Chaiyapa (2024) comparan los casos de China y Alemania y analizan cómo una gobernanza estadocéntrica y otra centrada en el mercado va a afectar las respuestas de un sistema eléctrico. Sin que una sea estrictamente mejor que la otra, pudieron ver cómo en un sistema centrado en el mercado se promueve la adaptación y la transformación, mientras que en una estructura más estado céntrica se ven respuestas más efectivas a las disrupciones inmediatas y en la implementación de soluciones renovables de gran escala (véase el cuadro 7).

Cuadro 7
Diferencias entre tipos de intervenciones estatales ante eventos extremos

Análisis de intervenciones lideradas por los estados		
	Sistema estado céntrico	Sistema mercado céntrico
Mecanismos de respuesta	Disminuir/cancelar eficiencia energética/requerimientos de emisión, influencia política, reformar mecanismos de precios de carboneras, expansión de capacidad carbonera.	Disminución de impuestos y tarifas, subsidios, fijación de precios, posponer descarbonización, nacionalización.
Temporalidad	Respuesta inmediata.	Respuesta retardada.
Impacto en el mercado	Enfoque en problema, corto plazo, baja consistencia, enfoques balanceados.	Compreensivo y consistente.

Fuente: Ye, W., & Chaiyapa, W. (2024), "Impact of governance on resilience in the energy transition. An analysis of China and Germany", *Utilities Policy*, 87, 101732.

D. Lecciones aprendidas de las metodologías de planificación eléctrica resiliente

La literatura relacionada con el concepto de resiliencia y los nuevos avances en la planificación de sistemas eléctricos resilientes dejan algunos aprendizajes importantes, especialmente en vista de diseñar una metodología para una planificación eléctrica resiliente.

Una de las principales conclusiones es que el concepto de resiliencia está fuertemente relacionado con otros conceptos comúnmente usados en la planificación de sistemas eléctricos, como lo son la confiabilidad, la adecuación de recursos, la seguridad de suministro, el análisis de riesgo y el análisis de posibles contingencias. Sin embargo, las definiciones de estos conceptos pueden diferir ligeramente entre distintos autores. Por esto, es importante identificar sus similitudes y diferencias, de modo de poder entender la resiliencia en un sentido amplio e integral y comprender la mejor manera de incorporarla en la planificación de los sistemas eléctricos a través de las metodologías de análisis del riesgo.

No existe una definición única de resiliencia, pero las distintas definiciones existentes incorporan diversos elementos comunes. En general, todas se refieren a la capacidad del sistema eléctrico de prepararse y planificarse para absorber los impactos, recuperarse y luego adaptarse a eventos extremos. Existen diferentes marcos conceptuales de análisis de eventos de baja probabilidad y alto impacto en sistemas eléctricos que consideran la resiliencia. Si bien se presentan diferencias entre estos, en general, existen algunos conceptos claves que están presentes o son análogos en todas las metodologías, tales como la prevención, la reacción al evento, la adaptación, el funcionamiento del sistema con algún nivel de degradación y la recuperación rápida a las condiciones normales, entre otros.

Las metodologías para la incorporación de la resiliencia en los procesos de planificación eléctrica de los países se han estudiado principalmente de forma teórica o bien, generando marcos conceptuales que sirven de guía para la toma de decisiones en torno al mejoramiento de los sistemas eléctricos. Metodologías de planificación que apuntan al fortalecimiento de la infraestructura para la resiliencia se han estudiado desde diferentes perspectivas, considerando distintas funciones objetivo como también diferentes metodologías de optimización. Esto revela que no hay consenso sobre cuáles son los factores claves para considerar a la hora de realizar una planificación óptima y resiliente de los sistemas eléctricos.

Por otra parte, a través de una revisión generalizada de las metodologías tradicionales utilizadas en la planificación de la expansión del sector eléctrico, se ha podido apreciar una visión integral sobre los enfoques teóricos y prácticos que sustentan la planificación y expansión de los sistemas eléctricos.

En este análisis, se muestra la gran importancia de la co-optimización de la transmisión y la generación eléctrica y de la co-optimización con otros recursos (por ejemplo, con la industria del gas natural o la industria del hidrógeno) a la hora de diseñar los procesos de planificación de largo plazo.

La revisión realizada también enfatiza el rol de la participación ciudadana y los procesos de consulta pública que se han dado en la formulación de los procesos de planificación. La participación de diversos grupos de interés (incluidos sectores industriales, comunidades locales y organizaciones ambientales) ha permitido que las decisiones de expansión se tomen con un enfoque inclusivo y que se logre una mayor aceptación social en la implementación de las inversiones en nuevas infraestructuras. En muchas planificaciones este ámbito se deja de lado, considerando la interacción con comunidades de manera únicamente informativa en cuanto a las modificaciones que ya se decidió realizar sobre el sistema.

Por su parte, cabe mencionar que, tanto el estudio de la resiliencia como de los sistemas eléctricos en sí, están en un proceso dinámico de cambio. La transición energética hacia la carbono neutralidad, los avances en tecnologías de información, la penetración de recursos distribuidos, entre otras innovaciones, generan importantes cambios en cómo se han entendido tradicionalmente los sistemas eléctricos tanto a nivel de operación y expansión, como también, a nivel de seguridad y confiabilidad. Las nuevas tecnologías ofrecen desafíos en ese sentido, pero también, tienen potencial para ser soluciones desde una perspectiva del análisis de resiliencia de un sistema. Por ejemplo, las microrredes inteligentes o la generación distribuida pueden ser de gran utilidad al enfrentar contingencias.

Finalmente, a través de diversos casos prácticos, se ha mostrado que, en general, los operadores de los sistemas eléctricos no incluyen el concepto de resiliencia en las etapas de diseño inicial, sino que, por el contrario, este concepto se evalúa mediante métricas ex-post específicas, después de obtener las soluciones óptimas de la expansión del sistema eléctrico. De esta forma, si bien es posible ajustar las propuestas en función de su capacidad para enfrentar contingencias extremas, el proceso de planificación de la expansión generalmente no incorpora la resiliencia en el diseño inicial.

II. Metodología general para la planificación eléctrica resiliente

En este capítulo, se presenta una propuesta metodológica integral para la planificación eléctrica resiliente. Esta metodología está basada en tres grandes pilares, cada uno de los cuales tiene un diseño particular, debido a que apunta a resolver necesidades diferentes de la planificación eléctrica resiliente. Sin embargo, estos pilares deben ser diseñados de manera integral, puesto que existen fuertes interrelaciones entre ellos. Estos tres pilares fundamentales son: la Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos (Pilar 1), el Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una recuperación rápida (Pilar 2), y el Proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas (Pilar 3).

Cada uno de los pilares fundamentales de la metodología para la planificación eléctrica resiliente, se desarrolla dentro de un marco metodológico general que contempla una serie de pasos a seguir, de manera que, por una parte, cada pilar se retroalimente de los otros de manera continua y, por otra parte, quede claramente definido el flujo de acciones que lo componen.

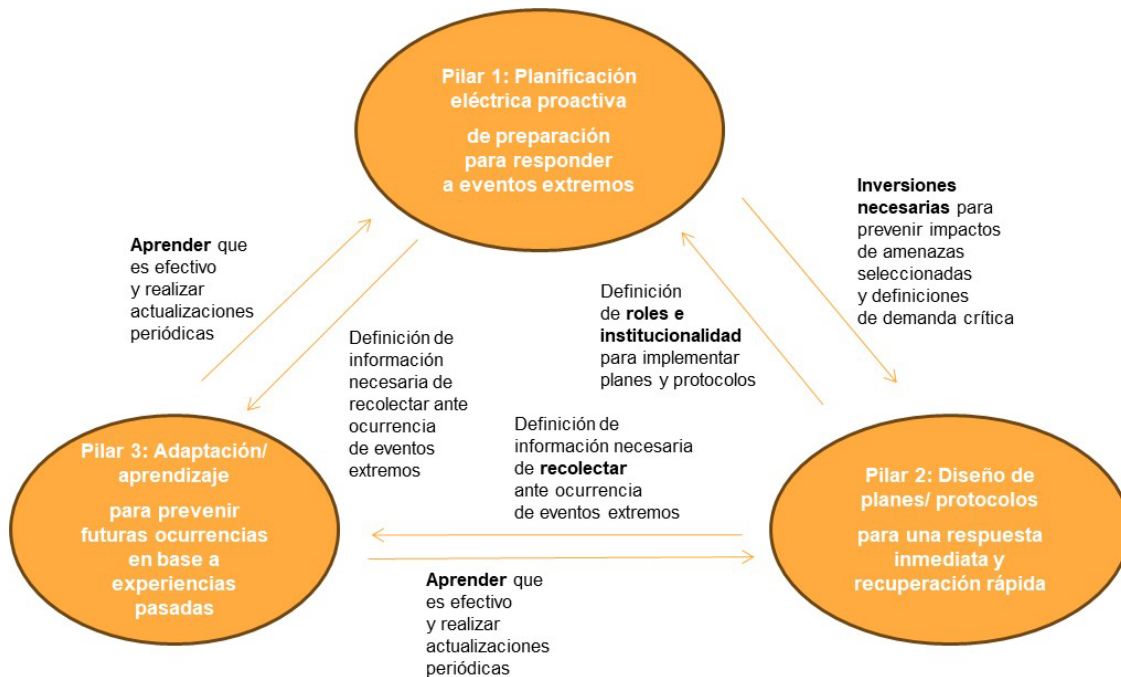
A. Marco general de la metodología para la planificación eléctrica resiliente

En este apartado se describe el marco general de la metodología de planificación eléctrica resiliente y los tres pilares fundamentales que lo conforman. Cada uno de estos pilares representa una componente de la metodología general para la planificación eléctrica resiliente y se van retroalimentando de manera continua. Se debe hacer notar que estas componentes no necesariamente se activan de manera secuencial y que la duración de cada una de ellas y la periodicidad con la que se desarrollan dependerá de las definiciones concordadas en la institucionalidad a cargo del proceso de planificación eléctrica resiliente.

1. Marco general y pilares fundamentales

El marco general de la metodología para la planificación resiliente está compuesto de tres pilares fundamentales: Planificación eléctrica proactiva de preparación, Diseño de planes y protocolos, y el Proceso de adaptación y aprendizaje. Estos pilares interactúan entre sí, mediante la entrega de información relevante para la planificación de las inversiones del sistema eléctrico resiliente y de cómo estas inversiones permiten prevenir impactos de amenazas que podrían afectar a este sistema (véase el diagrama 20).

Diagrama 20
Esquema del marco general de la metodología de planificación eléctrica resiliente



Fuente: Elaboración propia.

2. Interacción entre los pilares fundamentales

a) Pilar 1: Planificación eléctrica proactiva de preparación

La Planificación eléctrica proactiva de preparación es el pilar donde se realiza toda la preparación de largo plazo del sistema eléctrico con el fin de satisfacer la demanda por energía eléctrica proyectada de acuerdo con diversos escenarios y de modo de poder responder a eventos extremos. Para esto se determinan las amenazas y los factores que incorporan incertidumbre (factores variables) en el sistema, se definen los escenarios de insumos para la planificación eléctrica, se cuantifican los insumos y los riesgos detectados y se determinan los escenarios eléctricos finales. Como resultado de esta etapa se tiene un plan de inversiones para el sistema eléctrico, que incluye aquellas inversiones necesarias para la prevención o control de impactos que pudieran generarse por eventos asociados a las amenazas determinadas, así como también de aquellas inversiones que permitirán recuperar o mantener operativa la demanda catalogada como crítica dentro del sistema eléctrico. Además de lo anterior, en esta etapa se debe definir la información necesaria a recolectar ante ocurrencias de eventos extremos. Este componente se alimenta del diseño de planes y

protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida y del proceso de adaptación y aprendizaje, que analiza y sistematiza todo el conocimiento obtenido a partir de eventos extremos sucedidos dentro del mismo sistema o de otros sistemas.

b) Pilar 2: Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata

El Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida del sistema eléctrico, es el proceso donde se definen las acciones necesarias y los roles e institucionalidad a cargo para su implementación, de modo de responder de manera rápida y efectiva, con los elementos planificados en el sistema para estos fines, para la recuperación de la operación del sistema eléctrico frente a eventos extremos. Esta respuesta inmediata y recuperación rápida, se planifica de manera especial para la mantención en operación de las demandas definidas como críticas en la etapa de Planificación eléctrica proactiva de preparación. A su vez, en esta etapa se debe definir la información que es necesario recolectar ante la ocurrencia de eventos extremos, de modo de alimentar el Proceso de adaptación y aprendizaje. Esta componente se alimenta del plan de inversiones generado a partir de la planificación eléctrica proactiva de preparación y de la información y experiencias aprendidas en el proceso de adaptación y aprendizaje.

c) Pilar 3: Proceso de adaptación y aprendizaje

El Proceso de adaptación y aprendizaje permite analizar la información recopilada en presencia de eventos extremos o de manera posterior a la recuperación rápida y su función es generar el conocimiento necesario, en base a las experiencias pasadas, para estar mejor preparado ante futuras ocurrencias. Estas experiencias pueden haber ocurrido en el sistema en sí o en otros sistemas, de los cuales se puede aprender. El análisis de la información debe resultar en conclusiones que permitan aprender respecto a la efectividad de las medidas e inversiones realizadas o definidas en la planificación del sistema, así como también alimentar las actualizaciones periódicas del proceso de Planificación eléctrica resiliente. Esta componente se alimenta de la definición de información necesaria de recolectar ante ocurrencia de eventos extremos, de las componentes de Planificación eléctrica proactiva de preparación y de Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida.

B. Pilar 1: Planificación eléctrica proactiva de preparación

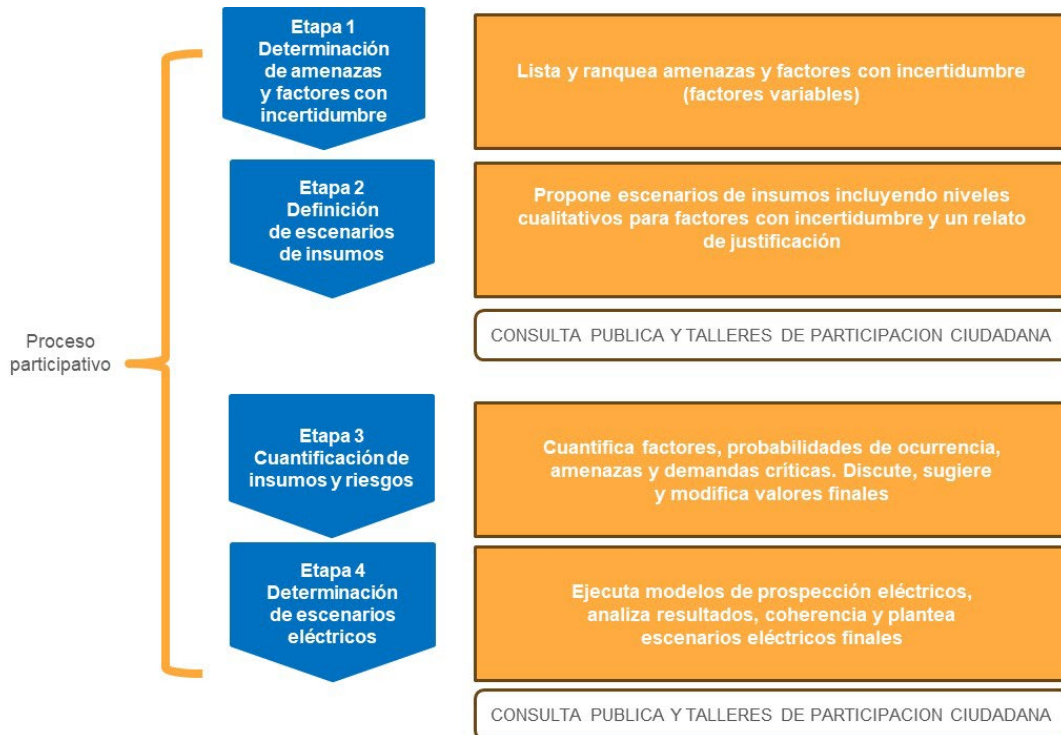
La planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos apunta a la visión de largo plazo que un sistema eléctrico debe tener. Esta implica que los procesos de planificación tradicionales deben incorporar de manera explícita a la resiliencia como un factor que tributa a la generación de escenarios eléctricos y que ayude a guiar las inversiones en infraestructura con especial foco en generar un sistema que cumpla tanto con ser resiliente como con ser adecuado y seguro, aspectos fundamentales de la confiabilidad.

Como se vio en el capítulo anterior, es fundamental que los procesos de planificación tengan un importante componente participativo. Por ello, la metodología de planificación eléctrica proactiva de preparación es diseñada considerando en cada una de sus etapas un panel consultivo conformado por un grupo variado de expertos de diferentes disciplinas ligadas a la planificación eléctrica. A su vez, los resultados de las etapas del proceso de planificación se someten a una consulta pública y talleres de participación ciudadana con el propósito de considerar una pluralidad de opiniones e insumos que robustezcan y validen el proceso en su totalidad.

Por su parte, como se vio previamente, un proceso de planificación eléctrica puede tomar diferentes formas. No existe una solución única respecto de cómo realizar un proceso de este tipo; sin embargo, a continuación, se presenta una propuesta de metodología de planificación que consta de

cuatro etapas principales, las cuales pueden servir como guía para el diseño de procesos de planificación particulares. El resumen de este proceso, sus etapas y las actividades que se realizan en cada una de estas se puede ver reflejado en el diagrama 21.

Diagrama 21
Esquema de las etapas del proceso participativo para la planificación eléctrica proactiva de preparación



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver, el proceso participativo es transversal a las diferentes etapas y se consideran al menos dos procesos formales de consulta pública y talleres de participación ciudadana posterior a la definición de escenarios de insumos y escenarios eléctricos, respectivamente. Cada etapa consta de un proceso impulsado por una autoridad gubernamental específica y un panel consultivo que trabaja en conjunto a ésta para desarrollar el proceso. A continuación, se revisa en detalle cada una de las etapas del proceso de planificación eléctrica proactiva de preparación.

1. Etapa 1: Determinación de amenazas y factores con incertidumbre

Esta etapa tiene como propósito identificar las amenazas a considerar e identificar los principales factores con incertidumbre (o factores variables) que condicionan los procesos de planificación eléctrica. Esta identificación va a permitir que, en la etapa siguiente, se puedan usar estas amenazas y factores con incertidumbre para la generación de escenarios de insumos que alimenten el proceso de la planificación eléctrica.

En primer lugar, es necesario que se entienda la diferencia entre las amenazas y los factores con incertidumbre. Una amenaza es un evento que puede afectar diferentes vulnerabilidades de un sistema eléctrico al activar variables de estrés. Por ejemplo, un tornado o un huracán induce un estrés mecánico adicional que fuerza la infraestructura de transmisión eléctrica, potencialmente causando una falla

(Ciapessoni y otros, 2017). Estas amenazas pueden tener un origen humano o natural, y pueden ser internas o externas. Algunos ejemplos de estas se pueden ver en los siguientes cuadros (véase el cuadro 8 y el cuadro 9).

Cuadro 8
Amenazas físicas de los sistemas eléctricos

Amenazas físicas	Externas	Internas
Naturales	Rayos, incendios, lluvia y nieve, huracanes, terremotos, tormentas solares	Fallas en componentes, condiciones operacionales estresadas
Humanas	Daño no intencional por error operativo, sabotaje, terrorismo, errores de externos	Errores de empleados, acción maliciosa de trabajadores

Fuente: Elaboración propia en base a Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2020), "Quantification of the Benefits for Power System of Resilience Boosting Measures", *Applied Sciences*, 10(16), Article 16. <https://doi.org/10.3390/app10165402>.

Cuadro 9
Amenazas de tecnologías de la información de los sistemas eléctricos

Amenazas de TIC	Externas	Internas
Naturales	Incendios, nieve, inundaciones, altas temperaturas, tormentas geomagnéticas	Operación fuera de rango, fallas internas, envejecimiento
Humanas	Hackeo, sabotaje, actos externos maliciosos	Errores de empleados, acción maliciosa de trabajadores, problemas de <i>software</i>

Fuente: Elaboración propia en base a Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2020), "Quantification of the Benefits for Power System of Resilience Boosting Measures", *Applied Sciences*, 10(16), Article 16. <https://doi.org/10.3390/app10165402>.

Por su parte, en el análisis de amenazas se debe incorporar un análisis de riesgo, el que, según la definición en Ciapessoni y otros (2020), tiene componentes de amenaza, vulnerabilidad, contingencia e impacto. Este análisis de riesgo considera un mayor detalle en la respuesta de las componentes del sistema, ya que el concepto de vulnerabilidad se vincula con la capacidad del sistema eléctrico de resistir la amenaza. En lo que respecta a la resiliencia, las amenazas se consideran en general como eventos de baja probabilidad y alto impacto. Esto implica que, al analizar las amenazas, estas deben evaluarse considerando la probabilidad de ocurrencia (ligado a la amenaza y vulnerabilidad) y sus consecuencias en el sistema. En la práctica, al momento de evaluar las amenazas, puede suceder que existan amenazas que tienen mayor probabilidad de ocurrencia y un impacto menor, pero más extendido (como una helada) o eventos puntuales, pero de muy alto impacto (por ejemplo, un huracán). Es labor del panel consultivo cuestionarse y evaluar entonces si es que el riesgo asociado a la respectiva amenaza, vulnerabilidad, contingencia e impacto implican que deban considerarse o no en el proceso de planificación eléctrica como un insumo.

A su vez, los factores con incertidumbre o factores variables se pueden definir como aquellos parámetros que influyen en los procesos de planificación, pero no tienen una relación con los riesgos del sistema, sino que, más bien, condicionan de alguna forma u otra las decisiones de expansión y operación en el largo plazo. Estos suelen ser condicionantes tecnológicos, de costo o tendencias de mercado sobre los cuales no se tiene certeza total de sus valores futuros y por lo tanto aportan incertidumbre al proceso de planificación. Algunos ejemplos de estos factores son los siguientes:

- Evolución de la demanda eléctrica.
- Costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica.
- Costos de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía.

- Costos de inversión en tecnologías de combustibles limpios (hidrógeno verde, amoníaco verde, entre otros).
- Nivel de electrificación de los distintos sectores económicos.
- Nivel de penetración de la generación distribuida.
- Nivel de penetración de transporte eléctrico.
- Precios de los combustibles.
- Precio del carbono en el país.
- Nivel de aplicación de medidas de eficiencia energética.
- Grado de impacto del cambio climático en la generación hidroeléctrica.
- Interconexiones eléctricas con países vecinos.

Como se mencionó anteriormente, cada etapa es guiada por una autoridad y asesorada por un panel consultivo, el cual debería conformarse en base a invitaciones realizadas por esta misma. De esta manera, la autoridad en esta primera etapa tiene las siguientes tareas:

- Presentación del procedimiento de selección de amenazas y factores con incertidumbre al panel: la autoridad debe describir al panel consultivo el proceso de cómo debe hacer la selección de las principales amenazas y factores con incertidumbre. En este respecto, es relevante que la autoridad considere las particularidades del sistema eléctrico al que pertenece.
- Determinación de la lista inicial de amenazas y factores con incertidumbre: en base a experiencia pasada y un listado general, la autoridad debe presentar un listado (lo más completo posible) de amenazas y factores con incertidumbre relevantes al sistema a planificar, los que deben ser analizados y rankeados por el panel consultivo. Este listado no es monolítico y el panel consultivo tiene la potestad para agregar nuevas amenazas o factores con incertidumbre si lo estima necesario.
- Selección de amenazas y factores con incertidumbre a considerar: finalmente, una vez que el panel consultivo discute la lista de amenazas y genera un ranking de estas, la autoridad definirá un listado final de amenazas y factores con incertidumbre a incluir en el proceso de planificación, alimentando la etapa 2 de definición de escenarios de insumos.

A su vez, en esta etapa la autoridad debe trabajar de cerca con el panel consultivo. Este último tiene que realizar las siguientes actividades:

- Discusión de información y creación de listas de amenazas y factores con incertidumbre: el panel consultivo recibe la lista inicial de amenazas y factores con incertidumbre elaborada por la autoridad y discute respecto a la pertinencia de éstas, considerando, para el caso de las amenazas, el modelo de análisis de riesgo mencionado previamente. Es importante recalcar que, por un tema práctico, no es posible considerar el universo completo de amenazas y factores con incertidumbre por lo que la labor del panel es poder evaluar, en base a su criterio experto y la evidencia científica, cuáles son más relevantes para el proceso de planificación resiliente. Idealmente, de este proceso puede emanar un documento que sistematice esta discusión de manera que sirva de insumo para procesos de discusión futuros.
- Creación de ranking de amenazas y factores con incertidumbre por parte de los integrantes: en base a la discusión previa y la evidencia levantada, los integrantes del panel consultivo deberán ranquear las amenazas y factores con incertidumbre de manera que se pueda identificar los más relevantes de cara a la definición de escenarios de insumos de la etapa 2.

En síntesis, la etapa 1 cumple el rol de entregar un listado de las amenazas y factores con incertidumbre que sea lo más pertinente posible a las características propias del sistema analizado y por ello es fundamental la participación de un panel consultivo conformado por expertos de múltiples disciplinas relevantes para la planificación de sistemas eléctricos.

2. Etapa 2: Definición de escenarios de insumos

La etapa 2, de definición de escenarios de insumos, tiene como propósito definir estados o visiones de futuro, con valores relativos para cada factor con incertidumbre. En otras palabras, esta etapa toma los resultados de la etapa 1, que corresponden a un listado de las diferentes amenazas y factores con incertidumbre prioritarios para el proceso de planificación, y sobre estos crea un relato relacionado a los posibles escenarios de futuro que permitan encapsular la incertidumbre identificada. Así, en las etapas posteriores será posible cuantificar este insumo con valores que sirvan como parámetros para el proceso prospectivo de planificación eléctrica. Para esta etapa se propone realizar una metodología de trabajo en grupos por parte del panel consultivo. De esta manera, el rol de la autoridad en el proceso será el siguiente:

- Presentación del procedimiento de trabajo en grupos y de discusión general del panel: la autoridad presenta una metodología participativa de trabajo en grupo con el objetivo de generar propuestas de escenarios de insumos relacionados a las amenazas y factores con incertidumbre. Se esperaría que la autoridad logre guiar la conversación de los grupos de trabajo hacia crear un relato que justifique escenarios energéticos relacionados a temáticas como las siguientes:
 - Posibles variaciones en las amenazas en función de escenarios climáticos.
 - Tendencias futuras de desarrollo económico.
 - Tendencias de desarrollo técnico-económico de tecnologías clave (por ejemplo, Energías renovables, combustibles alternativos, entre otros).
 - Cambios en las políticas o normativas.
- Selección de escenarios generados y construcción de una lista final: en base a la discusión del panel consultivo, la autoridad debe seleccionar, agrupar o descartar los escenarios en base a la discusión que emana del panel consultivo. Para esto es fundamental que el proceso de trabajo del panel consultivo sea adecuadamente sistematizado y las discusiones sean trazables.

Por su parte, el panel consultivo va a desarrollar las siguientes actividades:

- Sesiones en grupos de trabajo para la generación de propuestas de escenarios de insumos incluyendo niveles cualitativos para factores con incertidumbre y un relato de justificación: las sesiones en grupo del panel consultivo deben estar basadas en el procedimiento que emana de la autoridad. Su objetivo es justificar con evidencia científica y/o empírica un relato de escenarios futuros basado en evidencia, que permita crear un insumo plausible y útil para el proceso de planificación.
- Discusión plenaria de sesiones grupales: los resultados de las sesiones grupales de trabajo deben ser discutidas de forma plenaria y sistematizadas de manera que se pueda hacer una síntesis trazable de los principales escenarios creados y su respectiva justificación. Es muy relevante que esta discusión sea adecuadamente documentada para uso de la autoridad en el proceso de selección y para servir de insumo a los procesos posteriores.

De esta manera, al final de la etapa 2 se podrá contar con los escenarios de insumos que son el primer resultado del proceso de planificación eléctrica proactiva de preparación. Un escenario de insumo se define como un relato de posibles escenarios de futuro de cada factor con incertidumbre, que permitan encapsular la incertidumbre identificada de manera coherente al relato. Estos escenarios de insumos, junto a toda la documentación que surge de las etapas 1 y 2, deberá pasar por el primero de los dos procesos de consulta pública y talleres de participación ciudadana. Las funciones de esta consulta pública y talleres son las siguientes:

- Recoger e incorporar inquietudes de la ciudadanía u otros actores interesados que no hayan sido consideradas por parte del panel consultivo en la creación de escenarios de insumos.
- Considerar retroalimentación técnica de miembros de la sociedad civil que no hayan sido considerados en el panel consultivo.
- Validar los resultados de los escenarios, o bien, levantar nuevos elementos a incorporar a los escenarios de insumos.
- Asegurar que el proceso de planificación considere elementos de inclusión, equidad de género y participación de pueblos originarios de acuerdo con objetivos de desarrollo del sector energético.
- Tener una labor de difusión con el objetivo de socializar el proceso de planificación entre la ciudadanía.

Una vez finalizado el proceso de consulta pública y talleres ciudadanos, se deben sistematizar los resultados de este para que sean incorporados a una versión actualizada de los escenarios de insumos. Es de suma relevancia que este sea un proceso transparente, donde los resultados de los procesos participativos tienen que ser publicados de manera accesible a toda la ciudadanía.

3. Etapa 3: Cuantificación de insumos y riesgos

Esta tercera etapa tiene como propósito asignar valores cuantitativos a los distintos factores con incertidumbre y probabilidad de ocurrencia, nivel de riesgo y niveles de demanda crítica en cada nodo/zona, para cada amenaza. Esto quiere decir que se debe tomar el insumo de la etapa 2 y asignar valores cuantitativos a los factores con incertidumbre y a las diferentes componentes que están relacionadas con las amenazas (impacto, probabilidad de ocurrencia, vulnerabilidad). En esta etapa también se busca identificar y ubicar geográficamente las demandas críticas del sistema que posteriormente serán fundamentales para los análisis técnicos de planificación eléctrica resiliente. Los resultados de esta etapa deben tener detalle técnico suficiente considerando que el objetivo es construir un insumo que permita llevar a cabo la etapa 4 de desarrollo de escenarios eléctricos, que requiere el uso de modelos de prospectiva de alta complejidad. Así, el rol de la autoridad en esta etapa será el siguiente:

- Propuesta de una cuantificación inicial de los factores con incertidumbre y de la probabilidad de ocurrencia, nivel de riesgo y niveles de demanda crítica de cada amenaza en cada nodo: la autoridad debe entregar valores iniciales sobre los cuales el panel consultivo debe debatir y elaborar. Es importante que este listado inicial sea consistente con el insumo que se espera recibir por parte de la etapa 4 ligada al desarrollo de escenarios eléctricos.
- Compilación de información propuesta por el panel, y selección de valores finales: en base a la sistematización de la discusión que emana del panel consultivo, la autoridad debe decidir los valores finales que cuantifiquen los factores de riesgos y amenazas. Así se configurará un insumo técnicamente adecuado para el uso en los procesos de la etapa 4.

Por su parte, el panel consultivo tendrá las siguientes labores en la etapa 3:

- Discusión sobre cuantificación respecto a si representa lo pensado en términos relativos para los factores con incertidumbre y las amenazas: en base a la propuesta inicial de la autoridad, deberá discutir sobre los valores que se proponen para los insumos y modificarlos en caso de que sea necesario. Este proceso requiere de un detalle técnico que considere temas como la granularidad temporal, la representación espacial, el modelamiento matemático y los aspectos que se consideren relevantes con respecto a los modelos eléctricos a utilizarse en la etapa 4. Por su parte, los valores que surjan de este proceso deben ser justificados de manera rigurosa y con evidencia técnica, científica o empírica que la respalde. Debe tenerse en consideración que las documentaciones que emanen de esta etapa posteriormente serán revisadas en la consulta pública y los talleres ciudadanos.
- Sugerencia de modificaciones y presentación de antecedentes para justificar cambios: en base a lo mencionado en la actividad anterior, el panel consultivo sugerirá modificaciones y presentará un documento final con los valores para los escenarios de insumos para la revisión por parte de la autoridad. Todas estas sugerencias deben ser adecuadamente justificadas y trazables.

4. Etapa 4: Determinación de escenarios eléctricos

El propósito de esta etapa es la determinación de escenarios eléctricos finales, lo que corresponde a la identificación de la infraestructura eléctrica que se planifica construir en cada escenario y año de interés. Ésta corresponde al menos a la potencia de generación eléctrica que se sugiere instalar y las inversiones en transmisión eléctrica. En esta etapa se espera que los escenarios eléctricos y los respectivos valores que surgen de las etapas anteriores sean el insumo validado para realizar procesos de modelación matemática de alto detalle técnico que requiere un proceso de planificación eléctrica de largo plazo. De esta manera, el rol de la autoridad en esta etapa será el siguiente:

- **Ejecución de modelos de optimización de la planificación eléctrica:** la autoridad debe desarrollar (en caso de que no lo tenga desarrollado previamente) y ejecutar una prospectiva del sistema eléctrico por medio de modelos matemáticos de planificación y expansión de largo plazo. Estos modelos deben seguir lineamientos mínimos de complejidad técnica que permitan incorporar los diferentes elementos que se consideran relevantes para un sistema eléctrico, así como también, los aspectos que se identificaron por parte de la creación de escenarios de amenazas y factores con incertidumbre. Se deberá obtener resultados para los diferentes escenarios que se definieron.
- **Análisis de resultados y coherencia con el relato asociado a cada escenario energético:** junto al panel consultivo, la autoridad debe revisar y validar los diferentes resultados que surgen de la modelación realizada. Se esperaría ver que los resultados sean consistentes con los relatos elaborados para los diferentes escenarios de análisis. En caso de que no sea así, se deberá volver a iterar sobre los procesos de modelación matemática para identificar las razones de esta inconsistencia en los resultados.
- **Cuantifica indicadores de robustez y resiliencia:** como parte del análisis de las amenazas del sistema en el contexto de una planificación resiliente, se deben elaborar indicadores de robustez del sistema que permitan identificar la fortaleza de este frente a las diferentes amenazas seleccionadas y frente a la incertidumbre inherente de los distintos escenarios. Para ello se debe considerar algún tipo de metodología técnica aplicada a los modelos matemáticos que permita hacer una cuantificación de estos indicadores.

Por su parte, el rol del panel consultivo en esta etapa será el siguiente:

- **Análisis de la coherencia de los resultados con el relato asociado a cada escenario eléctrico:** el panel consultivo deberá analizar los escenarios eléctricos que salgan como resultado del proceso de modelación matemática del sistema eléctrico. Su rol será velar por la coherencia de los resultados y la consistencia que deben tener con los diferentes escenarios de insumos planteados previamente. De esta manera, se espera que el panel consultivo en base a criterios científicos y expertos puedan evaluar si es que el modelo matemático está efectivamente reflejando las consecuencias de los escenarios de insumos planteados.
- **Realización de observaciones a escenarios eléctricos:** en base al análisis previo, el panel consultivo debe realizar observaciones a los escenarios o incluso sugerir cambios en los procesos de modelamiento para asegurar la coherencia y verosimilitud de los resultados de planificación eléctrica.

Finalmente, al igual que la etapa anterior, los resultados finales de los escenarios eléctricos deberán pasar por un proceso de consulta pública y talleres ciudadanos. Posterior a este proceso, se obtendrán resultados de escenarios eléctricos actualizados y validados que servirán como una guía para los procesos de planificación del sistema eléctrico. La síntesis de las cuatro etapas de la planificación eléctrica proactiva de preparación se puede ver a continuación (véase el diagrama 22).

Diagrama 22
Esquema de las etapas de la planificación eléctrica proactiva de preparación

	Propósito	Autoridad	Panel consultivo
Etapa 1 Determinación de amenazas y factores con incertidumbre	Identificar amenazas a considerar e identificar principales factores con incertidumbre.	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta procedimiento de selección al panel. • Determina lista inicial de amenazas y factores con incertidumbre. • Selección de amenazas y factores con incertidumbre a considerar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Discute información y crea lista de amenazas y factores con incertidumbre. • Cada integrante realiza un ranking de amenazas y factores con incertidumbre.
Etapa 2 Definición de Escenarios de insumos	Definir estados o visiones de futuro, con valores relativos para cada factor con incertidumbre.	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta el procedimiento de trabajo en grupos y de discusión general del panel. • Recoge escenarios generados, agrupando o descartando algunos, generando una lista final. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sesiona en grupos de trabajo generando propuestas de escenarios de insumos incluyendo niveles cualitativos para factores con incertidumbre y un relato de justificación. • Discusión plenaria.
CONSULTA PÚBLICA Y TALLERES DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA			
Etapa 3 Cuantificación de insumos y riesgos	Asignar valores cuantitativos a los distintos factores con incertidumbre y probabilidad de ocurrencia, nivel de riesgo y niveles de demanda crítica en cada nodo/zona, para cada amenaza.	<ul style="list-style-type: none"> • Propone una cuantificación inicial de los factores con incertidumbre y de la probabilidad de ocurrencia, nivel de riesgo y niveles de demanda crítica de cada amenaza en cada nodo. • Compila información propuesta por el panel, y decide valores finales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Discute si cuantificación representa lo pensado en términos relativos para los insumos y amenazas. • Sugiere modificaciones, presenta antecedentes para justificar cambios.
Etapa 4 Determinación de escenarios energéticos	Determinar los escenarios energéticos finales; potencia instalada por tecnología en cada escenario y año de interés.	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecuta modelos de optimización. • Analiza resultados y su coherencia con el relato asociado a cada escenario energético. • Cuantifica indicadores de robustez y resiliencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Analiza la coherencia de los resultados con el relato asociado a cada escenario energético. • Hace observaciones a escenarios eléctricos.
CONSULTA PÚBLICA Y TALLERES DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA			

Fuente: Elaboración propia.

C. Pilar 2: Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una rápida recuperación

El diseño de planes y protocolos en un sistema eléctrico busca garantizar una respuesta inmediata y efectiva ante eventos extremos, como desastres naturales, fallas críticas o ataques cibernéticos, entre otros. La resiliencia del sistema depende de la capacidad para minimizar interrupciones, proteger la

infraestructura y restaurar rápidamente el suministro eléctrico. Para ello, es crucial integrar un enfoque sistemático y coordinado que, sin necesariamente poder contemplar cada posible contingencia, sea capaz de ser aplicado en cualquier tipo de contingencia.

Por ejemplo, una lista no exhaustiva de posibles eventos extremos se presenta a continuación:

- Tormentas eléctricas (rayos y lluvias).
- Tormentas de nieve.
- Incendios.
- Huracanes.
- Terremotos.
- Inundaciones.
- Tormentas solares.
- Daño no intencional por error operativo.
- Fallas en componentes.
- Condiciones operacionales estresadas.
- Operación fuera de rango.
- Fallas por envejecimiento.
- Errores de empleados.
- Acción maliciosa de trabajadores.
- Sabotaje.
- Terrorismo.
- Hackeo.
- Actos externos maliciosos.
- Problemas de *software*.

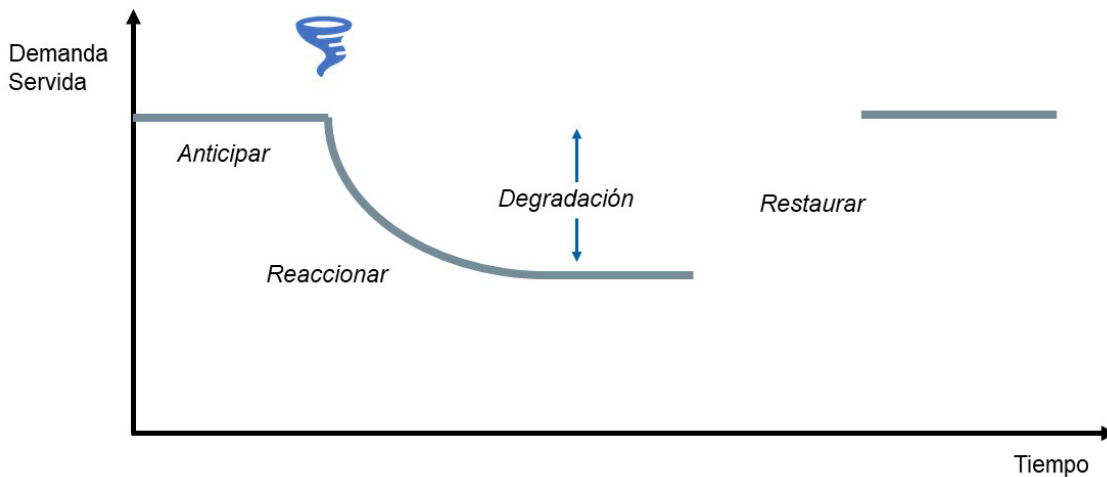
Debido a la gran cantidad de tipos de eventos extremos que pueden surgir, se recalca que esta metodología corresponde a lineamientos generales para enfrentar eventos. Un análisis más detallado será requerido en cada caso particular para definir qué tipos de eventos se deben considerar (esto dependerá de las circunstancias específicas de cada país) según las amenazas más probables para cada sistema eléctrico. De todas maneras, algunos eventos corresponden a nuevas amenazas que surgen del desarrollo tecnológico, como se da con la creciente digitalización de los sistemas eléctricos, que conlleva nuevas vulnerabilidades como los ciberataques, que escapan de las condiciones geográficas o geopolíticas del sistema eléctrico considerado. Este tipo de amenazas requiere ser estudiada en mayor detalle también por el hecho de que se da en un contexto diferente a las otras amenazas identificadas (de índole más física) (Abdelkader y otros, 2024).

En el contexto de enfrentar cualquier tipo de eventos extremos en sistemas eléctricos, el objetivo de los planes y protocolos para una respuesta inmediata y rápida recuperación del sistema apuntan a acciones de anticipar, reaccionar y restaurar, tal como se presenta en el diagrama 23 y se describe a continuación:

- Anticipar: algunos tipos de eventos extremos se pueden predecir con distintos grados de anticipación (conflictos geopolíticos, huracanes u otros fenómenos climáticos, por ejemplo). Algunos eventos como estos pueden estar categorizados dentro de tipos de eventos, para los cuales el sistema puede manejar información respecto a la magnitud del impacto sobre el sistema y la duración de este (visto en el diagrama 23 como la profundidad de la degradación en Eje Y, y su duración en Eje X).

- Reaccionar: el reaccionar corresponde a tomar todas las medidas disponibles para reducir el nivel de degradación alcanzado en el sistema por el evento extremo, siempre priorizando el funcionamiento de la demanda crítica.
- Restaurar: una vez que ya se estabiliza el nivel de degradación del sistema y se dispone de la información sobre qué elementos del sistema presentan fallas, se procede a llevar a cabo actividades de restauración a corto, mediano y largo plazo.

Diagrama 23
Esquema resumen de las acciones ante un evento extremo que provoque degradación en la operación del sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

La preparación a corto plazo (Anticipar) antes de un evento extremo se centra en la asignación de recursos y estrategias de planificación que puedan implementarse justo antes de un evento extremo para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico. Esto incluye actividades como la pre-ubicación de recursos, el despacho de cuadrillas en ubicaciones clave y la reconfiguración de la red (por ejemplo, cambiando la topología de la red eléctrica mediante técnicas de *switching*) para minimizar el impacto del evento y acelerar la restauración. En otras palabras, una estrategia de preparación a corto plazo es la asignación estratégica de recursos, como generadores de respuesta ante emergencias y cuadrillas en ubicaciones clave antes de que ocurra un evento extremo. Esto permite una utilización más rápida de los recursos inmediatamente después del evento, reduciendo el tiempo necesario para la restauración. Por ejemplo, la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias de los Estados Unidos (FEMA, por sus siglas en inglés) pre-posiciona generadores de respuesta rápida ante emergencias antes de huracanes u otros eventos importantes. Sin embargo, la efectividad de esta estrategia depende de la precisión del pronóstico del evento y la ubicación óptima de los recursos. Modelos matemáticos, como los modelos de programación lineal entera mixta, pueden usarse para optimizar la pre-ubicación de recursos basándose en diversos factores, como la gravedad prevista del evento, la duración esperada de las interrupciones y los recursos disponibles (Paul y otros, 2024).

Ante eventos extremos, el diseño de planes y protocolos debe basarse en una serie de elementos clave que reflejen las prioridades del sistema eléctrico considerando la necesidad de incurrir en una operación deteriorada de este. Entre estos elementos se encuentran:

- **Demanda crítica:** es fundamental identificar y definir las demandas que se consideran críticas. Estas son aquellas cuya continuidad de operación debe garantizarse incluso durante eventos extremos, dado su impacto directo en la seguridad y bienestar de la población. Entre estas demandas suelen incluirse servicios de salud (hospitales y centros de emergencia), hogares con personas electrodependientes, telecomunicaciones, sistemas de transporte estratégico, instalaciones de seguridad pública, plantas de tratamiento de agua, y edificios gubernamentales esenciales. Así, dentro de la operación deteriorada del sistema, se debe priorizar mantener en funcionamiento este tipo de establecimientos por sobre otros. Es importante identificar los establecimientos que conforman la demanda crítica con la mayor precisión geográfica posible, definiendo claramente qué subestación eléctrica los alimenta.
- **Definición de roles e institucionalidad:** es necesario establecer de manera clara los roles y responsabilidades de los organismos y entidades dentro de la jurisdicción encargados de actuar ante situaciones de eventos extremos. Esto puede implicar la creación de unidades especializadas dentro de ministerios o agencias gubernamentales cuya función principal sea la planificación, prevención, y respuesta ante eventos extremos. Estas entidades deben asegurar que el sistema eléctrico esté en condiciones óptimas para soportar y recuperarse de situaciones adversas, priorizando las demandas críticas y ejecutando las acciones necesarias para la restauración del servicio. Entre sus funciones también se encuentra el levantamiento de información durante y después de la ocurrencia de eventos extremos, con el fin de alimentar de información y experiencias al proceso de adaptación y aprendizaje.
- **Levantamiento de información:** como se mencionó previamente, durante los eventos extremos es necesario levantar información que permita realizar un diagnóstico del evento ocurrido y planificar futuras mejoras del sistema ante eventos de este tipo. Para esto se debe definir el tipo de información que se requiere levantar (tiempos de respuesta, nivel de suministro eléctrico del sistema, nivel de información disponible durante el evento, tiempo de restauración de funcionamiento normal del sistema, entre otros) en función del tipo de evento extremo que ocurra, con el fin de identificar posibles puntos a mejorar y vislumbrar debilidades antes no consideradas, así como un replanteamiento de las demandas críticas. Este levantamiento de información debe tener responsables claramente definidos y seguir un formato que permita utilizar los hallazgos en el proceso de adaptación y aprendizaje.
- **Planes de respuesta y contingencia:** los planes deben incluir protocolos detallados para la gestión de emergencias. Esto abarca desde medidas preventivas, como simulacros y monitoreo continuo de riesgos, hasta estrategias de respuesta inmediata y planes de recuperación a corto, mediano y largo plazo.
- **Coordinación interinstitucional:** la resiliencia no es responsabilidad exclusiva del sector eléctrico, sino que requiere la colaboración de diversos sectores. Es crucial establecer mecanismos de coordinación con otros organismos, como protección civil, fuerzas de seguridad, y entidades privadas, para garantizar una respuesta integrada y eficiente.
- **Gestión de recursos y logística:** es esencial prever los recursos necesarios para la operación en situaciones críticas, como equipos de generación móvil, combustible, repuestos esenciales y personal capacitado. Además, se deben desarrollar estrategias logísticas para garantizar la distribución y acceso a estos recursos en las zonas afectadas.
- **Uso de tecnología y análisis de riesgos:** incluir herramientas tecnológicas para la detección temprana de eventos, análisis predictivo y simulación de escenarios es clave para aumentar la capacidad de respuesta. Esto implica aprovechar sistemas de inteligencia artificial, monitoreo en tiempo real y bases de datos que permitan priorizar las áreas más vulnerables.

Estas tecnologías y análisis de riesgo también retroalimentan la planificación proactiva de preparación del sistema eléctrico.

En Paul y otros (2024) se presenta un estado del arte de la planificación de la resiliencia y las estrategias de mejora para sistemas eléctricos. Estas corresponden a las acciones de Reaccionar y Restaurar del diagrama 23 (véase el cuadro 10).

Cuadro 10
Estrategias de mejora de planificación y mejora de resiliencia según categoría

Categoría de resiliencia	Estrategia de planificación y mejora
Resiliencia operacional	Priorización de demanda. Percepción situacional (información disponible o <i>situational awareness</i> en inglés). Restauración de demanda a partir de microrredes y fuentes de energía distribuidas. Fuentes de energía móviles.
Resiliencia en infraestructura	Despliegue de unidades remotas. Despliegue de fuentes de energía móviles.
Resiliencia en infraestructura y operacional	Sistemas eléctricos inteligentes. Calendarización de reparaciones, uso óptimo de switches, despacho de cuadrillas. Microrredes interconectadas. Reparación y restauración usando generación distribuida, switches y cuadrillas.

Fuente: Paul, S., Poudyal, A., Poudel, S., Dubey, A., & Wang, Z. (2024). Resilience assessment and planning in power distribution systems: Past and future considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113991. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113991>.

Algunas de las estrategias de planificación y mejora se detallan como sigue:

Priorización de demanda: como se mencionó anteriormente, los incidentes peligrosos que afectan la operación del sistema eléctrico pueden interrumpir el suministro a demandas consideradas críticas, lo que impacta la resiliencia de la red. Para satisfacer dicha demanda crítica, es necesario resguardar una serie de elementos de infraestructura que son fundamentales para garantizar el suministro de esa demanda crítica. Para garantizar un alto nivel de resiliencia en las infraestructuras críticas, las autoridades deben trabajar activamente en la identificación y emisión de directrices para mejorar la seguridad de estas infraestructuras. Clientes críticos como hospitales, departamentos de bomberos, proveedores de agua y otras unidades de emergencia son reconocidos y priorizados para la pronta restauración del suministro eléctrico dentro del área de servicio de la empresa de servicios públicos. Esto resalta la importancia de fortalecer la resiliencia de las infraestructuras críticas mediante el aumento de la disponibilidad de suministro para clientes esenciales.

El objetivo es triple: i) facilitar una respuesta rápida a las perturbaciones de la red, ii) reducir la magnitud del daño y los desafíos experimentados por las comunidades, y iii) acelerar la restauración de las funciones críticas. Además, debido a la cantidad significativa de interrupciones en la red causadas por eventos catastróficos, es imposible prevenir de las amenazas a todos los clientes. Por lo tanto, priorizar la demanda crítica de la red se convierte en una decisión lógica para las empresas de servicios públicos. La identificación de la demanda crítica permite a los operadores desconectar selectivamente cargas de baja prioridad y mantener recursos de respaldo dentro de su capacidad de generación mientras se sostienen las instalaciones vitales durante períodos prolongados. En tales casos, se pueden emplear diversas técnicas avanzadas para restaurar las cargas priorizadas considerando las restricciones topológicas y operativas de la red eléctrica, mejorando así la resiliencia general del sistema.

Percepción situacional: es fundamental contar con una percepción situacional adecuada para tomar decisiones rápidas y efectivas frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto. La falta de información incrementa el riesgo de apagones en cascada, como se ha demostrado en varios incidentes. Para abordar este desafío, la industria ha desarrollado tecnologías avanzadas, como la estimación de

estado, para mejorar el monitoreo y control continuo de los sistemas eléctricos, especialmente con la creciente penetración de fuentes distribuidas de energía. Sin embargo, la observabilidad del estado aguas abajo de las subestaciones sigue siendo limitada y pocos servicios públicos han adoptado herramientas avanzadas de control, lo que plantea dificultades para adaptar tecnologías existentes debido a modelos de red imprecisos y datos inconsistentes.

Los avances tecnológicos, como relés digitales, unidades de medición fasorial y dispositivos inteligentes, han mejorado significativamente la capacidad de monitoreo y automatización de los sistemas eléctricos. La infraestructura de medición avanzada, combinada con sistemas SCADA (red de hardware y *software* que permite supervisar, controlar y adquirir datos de procesos e instalaciones industriales en tiempo real), ofrece datos más precisos para modelos en línea y un mejor nivel de información en tiempo real. En el futuro, se espera una mayor integración de redes de comunicación, sensores distribuidos y drones para evaluaciones de daños, promoviendo una mayor conexión entre usuarios, servicios públicos y otras infraestructuras. Este enfoque, junto con la automatización de las redes inteligentes, permitirá decisiones en tiempo real que fortalecerán la resiliencia del sistema eléctrico.

Con la definición de la demanda crítica y el uso de herramientas que permitan el acceso a la mejor información del estado del sistema posible, se pueden llevar a cabo protocolos para reducir el impacto de los eventos de fuerza mayor. Entre las consideraciones para estos planes se consideran:

- **Desconexiones automáticas de líneas:** implementar sistemas automáticos de protección que desconecten ciertas líneas para evitar daños mayores al sistema y garantizar la estabilidad general.
- **Despliegue de cuadrillas:** organizar el despliegue rápido y eficiente de equipos técnicos especializados para la reparación y restablecimiento del servicio en las áreas afectadas.
- **Gestión de generación distribuida:** activar y priorizar el uso de fuentes de generación local, como plantas de emergencia, microrredes o instalaciones con capacidad de generación distribuida en áreas críticas, para suplir la demanda más urgente.
- **Implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real:** usar herramientas tecnológicas para supervisar continuamente el estado del sistema eléctrico, identificar fallas rápidamente y activar protocolos de respuesta.
- **Priorización en la restauración del servicio:** diseñar un esquema de recuperación que priorice la atención a la demanda crítica, con una hoja de ruta clara para la reconexión gradual del resto de los usuarios.
- **Planes de desconexión rotativa:** establecer protocolos para aplicar desconexiones controladas y rotativas en situaciones críticas, minimizando el impacto en los usuarios y evitando el colapso total del sistema.
- **Almacenamiento de energía:** utilizar baterías o sistemas de almacenamiento energético para garantizar un suministro continuo en infraestructuras esenciales durante el tiempo necesario para el restablecimiento completo del sistema.
- **Simulacros y capacitación:** realizar simulacros periódicos para entrenar al personal y evaluar la efectividad de los planes de contingencia, ajustando los protocolos según los resultados obtenidos.
- **Planes de comunicación con la población:** diseñar estrategias para informar de manera clara, oportuna y transparente a los usuarios sobre la naturaleza del evento, las acciones en curso y los tiempos estimados de recuperación.

- **Colaboración intersectorial:** coordinar acciones con organismos de protección civil, autoridades locales y otros sectores estratégicos, como transporte y salud, para una respuesta integral y eficiente.

Finalmente, la restauración de la operación del sistema corresponde a las actividades realizadas después de un evento extremo para restablecer el sistema eléctrico a su operación normal. Es uno de los componentes más críticos de la resiliencia de un sistema, ya que una restauración rápida y efectiva justifica una estrategia de planificación eficiente. Por lo tanto, la planificación y la preparación previa al evento son fundamentales para garantizar un proceso de restauración ágil y eficiente. La restauración incluye reparar la infraestructura dañada, reconfigurar la red y optimizar los recursos asignados para acelerar el proceso.

Las cuadrillas de reparación deben evaluar los daños, reparar o reemplazar los componentes afectados y restaurar el sistema a su condición operativa normal tras el evento, minimizando el tiempo de inactividad y agilizando la restauración. La reconfiguración de la red también desempeña un papel crucial en la restauración posterior al evento. El sistema eléctrico debe reconfigurarse para restablecer el suministro eléctrico en las áreas afectadas y aislar las secciones dañadas. Esto puede lograrse mediante acciones de conmutación automatizadas o interruptores controlados remotamente. Los modelos de programación entera mixta pueden utilizarse para optimizar el proceso de reparación y restauración al coordinar las asignaciones de las cuadrillas, la asignación de recursos y la reconfiguración de la red, reduciendo el tiempo de restauración y asegurando un uso eficiente de los recursos disponibles.

D. Pilar 3: Proceso de adaptación y aprendizaje

El proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas consiste en utilizar la información levantada (así como también identificar la no levantada) para realizar un diagnóstico de las condiciones del sistema ante eventos extremos. Este proceso requiere considerar la información definida y levantada dentro del diseño de planes para una respuesta inmediata y una rápida recuperación, así como también la información que no se pudo levantar, punto a partir del cual se pueden formular diversas preguntas para guiar la adaptación del sistema. La adaptación y el aprendizaje permiten que el sistema eléctrico mejore continuamente su capacidad para enfrentar eventos extremos, utilizando las experiencias previas como base para implementar cambios y actualizaciones. Este enfoque contribuye a reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia operativa, al tiempo que permite una respuesta más efectiva ante futuros eventos. En este sentido se pueden formular preguntas tales como:

- ¿Qué tipo de evento o falla ocurrió? ¿Por qué? (aplica más en caso de accidentes/error humano).
- ¿Qué valores de suministro/combustibles/comunicaciones se tuvo durante el evento? (esto en función de la información definida como relevante de levantar, en función del tipo de evento en ocurrencia).
- ¿Qué elementos del sistema fueron afectados con mayor severidad? ¿Por qué?
- ¿Qué nivel de suministro se logró asegurar en la demanda crítica?
- ¿Cuál fue el tiempo de respuesta ante el evento extremo? ¿Y el tiempo de restauración a la operación habitual?
- ¿Existen medidas no realizadas que podrían haber reducido el impacto del evento extremo? ¿Por qué no se pudieron realizar?
- ¿Qué información no se pudo levantar durante el evento extremo? ¿Por qué?

Estas experiencias pueden haber ocurrido en el sistema en sí o en otros sistemas de los cuales se puede aprender. El análisis de la información debe resultar en conclusiones que permitan aprender respecto a la efectividad de las medidas e inversiones realizadas o definidas en la planificación del sistema, así como también, alimentar las actualizaciones periódicas del proceso de planificación eléctrica resiliente.

Esta componente se alimenta de la definición de información necesaria de recolectar ante la ocurrencia de eventos extremos, de las componentes de planificación eléctrica proactiva y del diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y recuperación rápida.

En el contexto de este proceso de adaptación y aprendizaje, y para una exitosa consecución de este, se recalca la relevancia de la disponibilidad de información tanto durante como una vez finalizado el evento extremo. Si no se puede identificar de manera precisa qué elementos presentaron fallas, y a qué nivel, se dificulta significativamente el desarrollo de medidas preventivas y de mejora para el sistema. A modo de ejemplo, en el contexto de los cortes de luz ocurridos en Chile a mediados de 2024 por fuertes vientos, que dejaron a muchos clientes sin suministro eléctrico por varias semanas, se revelaron falencias importantes en el manejo de información durante el evento extremo. Particularmente, la compañía de distribución eléctrica de Santiago (capital del país que concentra al 40% de la población) indicó "si no nos llaman los clientes, no tenemos la posibilidad de saber que están sin suministro"⁵, lo que revela una falla importante en el nivel de percepción situacional, y debería ser un punto para corregir dentro del diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y rápida recuperación. El hecho de no conocer la severidad del evento y sus impactos sobre el sistema imposibilita que se pueda llevar a cabo una respuesta efectiva.

Entre ejemplos a nivel mundial de eventos extremos que han tenido consecuencias graves se encuentran varios apagones importantes que han ocurrido debido a eventos climáticos extremos en diferentes partes del mundo (Zidane y otros, 2025). Se habla de eventos climáticos extremos, pero las consecuencias, y tipo de acciones que se llevan a cabo a posteriori, aplican para cualquier tipo de evento extremo. Entre los mencionados se incluye una tormenta de hielo en China en 2008, cuyo costo directo se estimó en más de \$2.200 millones. El huracán Sandy en 2012 dejó a más de 8 millones de clientes sin electricidad en Estados Unidos, y el terremoto de Japón en 2011 causó la pérdida de suministro eléctrico para 8,5 millones de clientes. En 2017, el huracán Harvey provocó un apagón que afectó a más de 2 millones de hogares. En 2006, una tormenta severa en Australia resultó en la pérdida de suministro eléctrico para 1,7 millones de clientes. En 2015, una tormenta de viento en Canadá dejó sin electricidad a más de 710.000 hogares. La tormenta europea conocida como el ciclón Dagmar causó la pérdida de suministro eléctrico para 570.000 personas, y en 2016, un tornado en la provincia de Jiangsu, China, afectó el suministro eléctrico de 135.000 clientes. En la literatura es más común encontrar antecedentes de eventos climáticos extremos, dado que se anticipa que este tipo de eventos relacionados con el clima serán cada vez más frecuentes y severos, principalmente debido al calentamiento global y al cambio climático.

El apagón masivo en Australia durante 2016 trajo como lección la importancia de la inercia en el sistema eléctrico. Dado el alto nivel de penetración eólica en el sistema, los generadores que aportaban inercia redujeron su participación, lo que tuvo como consecuencia dejar al sistema más vulnerable a inestabilidades. En respuesta a este evento se instaló la batería masiva Hornsdale Power Reserve, la más grande del mundo en funcionamiento para ofrecer estabilidad y energía al sistema⁶.

En el caso de Estados Unidos, por la frecuencia de los huracanes, se han aplicado distintas medidas, como por ejemplo la aplicación del criterio N-k en los sistemas eléctricos, garantizando redundancia para evitar el colapso por la pérdida de k elementos críticos, la modernización de la red

⁵ CNN Chile, 2024. https://www.cnnchile.com/pais/gerente-enel-clientes-cortes-de-luz_20240806/.

⁶ <https://www.energymagazine.com.au/black-system-or-black-swan-learnings-from-south-australias-infamous-2016-blackout-part-2/>.

eléctrica con redes inteligentes para monitoreo en tiempo real y respuesta automática a fallas. Destacan también la creación de planes de contingencia estatales que incluyen refuerzo de líneas eléctricas y protección contra inundaciones, así como el aumento de las reservas estratégicas de gas natural y combustibles líquidos para asegurar la generación en plantas críticas.

Japón, siendo un país desarrollado y propenso a desastres, tiene el antecedente del desastre nuclear de Fukushima en 2011. Posterior a este evento, el gobierno creó la Agencia de Reconstrucción, encargada de: i) Planificar, coordinar y ejecutar la política nacional de reconstrucción; y ii) Asumir la responsabilidad de contar con un punto de contacto unificado, de asistencia, etc., ante los organismos públicos locales. A su vez, se crearon diversos institutos de investigación y regulación para la energía nuclear, cuyas lecciones y desarrollos son de utilidad a nivel mundial. También se realizó una reducción significativa del uso de energía nuclear para generación eléctrica, pasando de un 25% de su generación al 2010 a un 5% al 2022⁷.

Como se puede apreciar, no hay una respuesta única ante eventos extremos, y en particular, el proceso de Adaptación y Aprendizaje dependerá directamente de la realidad del sistema eléctrico y del país en cuestión que se esté analizando. Las consideraciones deben incluir un análisis detallado de las vulnerabilidades específicas, los recursos disponibles, las características geográficas y climáticas, así como las capacidades institucionales y tecnológicas existentes.

Además, es esencial que este proceso sea dinámico y evolutivo, incorporando las lecciones aprendidas de eventos pasados (incluso de otros países) y ajustándose a los cambios en las condiciones del entorno, como el impacto del cambio climático o la integración de nuevas tecnologías (mencionado a comienzos de este subtítulo con el caso de ciberataques). Esto implica no solo fortalecer la infraestructura física, sino también desarrollar protocolos claros, fomentar la coordinación intersectorial y garantizar la participación de todos los actores clave, desde gobiernos hasta comunidades locales.

En resumen, la resiliencia del sistema eléctrico dependerá de la capacidad de anticiparse, reaccionar, recuperarse y adaptarse frente a eventos extremos de diversa índole. El proceso de adaptación y aprendizaje debe ser continuo, y ser capaz de tomar lecciones del sistema propio y de otros. Para esto es fundamental que durante eventos de fuerza mayor haya instituciones encargadas de levantar información e indicadores, que se puedan utilizar para reformular los planes de expansión y configuración del sistema eléctrico considerado.

E. Retroalimentación en base a los resultados de la encuesta sobre metodología resiliente en los diálogos de transición energética para América Latina y el Caribe 2024

Entre los días 26 y 29 de noviembre de 2024 se desarrollaron, en Ciudad de Guatemala, los Diálogos de Transición Energética para América Latina y el Caribe, un evento organizado por CEPAL en colaboración con el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. Este evento reunió a representantes de alto nivel, expertos y profesionales del sector energético para discutir los desafíos y oportunidades en torno a la transición energética en la región.

En este evento se realizó la VII Reunión Plenaria del Foro Regional de Planificadores de Energía (FOREPLEN) y en este marco, se presentó un adelanto de la propuesta metodológica contenida en este informe a los participantes (en su mayoría directores de planificación de países de América Latina y el Caribe). y, paralelamente, se realizó una encuesta sobre planificación eléctrica resiliente. En el caso de la presentación realizada, se recibió valiosa retroalimentación por parte de los expertos y autoridades (la

⁷ [https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/japans-economic-revitalization-requires-nuclear-energy/#:~:text=As%20of%20fiscal%20year%20\(FY\),well%20below%20pre%202011%20levels.](https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/japans-economic-revitalization-requires-nuclear-energy/#:~:text=As%20of%20fiscal%20year%20(FY),well%20below%20pre%202011%20levels.)

cual ha sido incorporada en la metodología presentada en este informe), mientras que, para la encuesta, se pudo obtener información respecto al nivel de conocimiento, inquietudes, y alcance de implementación de medidas de resiliencia en los sistemas eléctricos de los países participantes.

1. Comentarios generales sobre la metodología de planificación eléctrica resiliente

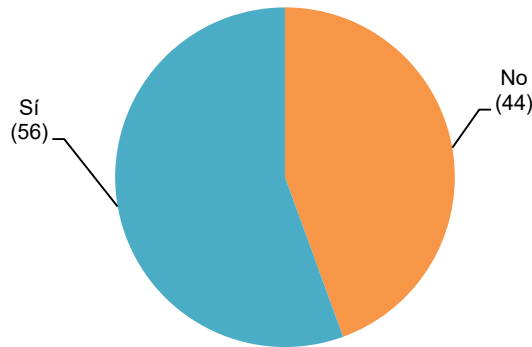
A partir de las instancias de diálogo y talleres que se realizaron, se levantaron una serie de comentarios e inquietudes que sirven para robustecer la metodología propuesta hasta el momento. A continuación, se presentan los principales desafíos levantados:

- **Costo general de la resiliencia:** se levanta como inquietud la cuantificación del costo asociado a la resiliencia. Esto desde una perspectiva de cuánto aumentan los costos del sistema eléctrico en general al incorporar este tipo de medidas, quiénes serían los que se hacen cargo de estos costos y cómo se gestiona a nivel comunicacional un alza eventual en los costos. En principio, suena razonable que al ser la resiliencia una característica del sistema, ésta pueda ser financiada por todos los actores a través de la demanda sin afectar la asequibilidad a los servicios de los estratos más vulnerables.
- **Costo de las medidas:** existe también inquietud respecto del costo de las medidas que hacen resilientes al sistema. Es necesario estudiar qué medidas son más costo-efectivas en cada sistema, considerando las realidades de los distintos países. Además, en general se pensaba mucho en la implementación de medidas tradicionales como, por ejemplo, más líneas de transmisión, sobredimensionamiento de la red, entre otras. Sin embargo, puede que ese tipo de infraestructura no sea la más adecuada en contraste a otras tecnologías o soluciones más innovadoras como, por ejemplo, la generación distribuida, las redes inteligentes, la respuesta de la demanda, etc. En ese sentido también se ve como relevante el diversificar las soluciones en cuanto esto permite también diversificar el riesgo para el sistema. Por ello, se considera muy importante poder estudiar en cada caso cómo se puede sacar mejor provecho a cada inversión para que se mejore la resiliencia de manera eficiente.
- **Diferencia entre planificación eléctrica resiliente y medidas de operación:** en muchos casos se puede generar confusión entre los elementos de planificación de largo plazo para conseguir sistemas eléctricos resilientes y las medidas que planifican la operación en caso de eventos disruptivos. En el caso de la primera debe hacerse hincapié en que la planificación resiliente tiene que ver con las inversiones en infraestructura, planes preventivos y otras acciones que mejoran la resiliencia del sistema, mientras que en el caso de la operación se refiere a las acciones de corto plazo que permiten reaccionar ante eventos disruptivos. De todas maneras, cabe recalcar que la planificación eléctrica de largo plazo igualmente se relaciona con la operación ya que esta entrega las herramientas con las que se organiza la operación.
- **Foco en la oferta más que en la demanda:** se puede destacar que, la mayoría de los planificadores participantes tenían un fuerte foco en cómo se hace la oferta eléctrica más resiliente y sin embargo, no se consideraba tanto el cómo se puede también usar la demanda para responder a las contingencias. En ese sentido es útil poder tomar medidas de gestión de demanda, gestión de demanda crítica u otras medidas que, desde la demanda eléctrica, permitan mejorar la resiliencia del sistema.
- **Barreras de regulación:** en algunos casos se menciona que la regulación actual puede ser un impedimento para avanzar en resiliencia dado que en algunos casos puede haber objetivos contradictorios entre una normativa y otra. Además, también suele pasar que existen diferencias de objetivos y criterios entre diferentes instituciones del estado, de manera que es difícil unificar medidas para avanzar en resiliencia.

2. Encuesta de planificación resiliente

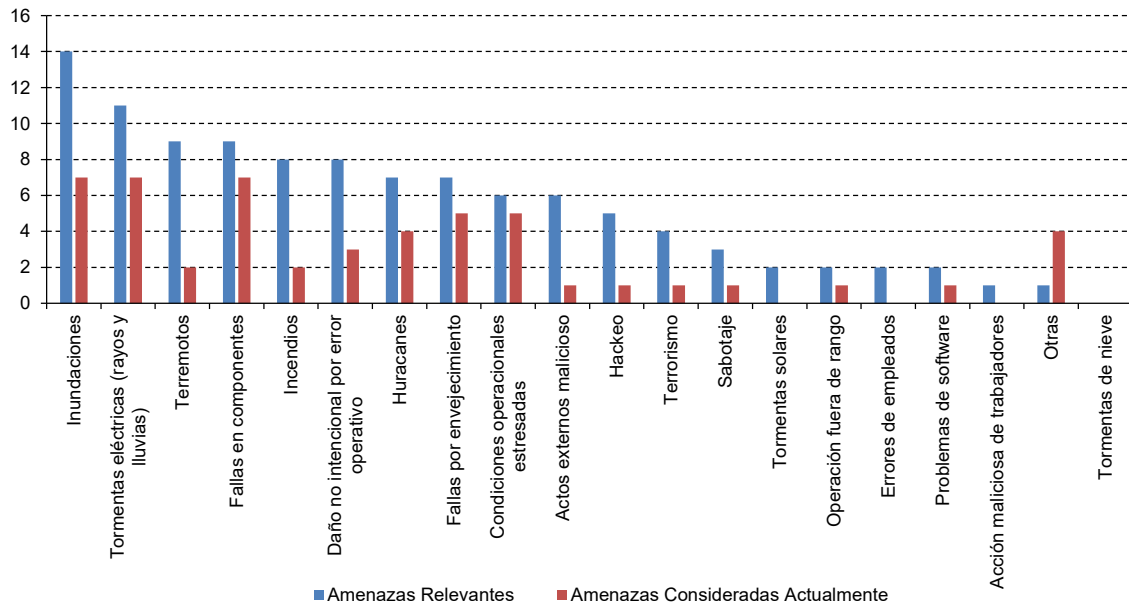
A continuación, se presenta el resumen de los resultados de la encuesta sobre la metodología de planificación eléctrica resiliente propuesta por CEPAL, realizada a los participantes de los Diálogos de Transición Energética para América Latina y el Caribe. Se recibieron 17 respuestas de los participantes de los siguientes 9 países: Guatemala, Colombia, Honduras, Chile, Paraguay, Panamá, El Salvador, Honduras y Cuba. A continuación, se resumen los resultados principales (véase el gráfico 1 y el gráfico 2).

Gráfico 1
Porcentaje de países que consideran el concepto de resiliencia dentro de sus procesos de planificación eléctricos
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Encuesta Metodología Planificación Resiliente CEPAL – CEUC realizada a los participantes de los Diálogos de Transición Energética para América Latina y el Caribe.

Gráfico 2
Amenazas para los sistemas eléctricos en el contexto de la resiliencia
(En cantidad de mediciones)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Encuesta Metodología Planificación Resiliente CEPAL – CEUC realizada a los participantes de los Diálogos de Transición Energética para América Latina y el Caribe.

Chile, Colombia, Cuba, El Salvador, y Guatemala señalaron que sí consideran el concepto de resiliencia en sus procesos de planificación y Honduras, Panamá, Paraguay y Uruguay no lo consideran. Sin embargo, se le preguntó a quienes respondieron que "No", si es que se está pensando (con posiblemente distintos grados de avance) la posibilidad de incorporar a futuro (dentro de los próximos 5 años) el concepto de "resiliencia" en sus procesos de planificación y todos respondieron que "Sí" están pensando incorporarlo.

Por su parte, a quienes respondieron que "Sí" consideran resiliencia en sus procesos de planificación se les preguntó lo siguiente: *explique (con el mayor detalle posible) de qué forma es considerado el concepto de "resiliencia" dentro del proceso de planificación de la expansión del sistema eléctrico.*

A partir de las respuestas (escritas todas en el listado de abajo), se pueden resumir las principales medidas adoptadas por los planificadores eléctricos para mejorar la resiliencia en sus respectivos sistemas (agrupadas temáticamente con un título en negrita, en el listado siguiente).

- Fortalecimiento de la infraestructura de transmisión:
 - Implementación de tecnologías como FACTS (Flexible AC Transmission Systems) para aumentar capacidades de transporte y soporte de reactivos.
 - Definición de corredores alternativos para mitigar riesgos ante incendios forestales.
 - Reevaluación de límites de transferencia y tensiones en la red en situaciones de emergencia (régimen n-1 y escenarios de eventos extremos).
- Preparación ante escenarios climáticos extremos:
 - Modelación de contingencias relacionadas con el cambio climático, incluyendo variabilidad de caudales para centrales hidroeléctricas y simulaciones bajo incertidumbre.
 - Incorporación de escenarios de emergencia, como tsunamis o retiro de plantas generadoras clave, para anticipar impactos y desarrollar estrategias de recuperación.
- Gestión y operación bajo contingencias:
 - Supervisión en tiempo real mediante medidores inteligentes y monitoreo en áreas aisladas para detectar y responder rápidamente a eventos.
 - Inclusión de reservas críticas de elementos de red para asegurar una pronta recuperación tras daños.
 - Planificación considerando el costo de inversión frente al costo de fallas de larga duración.
- Planificación de emergencia y recuperación:
 - Operación bajo régimen de emergencia en eventos extremos, con revisión de procedimientos de arranque en negro para unidades generadoras principales.
 - Establecimiento de fases de actuación gubernamental ante eventos (informativa, alarma, etc.), con protocolos específicos para cada etapa.
- Escenarios de planificación y contingencias:
 - Evaluación continua de escenarios de contingencia en ejercicios anuales de planificación.
 - Desarrollo de modelos que integran impactos económicos, climatológicos, sociales y políticos para mantener la continuidad del suministro energético.

Estas medidas combinan prevención, monitoreo en tiempo real y simulaciones avanzadas para enfrentar riesgos climáticos y técnicos, asegurando la estabilidad y recuperación del sistema eléctrico frente a eventos adversos.

De esta misma manera, a quienes respondieron que "No" consideran la resiliencia en sus procesos de planificación, pero "Sí" piensan considerarla en el futuro, se les preguntó lo siguiente: *explique (con el mayor detalle posible) de qué forma se piensa considerar el concepto de "resiliencia" dentro del proceso de planificación de la expansión del sistema eléctrico.*

A partir de las respuestas proporcionadas, las principales formas en que se consideraría el concepto de "resiliencia" en la planificación de la expansión del sistema eléctrico incluyen:

- Levantamiento y análisis de datos:
 - Recopilación de información inicial como parte de una primera etapa para integrar resiliencia en los procesos de planificación.
- Diversificación de la matriz energética:
 - Implementación de estrategias para diversificar las fuentes de energía y reducir la dependencia de un único tipo de generación, lo que incrementa la adaptabilidad del sistema.
- Adaptación a eventos climáticos extremos:
 - Ajuste de los criterios de diseño de infraestructura, como la velocidad del viento para líneas de transmisión, tras experiencias previas de colapsos.
 - Incorporación de escenarios climáticos específicos, como sequías y lluvias intensas, para evaluar el impacto de estos eventos en el sistema eléctrico.
- Implementación de acciones remediales inteligentes:
 - Desarrollo de mecanismos para responder rápidamente a fallas en equipos críticos del sistema, minimizando interrupciones.
- Preparación para eventos fortuitos:
 - Uso de prospectivas energéticas que integran escenarios climáticos extremos y herramientas de planificación para actuar ante eventos inesperados.
 - Evaluación de la vulnerabilidad climática, social y estructural del sistema eléctrico nacional.
- Consideración de factores sociales y de vulnerabilidad:
 - Identificación de conflictos sociales y vulnerabilidades del país como elementos clave en el diseño de planes de expansión del sistema eléctrico.

Estas medidas reflejan un enfoque integral hacia la resiliencia, considerando no solo los aspectos técnicos del sistema eléctrico, sino también factores climáticos, sociales y económicos, para mejorar la capacidad del sistema de resistir y recuperarse de eventos adversos.

Luego, a partir de un listado de amenazas para los sistemas eléctricos se solicitó que marquen las amenazas que cree que son relevantes a considerar en la planificación eléctrica de su país/región y, también, las amenazas que son consideradas actualmente en su país/región.

A partir de estos datos se puede ver que existen amenazas que son mencionadas como relevantes más frecuentemente como las inundaciones o las tormentas eléctricas y que también tienen un nivel de consideración actual relativamente alto. En contraste, hay otras amenazas que se consideran de menor relevancia como las acciones maliciosas de trabajadores, problemas de *software*, errores, operación fuera de rango o tormentas solares o las tormentas de nieve. Al mismo tiempo, cabe recalcar que hay algunas amenazas que se consideran relativamente relevantes, pero no son abordadas actualmente como el caso de los terremotos, los incendios y los daños no intencionales por errores operativos. También, amenazas humanas externas como el Hacking, Terrorismo y Sabotaje son nombradas frecuentemente, pero tienen muy bajo nivel de consideración en los sistemas actuales. En ese contexto, se puede ver que existe espacio a mejorar para cubrir brechas entre lo que se considera relevante y lo que se incluye en los procesos de planificación eléctricos.

III. Conclusiones

En este documento se revisó la literatura relacionada con el concepto de planificación resiliente y se presenta una propuesta de metodología general para la planificación eléctrica resiliente a ser aplicada en países de América Latina y el Caribe.

Entre los temas examinados están: los avances en la planificación de sistemas eléctricos resilientes, los métodos de evaluación del riesgo y la literatura tradicional de la planificación de los sistemas eléctricos. Una de las principales conclusiones de la revisión bibliográfica realizada es que el concepto de resiliencia está fuertemente relacionado con otros conceptos comúnmente usados en la planificación de sistemas eléctricos, como lo son la confiabilidad, la adecuación de recursos, la seguridad de suministro, el análisis de riesgo y el análisis de posibles contingencias. Sin embargo, las definiciones de estos conceptos pueden diferir ligeramente entre distintos autores. No existe una definición única de resiliencia, pero las distintas definiciones existentes incorporan diversos elementos comunes. En general, todas se refieren a la capacidad del sistema eléctrico de prepararse y planificarse para absorber, recuperarse y luego adaptarse a eventos extremos.

Las metodologías para la incorporación de la resiliencia en los procesos de planificación eléctrica de los países se han estudiado principalmente de forma teórica o bien, generando marcos conceptuales que sirven de guía para la toma de decisiones en torno al mejoramiento de los sistemas eléctricos. Metodologías de planificación que apuntan al fortalecimiento de la infraestructura para la resiliencia se han estudiado desde diferentes perspectivas, considerando distintas funciones objetivo como también diferentes metodologías de optimización.

La revisión bibliográfica realizada también enfatiza el rol de la participación ciudadana y los procesos de consulta pública que se han dado en la formulación de los procesos de planificación eléctrica. La participación de diversos grupos de interés (incluidos sectores industriales, comunidades locales y organizaciones ambientales) ha permitido que las decisiones de expansión se tomen con un enfoque inclusivo y que se logre una mayor aceptación social en la implementación de las inversiones en nuevas infraestructuras.

Por otra parte, la revisión bibliográfica muestra que, en general, los operadores de los sistemas eléctricos no incluyen el concepto de resiliencia en las etapas de diseño inicial, sino que, por el contrario, este concepto se evalúa mediante métricas ex-post específicas, después de obtener las soluciones óptimas de la expansión del sistema eléctrico. De esta forma, si bien es posible ajustar las propuestas en función de su capacidad para enfrentar contingencias extremas, el proceso de planificación de la expansión generalmente no incorpora la resiliencia en el diseño inicial.

Por otro lado, se desarrolla una propuesta metodológica integral para la planificación eléctrica resiliente basada en tres pilares fundamentales: la Planificación eléctrica proactiva de preparación para responder a los eventos extremos (Pilar 1), el Diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una recuperación rápida (Pilar 2), y el Proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas (Pilar 3).

La planificación eléctrica proactiva de preparación es el componente donde se realiza toda la preparación de largo plazo del sistema eléctrico con el fin de satisfacer la demanda por energía eléctrica proyectada de acuerdo con diversos escenarios y de modo de poder responder a eventos extremos. En este documento se propone una planificación eléctrica proactiva de preparación (Pilar 1) que consiste en un proceso de cuatro etapas: i) determinación de las amenazas y los factores con incertidumbre a considerar en la planificación eléctrica, ii) definición de los escenarios de insumos para la planificación eléctrica, iii) cuantificación de los insumos y los riesgos detectados, y iv) determinación de los escenarios eléctricos finales. Además, la propuesta considera un proceso participativo transversal a las diferentes etapas y en donde se consideran al menos dos procesos formales de consulta pública y talleres de participación ciudadana, posterior a la definición de escenarios de insumos y escenarios eléctricos, respectivamente.

En el contexto de enfrentar cualquier tipo de eventos extremos en sistemas eléctricos, el objetivo de los planes y protocolos para una respuesta inmediata y rápida recuperación del sistema (Pilar 2) apuntan a acciones de anticipar, reaccionar y restaurar. El diseño de planes y protocolos debe basarse en una serie de elementos clave que reflejen las prioridades del sistema eléctrico considerando la necesidad de incurrir en una operación deteriorada de este. Entre estos elementos se encuentran la demanda crítica, la definición de roles e institucionalidad, el levantamiento de información, los planes de respuesta y contingencia, la coordinación interinstitucional, la gestión de recursos y logística, y el uso de tecnología y análisis de riesgos que retroalimentan la planificación proactiva de preparación del sistema eléctrico.

Finalmente, el proceso de adaptación y aprendizaje para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de eventos extremos en base a experiencias pasadas (Pilar 3) consiste en utilizar la información levantada (así como también identificar la no levantada) para realizar un diagnóstico de las condiciones del sistema ante eventos extremos. La adaptación y el aprendizaje permiten que el sistema eléctrico mejore continuamente su capacidad para enfrentar eventos extremos, utilizando las experiencias previas como base para implementar cambios y actualizaciones.

Bibliografía

- Abdelkader, S., Amisshah, J., Kinga, S., Mugerwa, G., Emmanuel, E., Mansour, D.-E. A., Bajaj, M., Blazek, V., & Prokop, L. (2024), "Securing modern power systems: Implementing comprehensive strategies to enhance resilience and reliability against cyber-attacks". *Results in Engineering*, 23, 102647. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102647>.
- Amini, F., Ghassemzadeh, S., Rostami, N., & Tabar, V. S. (2023), "Electrical energy systems resilience: A comprehensive review on definitions, challenges, enhancements and future proceedings", *IET Renewable Power Generation*, 17(7), 1835-1858. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12705>.
- Anderson, J., & Deaver, B. (2015), "Distribution Grid Resiliency: Modern Grid Technology", *Electric Power Research Institute, EPRI*. <https://www.epri.com/research/products/3002006783>.
- Baghbanzadeh, D., Salehi, J., Gazijahani, F. S., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2021), "Resilience improvement of multi-microgrid distribution networks using distributed generation", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 27, 100503. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100503>.
- BenTal, A., El Ghaoui, L., & Nemirovski, A. (2009). "Robust optimization". *Princeton University Press*.
- Bertsimas, D., & Sim, M. (2004). "The price of robustness". *Operations research*, 52(1), 3553.
- Bhusal, N., Abdelmalak, M., Kamruzzaman, M., & Benidris, M. (2020), "Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions", *IEEE Access*, 8, 18064-18086. IEEE Access. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2968586>.
- Birge, J. R., & Louveaux, F. (1997). "Introduction to stochastic programming: Springer Verlag".
- Bloom, J. A. (1982). "Longrange generation planning using decomposition and probabilistic simulation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 4, 797802.
- Borison, A. B., Morris, P. A., & Oren, S. S. (1984). A stateoftheworld decomposition approach to dynamics and uncertainty in electric utility generation expansion planning. *Operations Research*, 32(5), 10521068.
- Brundtland, G. H. (1985). World commission on environment and development. *Environmental Policy and Law*, 14(1), 26-30.
- Burton, I. (2004). Climate change and the adaptation deficit. Adaptation and Impacts Research Group, Meteorological Service of Canada, Environment Canada.

- Cabinet Office. (2011, octubre), "Keeping the Country Running: Natural Hazards and Infrastructure", https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/61342/natural-hazards-infrastructure.pdf.
- CAISO. (2024) 2023 – 2024 Transmission Plan, 2024.
 _____ (2024). *2024 20 Year Transmission Outlook Jul 31, 2024*.
- Chalishazar, V. H., Poudel, S., Hanif, S., & Thekkumparambath Mana, P. (2021), "Power System Resilience Metrics Augmentation for Critical Load Prioritization (PNNL-30837)", *Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States)*. <https://doi.org/10.2172/1764623>.
- Chang, J.W., Pfeifenberger, J.P., & Hagerty, J.M. (2014). StakeholderDriven ScenarioDevelopment for the ERCOT 2014 LongTerm System Assessment. http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/094/original/StakeholderDriven_Scenario_Development_for_the_ERCOT.pdf.
- Chang, J.W., Pfeifenberger, J.P., Newell, S.A., Tsuchida, B., & Hagerty, J.M. (2013). Recommendations for Enhancing ERCOT's LongTerm Transmission Planning Process. Oct. http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/964/original/Recommendations_for_Enhancing_ERCOT%E2%80%99s_Long_Term_Transmission_Planning_Process.pdf
- Ciapessoni, E., Cirio, D., & Pitto, A. (2023), "Power System Resilience: Definition, features and properties", *CIGRE Science & Engineering*, 30.
- Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2019), "A risk-based resilience assessment tool to anticipate critical system conditions in case of natural threats", *2019 IEEE Milan PowerTech*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810714>.
- Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., & Sforza, M. (2020), "Quantification of the Benefits for Power System of Resilience Boosting Measures", *Applied Sciences*, 10(16), Article 16. <https://doi.org/10.3390/app10165402>.
- Ciapessoni, E. y otros (2017), "Risk-Based Dynamic Security Assessment for Power System Operation and Operational Planning", *Energies*, vol. 10, No. 4, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, abril.
- Dai, Y., Preece, R., & Panteli, M. (2022), "Benefits and Challenges of Dynamic Modelling of Cascading Failures in Power Systems", *Bulk Power Systems and Control Symposium (IREP 2022), Banf, Canada*.
- Dessai, S., Hulme, M., Lempert, R., & Pielke, R. (2009). Do We Need Better Predictions to Adapt to a Changing Climate? *Transactions American Geophysical Union*, 90(13), 111. <http://doi.org/10.1029/2009EO130003>.
- Dewar, J. A., & Levin, M. H. (1992). AssumptionBased Planning for Army 21 (No. RAND/R4172A). RAND Arroyo Center Santa Monica CA.
- Dewar, J.A. (2004). Assumption Based Planning, a tool for reducing avoidable surprises. *RAND Studies in Policy Analysis*, 248.
- ERCOT. (2022) 2022 Long-Term System Assessment report, 2022.
- Fischbach, J. R. (2010). Managing New Orleans flood risk in an uncertain future using nonstructural risk mitigation.
- Fishbone, L. G., & Abilock, H. (1981). Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. *International journal of Energy research*, 5(4), 353375.
- Gabriel, S. A., Kydes, A. S., & Whitman, P. (2001). The National Energy Modeling System: a largescale energyeconomic equilibrium model. *Operations Research*, 49(1), 1425.
- Gersonius, B., Nasruddin, F., Ashley, R., Jeuken, A., Pathirana, A., & Zevenbergen, C. (2012). Developing the evidence base for mainstreaming adaptation of stormwater systems to climate change. *Water Res*, 6824–6835.
- Gladwell, (2000). *The Tipping Point: How Little Things Can Make a Big Difference*. Little Brown and Company.
- Goodwin, P., & Wright, G. (2010). The limits of forecasting methods in anticipating rare events. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(3), 355–368. <http://doi.org/10.1016/j.techfore.2009.10.008>
- Gable, M.G. (2009). Ercot Wind Experience. <https://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20090302091419Gable,%20ERCOT.pdf>.
- Guo, H., Zheng, C., Lu, H. H.-C., & Fernando, T. (2017), "A critical review of cascading failure analysis and modeling of power system", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 9-22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.206>.

- Haasnoot, M., Middelkoop, H., van Beek, E., & van Deursen, W. P. A. (2011). A method to develop sustainable water management strategies for an uncertain future. *Sustainable Development*, 19(6), 369–381.
- Haasnoot, M.; Middelkoop, H.; Offermans, A.; van Beek, E.; van Deursen, W.P.A. (2012). Exploring pathways for sustainable water management in river deltas in a changing environment. *Climatic Change*, 115, 795–819.
- Hamarat, C., Kwakkel, J. H., & Pruyt, E. (2013). Adaptive robust design under deep uncertainty. *Technological Forecasting and Social Change*, 80(3), 408418.
- Hemmati, R., Hooshmand, R. A., & Khodabakhshian, A. (2013). Comprehensive review of generation and transmission expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(9), 955964.
- Hobbs, B. F., Xu, Q., Ho, J., Donohoo, P., Kasina, S., Ouyang, J., Satyal, V. (2016). Adaptive Transmission Planning: Implementing a New Paradigm for Managing Economic Risks in Grid Expansion. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(4), 3040.
- ICF. (2010). Integrated Planning Model (IPM) Overview. ICF International. Retrieved from https://www.rggi.org/docs/ICF_IPM_Overview_o82710.pdf.
- Jayaweera, D. S. (2003), "Value of Security Assessment [Ph.D.]". <https://www.proquest.com/docview/2799597778/abstract/10AE41D63B4E40D2PQ/1>.
- Kagiannas, A. G., Askounis, D. T., & Psarras, J. (2004). Power generation planning: a survey from monopoly to competition. *International journal of electrical power & energy systems*, 26(6), 413421.
- Keefe, R. (2012). Reconsidering California Transport Policies: Reducing Greenhouse Gas Emissions in an Uncertain Future. Ph.D. dissertation, Pardee RAND Graduate School.
- Kwakkel, J. H., Walker, W. E., & Marchau, V. A. W. J. (2010). Adaptive airport strategic planning. *European Journal of Transport and Infrastructure Research (EJTIR)*, 10 (3), 2010.
- Lasher, W. (2014). The Competitive Renewable Energy Zones Process. http://energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/c_lasher_qer_santafe_presentation.pdf.
- Lawrence, J.; Manning, M. (2012). Developing Adaptive Risk Management for Our Changing Climate; A Report of Workshop Outcomes under an Envirolink Grant; The New Zealand Climate Change Research Institute, Victoria University of Wellington: Wellington, New Zealand.
- Lee, S. T., & Hoffman, S. (2001), "Power delivery reliability initiative bears fruit", *IEEE Computer Applications in Power*, 14(3), 56-63. *IEEE Computer Applications in Power*. <https://doi.org/10.1109/MCAP.2001.952938>.
- Lempert, R. J., & Groves, D. G. (2010). Identifying and evaluating robust adaptive policy responses to climate change for water management agencies in the American west. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(6), 960–974.
- Lempert, R. J., Schlesinger, M. E., & Bankes, S. C. (1996). When we don't know the costs or the benefits: Adaptive strategies for abating climate change. *Climatic Change*, 33(2), 235–274.
- Lenton M.T., Hermann Held, Elmar Kriegler, Jim W. Hall, Wolfgang Lucht, Stefan Rahmstorf, and Hans Joachim Schellnhuber, (2008). Tipping elements in the Earth's climate system *PNAS*, 105(6), 1786–1793.
- Li-jie, C., Jing, L., & Jing, C. (2011), "Research of risk-based security assessment of power system", *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 1335-1340. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2011.5994103>.
- Liu, G., Jiang, T., Ollis, T. B., Li, X., Li, F., & Tomsovic, K. (2020), "Resilient distribution system leveraging distributed generation and microgrids: A review", *IET Energy Systems Integration*, 2(4), 289-304. <https://doi.org/10.1049/iet-esi.2019.0134>.
- Marchau, V.A.W.J., Walker, W.E., van Duin, R. (2008). An adaptive approach to implementing innovative urban transport solutions. *Transport Policy*, 15, 405–412.
- Marchau, V.A.W.J., Walker, W.E., van Wee, G.P. (2010). Dynamic adaptive transport policies for handling deep uncertainty. *Technol. Forecast. Soc.*, 77, 940–950.
- Mazur, C., Hoegerle, Y., Brucoli, M., van Dam, K., Guo, M., Markides, C. N., & Shah, N. (2019), "A holistic resilience framework development for rural power systems in emerging economies", *Applied Energy*, 235, 219-232. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.129>.
- Ministerio de Energía de Chile. (2021) Planificación Energética de Largo Plazo 2023 – 2027, 2021.

- Mishra, D. K., Eskandari, M., Abbasi, M. H., Sanjeevikumar, P., Zhang, J., & Li, L. (2024), "A detailed review of power system resilience enhancement pillars", *Electric Power Systems Research*, 230, 110223. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110223>.
- MISO. (2024) MISO 2023 Transmission Expansion Plan Full Report (MTEP), 2024.
- Moreno, R., Chen, Y., and Strbac, G. (2015). Evaluation of benefits of coordinated DC & AC flexible transmission systems with probabilistic security and corrective control. IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks, 16.
- Moreno, R., Pudjianto, D., and Strbac, G. (2013). Transmission Network Investment With Probabilistic Security and Corrective Control. *IEEE Transactions on Power Systems* 28(4), 39353944.
- Munoz, F. D., Hobbs, B. F., & Watson, J. P. (2016). New bounding and decomposition approaches for MILP investment problems: Multiarea transmission and generation planning under policy constraints. *European Journal of Operational Research*, 248(3), 888898.
- Munoz, F. D., Hobbs, B. F., Ho, J. L., & Kasina, S. (2014). An engineeringeconomic approach to transmission planning under market and regulatory uncertainties: WECC case study. *IEEE Transactions on power systems*, 29(1), 307317.
- Munoz, F. D., Sauma, E. E., & Hobbs, B. F. (2013). Approximations in power transmission planning: implications for the cost and performance of renewable portfolio standards. *Journal of Regulatory Economics*, 43(3), 305338.
- Murphy, C., Hotchkiss, E. L., Anderson, K. H., Barrows, C. P., Cohen, S. M., Dalvi, S., Laws, N. D., Maguire, J. B., Stephen, G. W., & Wilson, E. J. (2020), "Adapting Existing Energy Planning, Simulation, and Operational Models for Resilience Analysis (NREL/TP-6A20-74241)", National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1602705>.
- Nelson, J., Johnston, J., Mileva, A., Fripp, M., Hoffman, I., PetrosGood, A., Blanco, C. & Kammen, D. M. (2012). Highresolution modeling of the western North American power system demonstrates lowcost and lowcarbon futures. *Energy Policy*, 43, 436447.
- Noonan, F., & Giglio, R. J. (1977). Planning electric power generation: a nonlinear mixed integer model employing benders decomposition. *Management Science*, 23(9), 946956.
- Özdemir, Ö., Munoz, F. D., Ho, J. L., & Hobbs, B. F. (2016). Economic analysis of transmission expansion planning with pricerresponsive demand and quadratic losses by successive LP. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 10961107.
- Panteli, M., Trakas, D. N., Mancarella, P., & Hatziaargyriou, N. D. (2017), "Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies", *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1202-1213. *Proceedings of the IEEE*. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2691357>.
- Papic, M., Bell, K., Chen, Y., Dobson, I., Fonte, L., Haq, E., Hines, P., Kirschen, D., Luo, X., Miller, S. S., Samaan, N., Vaiman, M., Varghese, M., & Zhang, P. (2011), "Survey of tools for risk assessment of cascading outages", *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-9. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039371>.
- Park, J., Seager, T. P., Rao, P. S. C., Convertino, M., & Linkov, I. (2013), "Integrating Risk and Resilience Approaches to Catastrophe Management in Engineering Systems", *Risk Analysis*, 33(3), 356-367. <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2012.01885.x>.
- Paul, A., Burtraw, D., & Palmer, K. (2009). Haiku documentation: RFF's electricity market model. *Resources for the Future*, 52, 222.
- Paul, S., Poudyal, A., Poudel, S., Dubey, A., & Wang, Z. (2024), "Resilience assessment and planning in power distribution systems: Past and future considerations", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113991. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113991>.
- Penizzotto, F., Pringles, R., Coria, G., & Olsina, F. (2024). Valuation of investments in energy aggregator and storage systems by compound options. *Energy*, 291, 130458. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130458>.
- Pereira, M. V. F., Pinto, L. M. V. G., Oliveira, G. C., & Cunha, S. H. F. (1987). Composite generationtransmission expansion planning. Improvements to the IAEA'S WASP111, 203.

- Pereira, M. V., & Pinto, L. M. (1985). Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (2), 381389.
- Pflug, G. C., & Pichler, A. (2014). *Multistage stochastic optimization*: Springer.
- Popper, S., Griffin, J., Berrebi, C., Light, T., & Min, E. Y. (2009). *Natural Gas and Israel's energy future: a strategic analysis under conditions of deep uncertainty*. RAND, Santa Monica, California.
- Pozo, D., Sauma, E. E., & Contreras, J. (2013). A threelevel static MILP model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 202210.
- Public Utility Commission of Texas. (2008). *Public Utility Commission of Texas Final Order on the CREZ Plan*. http://www.ettexas.com/projects/docs/PUCTFinalOrderonCREZPlan_100708.pdf.
- Rahman, S.A.; Walker, W.E.; Marchau, V. (2008). *Coping with Uncertainties about Climate Change in Infrastructure Planning—An Adaptive Policymaking Approach*; Ecorys: Rotterdam, The Netherlands.
- Samuelson, P. A. (1952). Spatial price equilibrium and linear programming. *The American economic review*, 42(3), 283303.
- Sauma, E. E., & Oren, S. S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 30(3), 261290.
- Sawey, R. M., & Zinn, C. D. (1977). A mathematical model for long range expansion planning of generation and transmission in electric utility systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 96(2), 657666.
- SchulteRentrop, A., & Rudolph, E. (2013). A Sensitivity Study of Storm Surges Under the Conditions of Climate Change in the Elbe Estuary. In *Climate Change and Disaster Risk Management* (pp. 295309). Springer Berlin Heidelberg.
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (2013). *Spot pricing of electricity*. Springer Science & Business Media.
- Seong, S., Popper, S. W., & Zheng, K. (2005). *Strategic Choices in Science and Technology*. Rand Corporation.
- Sepasian, M. S., Seifi, H., Foroud, A. A., & Hatami, A. R. (2009). A multiyear security constrained hybrid generationtransmission expansion planning algorithm including fuel supply costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 16091618.
- Sherali, H. D., Soyster, A. L., Murphy, F. H., & Sen, S. (1982). Linear programming based analysis of marginal cost pricing in electric utility capacity expansion. *European Journal of Operational Research*, 11(4), 349360.
- Short, W., Sullivan, P., Mai, T., Mowers, M., Uriarte, C., Blair, N., Heimiller, D. & Martinez, A. (2011). *Regional Energy Deployment System (ReEDS)*. NREL/TP6A2046534.
- Sioshansi, F. P., & Pfaffenberger, W. (Eds.). (2006). *Electricity market reform: an international perspective*. Elsevier.
- Sirikum, J., Techanitisawad, A., & Kachitvichyanukul, V. (2007). A new efficient GAbenders' decomposition method: For power generation expansion planning with emission controls. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 10921100.
- Stoft, S. (2002). *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*.
- Stout, S. R., Lee, N., Cox, S. L., Elsworth, J., & Leisch, J. (2019), "Power Sector Resilience Planning Guidebook: A Self-Guided Reference for Practitioners (NREL/TP-7A40-73489)", *National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States)*. <https://doi.org/10.2172/1529875>.
- Taneja, P.; Walker, W.E.; Ligteringen, H.; van Schuylenburg, M.; van der Plas, R. 2010. Implications of an uncertain future for port planning. *Maritime Policy Manage.* 37, 221–245.
- Tirole, J. (1988). *The theory of industrial organization*. MIT press.
- Tiwari, S., Schelly, C., Ou, G., Sahraei-Ardakani, M., Chen, J., & Jafarishiadeh, F. (2022), "Conceptualizing resilience: An energy services approach", *Energy Research & Social Science*, 94, 102878. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102878>.
- Turvey, R., & Anderson, D. (1977). *Electricity economics: essays and case studies*.
- UNDRR. (2007, agosto 30). *Definition: Resilience | UNDRR*. <https://www.undrr.org/terminology/resilience>.
- UPME Unidad de Planeación Minero Energética (2024). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Actualización 2023 - 2027, 2024*.

- Varian, H. R., Bergstrom, T. C., & West, J. E. (1996). *Intermediate microeconomics* (Vol. 4). New York: Norton.
- Vert, M., Sharpanskykh, A., & Curran, R. (2021), "Adaptive Resilience of Complex Safety-Critical Sociotechnical Systems: Toward a Unified Conceptual Framework and Its Formalization", *Sustainability*, 13(24), Article 24. <https://doi.org/10.3390/su132413915>.
- Walker, W. E., Haasnoot, M., & Kwakkel, J. H. (2013). Adapt or perish: A review of planning approaches for adaptation under deep uncertainty. *Sustainability (Switzerland)*, 5(3), 955–979.
- Wang, J., Zuo, W., Rhode-Barbarigos, L., Lu, X., Wang, J., & Lin, Y. (2019), "Literature review on modeling and simulation of energy infrastructures from a resilience perspective". *Reliability Engineering & System Safety*, 183, 360-373. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2018.11.029>.
- Werners, S., Swart, R., van Slobbe, E., Bölscher, T., Pfenninger, S., Trombi, G., Moriondo, M. (2007). *Turning Points in Climate Change Adaptation—An International Symposium*, Amsterdam, The Netherlands.
- White House. (2013, febrero 12), "Presidential Policy Directive—Critical Infrastructure Security and Resilience". <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2013/02/12/presidential-policy-directive-critical-infrastructure-security-and-resil>.
- Yao, F., Wang, J., Wen, F., Tseng, C.-L., Zhao, X., & Wang, Q. (2019), "An Integrated Planning Strategy for a Power Network and the Charging Infrastructure of Electric Vehicles for Power System Resilience Enhancement", *Energies*, 12(20), Article 20. <https://doi.org/10.3390/en12203918>.
- Ye, W., & Chaiyapa, W. (2024), "Impact of governance on resilience in the energy transition. An analysis of China and Germany", *Utilities Policy*, 87, 101732. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2024.101732>.
- Younesi, A., Shayeghi, H., Wang, Z., Siano, P., Mehrizi-Sani, A., & Safari, A. (2022), "Trends in modern power systems resilience: State-of-the-art review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112397. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112397>.
- Zhou, Y., Wang, L., & McCalley, J. D. (2011). Designing effective and efficient incentive policies for renewable energy in generation expansion planning. *Applied Energy*, 88(6), 22012209.
- Zidane, T. E. K., Muis, Z. A., Ho, W. S., Zahraoui, Y., Aziz, A. S., Su, C.-L., Mekhilef, S., & Elia Campana, P. (2025), "Power systems and microgrids resilience enhancement strategies: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 207, 114953. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114953>.

Anexo A1

Metodologías de planificación eléctrica usadas en la industria

A. Guatemala

En Guatemala la planificación del sistema eléctrico es realizada por el Ministerio de Energía y Minas, a través del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación con un horizonte de estudio entre 2024 al 2054 (30 años de horizonte) en el cual se analizan veintiséis escenarios. Estos escenarios toman en cuenta diversas premisas, entre ellas la Política Energética 2013-2027 y Política Energética 2019-2050, la cual busca dar cumplimiento al 80% de generación renovable para el 2027⁸.

El Plan tiene un horizonte de estudio de 30 años, con una visión de largo plazo al año 2054 en función de la vida útil promedio de los activos de transmisión críticos; los esquemas de remuneración y congruencia con el resto de los instrumentos estratégicos en materia energética; políticas, planes del Ministerio de Energía y Minas y el crecimiento de la población a nivel nacional, para alcanzar y mantener la cobertura de acceso de energía eléctrica en indicadores por sobre el 99,99%, logrando así mejorar los índices de desarrollo humano en el país. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054, se elabora a partir de la identificación de las acciones contenidas en el Plan de Gobierno, determinando las deficiencias en la red de transmisión eléctrica; producto de esta identificación se analiza el crecimiento natural de la demanda, definiendo escenarios de demanda estacionales, estos escenarios incorporan las centrales que se definen en el Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación. Se realiza un análisis de contingencias para evaluar el desempeño de la red ante eventos fortuitos, permitiendo determinar los refuerzos para garantizar la confiabilidad del Sistema de Transporte. El Plan contempla como una variable predominante la electrificación rural, por lo que se incorporan refuerzos que adecuen la red de tal forma que sea más eficiente la realización de proyectos de electrificación rural.

Las obras de transmisión de energía eléctrica nuevas propuestas en el país, se evalúan tomando en cuenta variables como: el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, los índices de calidad del suministro de energía eléctrica según normativas nacionales, regiones sin acceso al servicio de energía eléctrica, desarrollo económico del país, un flujo eficiente entre los polos de generación y los centros de consumo y el diseño de una red de transmisión de energía eléctrica preparada para operar en 400 kV. Se consideraron los siguientes puntos:

- Base de datos del Sistema Nacional Interconectado proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista.
- Planes de expansión de transmisión proporcionado por los agentes activos y refuerzos propuestos por el Administrador del Mercado Mayorista y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Identificación de hogares sin acceso a la energía eléctrica, por medio de informes de estudios socioeconómicos realizados por el Ministerio.
- Cronograma de la entrada de las centrales candidatas de generación eléctrica incluidas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2054.
- Horizonte de tiempo: 30 años.
- La estacionalidad existente en el país: época seca y época lluviosa.
- Las obras adjudicadas en el proyecto PET-1-2009 en operación comercial.

⁸ <https://mem.gob.gt/que-hacemos/area-energetica/dge-politicas-y-planee/>.

- Las obras adjudicadas en el proyecto PET NAC 2014 en operación comercial.
- Las transacciones de energía con México y el Mercado Eléctrico Regional.

El objetivo principal del análisis y planificación a largo plazo es asegurar el suministro eficiente de la demanda energética y de potencia. Para este análisis se toman en cuenta las siguientes variables:

- Políticas públicas como parte de la transición energética.
- Crecimiento de la demanda eléctrica.
- Fluctuación en los precios de los combustibles.
- Consecuencias del cambio climático, como fenómenos naturales relacionados con el agua.

Utilizando el *software* SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) y OPTGEN (*software* para modelar planificación de capacidad de expansión de largo plazo a mínimo costo), ambos de la empresa PSR, se generan programas de expansión del sistema que permiten un suministro futuro de la demanda de manera óptima. El presente plan asume cuatro premisas, en el caso de la variable relacionada con las acciones gubernamentales, estas funcionan como restricciones que deben ser incluidas en el modelo. Con estas consideraciones, se presentan 26 escenarios que se dividen en cuatro grupos⁹. Dentro de cada grupo se evaluará el comportamiento del mercado eléctrico según las premisas antes mencionadas. Para un análisis ordenado y objetivo, se presentan 3 grupos enfocados en la evolución de la matriz eléctrica, cubrimiento de la demanda y cumplimiento de metas energético-ambientales nacionales, estos grupos serán conformados por 6 escenarios cada uno, donde se tienen:

- **Potencial Nacional Más Probable/Escenario Energético Base (EEB):** en este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor probabilidad de inversión, además de contener las mismas tecnologías actuales de la matriz eléctrica. Se limita la participación de tecnologías poco aprovechadas a la fecha. Se pretende evidenciar la importancia de tener un mercado competitivo con una matriz eléctrica diversa y una infraestructura robusta. Por lo tanto, este enfoque no es favorable y se presenta como una advertencia.
 - Participación limitada de carbón a partir del 2030.
 - Limitación en la instalación de centrales de generación de gas natural y geotermia.
 - Las plantas candidatas se limitaron a las tecnologías existentes en el parque de generación.
 - Plantas de gas natural y geotermia limitadas debido a la falta de exploración y aprovechamiento del potencial hasta el momento.
 - Pretende evidenciar la necesidad de incorporar más y nuevas tecnologías renovables.
- **Potencial Nacional Bajo Condiciones Ideales/Escenario Energético Planificado (EEP):** en este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor probabilidad de inversión, considerando tecnologías poco aprovechadas y aquellas con un potencial ya identificado, respaldado por estudios y mapas de potencial energético, siendo relevantes la geotermia y el gas natural. Además, se tendrá limitaciones en la generación de las plantas con carbón como un supuesto para la transición energética. Se pretende evidenciar los recursos y beneficios que se lograrían al desarrollar y explorar nuevas plantas de generación obteniendo estabilidad y competencia en el mercado. Se debe considerar el almacenamiento y/o sistemas de respaldo dado el porcentaje de participación de las fuentes de energía renovable no convencionales.
 - Participación limitada de carbón a partir del 2030.

⁹ <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2024/02/Plan-de-Expansion-Indicativo-del-Sistema-de-Generacion-2024-2054-1.pdf>.

- Participación de geotermia aumenta según inversiones con mayor probabilidad.
- Las plantas candidatas limitadas según inversiones con mayor probabilidad para compensar la reducción de las plantas que dependen de combustibles fósiles.
- Pretende evidenciar el comportamiento del sistema con la reducción del carbón y dar a conocer una ruta de transición energética tomando de base las tecnologías de energía renovable.
- **Políticas Públicas 80% Escenario de Transición Energética (ETE):** en este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor potencial existente respaldado por estudios y mapas de potencial energético. Además, se tendrá limitaciones en la generación de las plantas con carbón como un supuesto para la transición energética y el cumplimiento de los objetivos nacionales. Se pretende evidenciar los recursos y beneficios que se lograrían al desarrollar y explorar nuevas plantas de generación obteniendo estabilidad y competencia en el mercado. Se debe considerar el almacenamiento y/o sistemas de respaldo dado el porcentaje de participación de las fuentes de energía renovable no convencionales.
 - Participación limitada de carbón a partir del 2030.
 - Participación de geotermia aumenta según potencial existente registrado en mapas.
 - Las plantas candidatas tienen mayor participación de tecnologías limpias y renovables.
 - Pretende evidenciar el comportamiento del sistema orientado al cumplimiento de los objetivos nacionales. Manteniendo y superando el 80% de energía renovable, así como evidenciar la necesidad de sistemas de respaldo y plantas de reserva acorde a la demanda.
- **Casos de Contingencia/Escenarios de Descarbonización y Contingencia (EDC):** en este grupo se tendrán subgrupos que se evaluarán los vencimientos de contratos, salidas de plantas, tormentas tropicales e incidentes que pudieran llegar a afectar el desempeño del subsector eléctrico, con el fin de poner sobre la mesa los riesgos que se podrían presentar y evidenciar la necesidad de desarrollar estrategias al respecto. Esto incluye salida de centrales a carbón, desconexión de capacidad hidráulica por posibles eventos climáticos extremos, pérdida de elementos del sistema (líneas, subestaciones o ambas), entre otros.
 - Pretende evidenciar la necesidad de contar con planes estratégicos para la transición energética, robustecer el listado de plantas de reserva y contar con sistemas de respaldo. Además de contar con un equilibrio entre fuentes de Energía Firme y Energía No Firme garantizando la seguridad energética.
 - También se busca evidenciar el comportamiento del sistema ante un evento climático que afecte a centrales hidroeléctricas y/o que afecte infraestructura limitando la generación y/o transmisión de la energía. Mostrando la necesidad de sistemas de respaldo, inserción de tecnologías de almacenamiento y analizar lo vulnerable que estaría el sistema ante alguna contingencia.
 - Como se puede apreciar, este grupo de escenarios considera elementos relevantes de resiliencia, al incluir situaciones de estrés severo para la operación del sistema, y busca implementar soluciones de manera preventiva.

Dentro de estos cuatro contextos identificados, los escenarios varían en categorías de niveles de demanda, de precios de combustibles y de hidrología (bajo, medio y alto para cada una). De esta forma se construyen los 26 escenarios utilizados en la planificación.

En cuanto a procesos participativos, esta no se identifica en los procesos de planificación actual, aunque en sus publicaciones reconocen la importancia y muestran interés por incorporarlo. En su último Plan de Expansión indican “El desarrollo hidroeléctrico en Guatemala enfrenta desafíos que incluyen cuestiones ambientales, sociales y económicas. La consulta y participación de las comunidades locales, la gestión sostenible de los recursos hídricos y la mitigación de impactos ambientales son áreas críticas que requieren atención. Sin embargo, estos desafíos también presentan oportunidades para el desarrollo de proyectos con enfoque en la responsabilidad social corporativa y la sostenibilidad ambiental. El futuro del desarrollo hidroeléctrico en Guatemala se perfila prometedor, con el país buscando diversificar su matriz eléctrica y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. La colaboración entre el gobierno, el sector privado y las comunidades locales será esencial para aprovechar el potencial hídrico de Guatemala de manera sostenible y beneficiosa para todos”.

B. Brasil

En Brasil la planificación de la expansión del sistema eléctrico se realiza cada año por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que realiza estudios de planificación energética a nivel nacional. EPE surge el año 2004, para apoyar en esta labor al Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil, tras situaciones de apagones y racionamiento eléctrico que enfrentó el país en años anteriores por una falta de planificación de largo plazo de su sistema eléctrico.

Brasil posee un extenso y complejo sistema de transmisión, que refleja las dimensiones continentales del país, la dispersión espacial de las fuentes de producción -especialmente hidráulicas- y las distancias entre los grandes centros de carga. La transmisión tiene el papel esencial de integrar las fuentes de producción y consumo, actuando muchas veces como un generador virtual. El desafío de la planificación de la expansión de la capacidad de transmisión es asegurar la existencia de recursos en el sistema que puedan satisfacer la demanda total a lo largo del horizonte de estudio al menor costo considerando las incertidumbres asociadas (como el crecimiento y el perfil de la demanda, la producción y la ubicación de la generación, las fallas de los equipos) a un nivel de confiabilidad suficiente¹⁰.

La complejidad de este desafío surge de la necesidad de conciliar requisitos contradictorios para operar al menor costo y con la mayor confiabilidad del sistema, y en particular las conexiones a la red regional. Esto considera diversas opciones tecnológicas (AC o DC, por ejemplo) y la necesidad de rutas alternativas para las líneas de transmisión, con el fin de minimizar el riesgo de múltiples contingencias. Otra fuente de complejidad en el sistema de transmisión son las crecientes restricciones ambientales, que limitan la disponibilidad de corredores y la ubicación de subestaciones, particularmente en la región amazónica y en los grandes centros de demanda.

Por último, pero no menos importante, la multiplicidad de operadores de la transmisión, de diferentes orígenes y distintas características comerciales, exige un esfuerzo continuo de coordinación por parte del operador del sistema (ONS), desde el diseño hasta la operación del sistema, además de la necesidad de supervisión, cuya responsabilidad es de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil).

Brasil tiene intercambios transfronterizos con Argentina, Uruguay y Paraguay. La interconexión con Argentina tiene una capacidad total de 2.250 MW; la interconexión con Uruguay 570 MW. Debido a las diferencias de frecuencia entre los respectivos sistemas de energía (Brasil opera a 60 Hz y el de Argentina, Uruguay y Paraguay a 50 Hz), se instalan convertidores en las fronteras para permitir los intercambios. La integración energética con Paraguay se realiza a través de la central hidroeléctrica de 14 GW Itaipú, una empresa binacional ubicada en la frontera entre los dos países. El exceso de energía del lado paraguayo se vende a Brasil según el contrato inicial, que finalizó en 2023 y debió ser renegociado

¹⁰ <https://www.epe.gov.br/en/areas-of-expertise/electricity/transmission-capacity-expansion>.

antes de su vencimiento. Debido al acuerdo comercial para importar cantidades significativas de la participación de Paraguay en la generación binacional de Itaipú, Brasil es un importador neto estructural de energía eléctrica. En 2017, las importaciones netas de electricidad totalizaron 36.355 GWh. Las importaciones netas fueron equivalentes al 6,9% del consumo total de electricidad¹¹.

La EPE realiza estudios para apoyar la planificación de expansión de la transmisión y ofrece una base de datos para simulación eléctrica del SIN (Sistema Interconectado Nacional). La perspectiva de una fuerte expansión de fuentes intermitentes (por ejemplo, eólica), la necesidad de un sistema de transmisión robusto para hacer frente a diferentes alternativas de expansión de generación, entre otros factores, exige una planificación proactiva de la expansión de la transmisión.

En la planificación anual realizada por Brasil, conocida como el Plan Decenal de Expansión Energética (PDE), se proyectan los siguientes 10 años del sistema, como su nombre indica. La última versión de este es el PDE 2034, publicado el año 2024¹².

En esta última versión, los temas más relevantes fueron la incorporación de almacenamiento¹³, coordinada junto a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) en la regulación de los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) y de las centrales hidroeléctricas reversibles (UHR) en sus diversas aplicaciones. El foco está puesto en los requisitos de conexión al SIN, procesos de integración y las reglas de planificación, programación, operación en tiempo real y post-operación. El tema toma gran relevancia en este momento ya que el Ministerio de Minas y Energía de Brasil prepara una nueva subasta de reserva de capacidad para el 2025 en la que podrán participar los sistemas de almacenamiento con baterías y las hidroeléctricas reversibles. Además, aún está por definirse la participación de dichas tecnologías en la subasta de reserva de capacidad del 2024 (en forma de potencia), considerando que está en estudio la convocatoria tras la consulta pública correspondiente, donde el 15% de las observaciones fueron sobre el almacenamiento.

En esta línea, se destaca la relevancia de los procesos participativos en la toma de decisiones en Brasil. Los procesos de planificación consideran procesos de consulta pública de alta participación, a través de la plataforma "Participativo Brasil", que permite a ciudadanos contribuir para priorizar temas relacionados tanto al sistema eléctrico, como a otros más generales como cambio climático y deforestación. La EPE lleva a cabo procesos participativos de manera presencial y online, en variados temas como por ejemplo¹⁴: el mercado de generación distribuida, para el que se levantan actuales limitaciones y posibles mejoras; la estructuración de bases de datos con indicadores socioeconómicos y ambientales, con los que se busca levantar relaciones entre energía y bienestar; consultas públicas sobre estudios ambientales, entre otros.

Por otro lado, diversos aspectos de la incorporación de la generación distribuida también son prioridad para el Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil, donde analizará cuestiones regulatorias sobre los proyectos comunitarios o remotos de más de 500 kW instalados. Así como también los nuevos roles y responsabilidades para los operadores, en favor de mejorar la previsión y la carga global de la generación de micro y mini generación distribuida (así se denomina a generación distribuida de pequeña escala) a partir de la validación con datos verificables. Es aquí un punto donde ANEEL enfrenta desafíos importantes, al ser el regulador de gran parte de la generación (principalmente

¹¹ <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/e1a901eb-a369-4baa-8c00-gdf727ede991/content>.

¹² <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>.

¹³ <https://www.energiaestrategica.com/el-operador-del-sistema-electrico-de-brasil-incluye-regulaciones-para-el-almacenamiento-en-su-agenda-del-cierre-del-2024/>.

¹⁴ <https://www.epe.gov.br/pt/acesso-a-informacao/participacao-social/audiencias-e-consultas-publicas>.

hidroeléctrica), al estar en plena transición hacia más fuentes de energía renovables, mayor participación de generación distribuida y mayor liberalización del lado de oferta de energía eléctrica.

Los planes se componen generalmente de tres escenarios (inferior, referencia y superior)²⁵ con base en puntos críticos como inflación, confianza de los agentes, reformas, productividad y cuentas públicas. Estos escenarios reflejan distintos posibles resultados según el desempeño de políticas económicas y la dinámica de factores clave.

- En el **escenario inferior**, prevalece una perspectiva pesimista. La inflación se acelera en el corto plazo, lo que obliga a políticas monetarias restrictivas. La incertidumbre afecta la confianza de los agentes, limitando el crecimiento económico. Además, hay dificultades para aprobar reformas, lo que retrasa la mejora en el ambiente de negocios. La productividad total de los factores experimenta un crecimiento débil, y las cuentas públicas enfrentan problemas de ajuste fiscal, con un aumento constante de la relación deuda/PIB.
- En el **escenario de referencia**, se plantea un panorama intermedio. La inflación se desacelera gracias a políticas monetarias restrictivas, permitiendo una reducción gradual de la tasa Selic (tasa básica de interés de Brasil). El ambiente macroeconómico mejora, lo que incrementa la confianza de los agentes y estimula un crecimiento moderado. Las reformas se aprueban, pero sus efectos se ven en el segundo quinquenio. La productividad crece gradualmente, mientras que el ajuste fiscal estabiliza la relación deuda/PIB hacia el horizonte proyectado.
- En el **escenario superior**, las condiciones son más optimistas. La inflación desacelera significativamente, favoreciendo una mayor reducción de la Selic. La confianza de los agentes mejora de manera acelerada, impulsando un crecimiento económico rápido. Las reformas se implementan rápidamente con efectos positivos a corto plazo. La productividad experimenta un fuerte crecimiento, y el ajuste fiscal reduce la relación deuda/PIB desde el primer quinquenio, promoviendo estabilidad económica.

Estos tres escenarios se resuelven con un modelo de optimización, con el objetivo de minimizar los costos totales, que pueden ser tanto de inversión como de operación del SIN. Los tres modelos matemáticos utilizan enfoques probabilísticos, con el fin de aprovechar la mejor funcionalidad de cada modelo: i) simulación con el Modelo de Decisión de Inversión (MDI) para obtener el cronograma de expansión indicativo (decisiones más a largo plazo); ii) simulación operacional con el Modelo Newave; iii) Simulación con Power Balance de Potencia para evaluar la operación del sistema para satisfacer la máxima demanda neta instantánea del SIN. En los pasos realizados utilizando los modelos Newave y Power Balance, se evalúan las condiciones futuras del servicio y, de ser necesario, se revisan pasos anteriores del proceso, de manera que el parque generador cumpla con las premisas preestablecidas y ofrezca seguridad al sistema. El escenario de expansión propuesto debe estar en línea con los requisitos del sistema calculados en la etapa de desarrollo del caso base. Con esta evaluación, realizada en la etapa final de elaboración de un escenario de expansión, se garantiza la coherencia de todo el proceso. A través de un recorrido, el Caso Base trae los requerimientos para garantizar la seguridad del sistema, en las dimensiones de energía y potencia. De otra manera, el escenario de expansión, desarrollado a través de la minimización de costos de inversión y operación, ayuda a indicar una expansión de la oferta que busca tarifas asequibles. El encuentro de estos dos caminos representa precisamente lo que la planificación y la operación buscan en su conjunto: garantizar la seguridad de suministro al menor coste final.

Considerando el contexto de transición energética y la actual competitividad de las fuentes, la participación significativa de las fuentes renovables variables se presenta cada vez más como un desafío metodológico adicional, que impulsa la mejora constante de los análisis realizados. Al reconocer y

²⁵ https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-725/NT%20Cen%C3%A1rio%20Econ%C3%B4mico%202024-2034_vf.pdf.

enfrentar este desafío, la planificación de la expansión busca aprovechar el potencial renovable, satisfaciendo de manera segura la demanda de electricidad al menor costo posible.

Las actividades relacionadas con la planificación de la expansión de la transmisión son coordinadas por la EPE y cuentan con la colaboración de los concesionarios de transmisión y distribución en el ámbito de los Grupos de Estudio Regionales de Transmisión (GET)¹⁶.

Los estudios de planificación se realizan, dentro del horizonte del PDE, con base en las proyecciones de carga eléctrica proporcionadas por los distribuidores, el Escenario de Referencia de expansión de la generación y la evolución esperada de la topología de la red eléctrica. El diagnóstico inicial del sistema de transmisión se realiza con base en análisis del desempeño eléctrico en diferentes niveles de demanda y escenarios de despacho de generación, mediante simulaciones de flujos de potencia en condiciones normales y en contingencia no simultánea de los elementos de la red (criterio N-1).

Luego, el diagnóstico de la red eléctrica así elaborado da como resultado la realización de un conjunto de estudios de transmisión, que conforman los informes R₁ – Factibilidad Técnico-Económica y Análisis Socioambiental Preliminar, en los cuales se planifican y recomiendan nuevos proyectos de transmisión para resolver los problemas previamente identificados, retroalimentando la topología de la red eléctrica al proceso de planificación.

En el caso de proyectos en licitación, son necesarios estudios adicionales para dimensionar y especificar las obras que se incluirán en las próximas subastas de transmisión. Estos estudios conforman los informes R₂ a R₅, que normalmente son realizados por los agentes, a solicitud del MME: i) R₂ – Detalle de la Alternativa de Referencia; ii) R₃ – Definición de la Línea Guía de Trazado y Caracterización Socioambiental; iii) R₄ - Caracterización de la Red Existente; y iv) R₅ – Costos de la Tierra.

En cuanto a Resiliencia, tras las sequías experimentadas en la región norte de Brasil durante 2023, el país vio necesario incorporar el concepto fundamentalmente en respuesta a eventos climáticos extremos. Este mismo año realizaron un estudio recopilando métricas y estrategias de resiliencia a nivel internacional. El estudio realizado tuvo como objetivo identificar el desempeño del sistema de transmisión que abastece a los estados de Rondônia y Acre en escenarios energéticos caracterizados por situaciones climáticas críticas. En los escenarios mapeados se buscó evaluar posibles flexibilidades operacionales, riesgos asociados, refuerzos y ampliaciones en la red de transmisión para soportar escenarios energéticos extremos y mitigar los riesgos mapeados, a través de alternativas de mediano y largo plazo, contemplando análisis integrados de Generación y Transmisión. Como solución principalmente evalúan reforzar las líneas de transmisión, considerando alternativas tanto de corriente alterna como de corriente continua.

C. Chile

En Chile la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es realizada a través de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), proceso liderado por el Ministerio de Energía¹⁷. Esta política tiene un foco en la descarbonización de múltiples sectores del país, con metas entre las que se incluye un 80% de participación de energías renovables en la matriz de generación eléctrica al año 2030 y alcanzar la carbono neutralidad antes del año 2050¹⁸ (Ministerio de Energía de Chile, 2021).

¹⁶ https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-737/Relat_rio_PDE_2034_e_Anexo_II__Proposi_o_de_Diretrizes_para_elabora_o_do_PDE_2035.pdf.

¹⁷ <https://energia.gob.cl/pelp>.

¹⁸ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf.

La herramienta utilizada para la construcción de escenarios de demanda energética de largo plazo corresponde al Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP)¹⁹, el cual consiste en un *software* de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante la representación integrada de la demanda energética a través de la metodología bottom-up de cada una de las actividades económicas del país, de acuerdo a la estructura del Balance Nacional de Energía (BNE), presentando toda la información con una desagregación regional, considerando para ello los distintos usos finales de la energía en cada sector. El modelo permite la representación de todas las fuentes energéticas del país, en conformidad con el BNE. La modelación permite que, a través de la proyección de los principales datos de actividad y variables socioeconómicas, sea posible la estimación de la demanda energética futura.

Las simulaciones computacionales que determinan los equilibrios de largo plazo que puedan darse en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se realizan en la plataforma AMEBA²⁰. AMEBA es una plataforma web de análisis de sistemas energéticos que cuenta con el estado del arte en cuanto a algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos²¹. Permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión) bajo el nuevo paradigma operativo de incorporación masiva de fuentes renovables y almacenamiento.

Dentro del desarrollo de la PELP la participación ciudadana se considera como un elemento fundamental para construir una estrategia energética inclusiva y adaptada a las necesidades de todas las regiones del país. Este enfoque participativo ha sido clave para recoger perspectivas diversas, especialmente en temas de sostenibilidad y desarrollo regional, con un enfoque en garantizar una representación equitativa de distintos sectores sociales y de género.

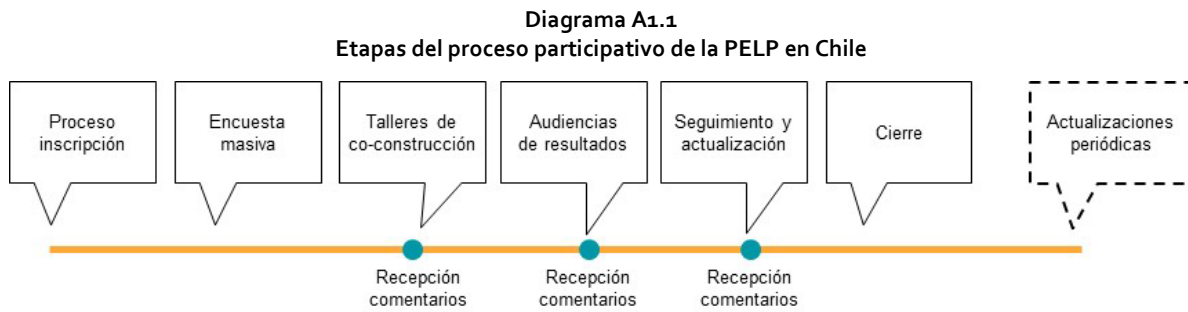
La participación se organiza en varias fases y se lleva a cabo a través de *audiencias públicas, talleres temáticos y consultas ciudadanas*. Las audiencias están estructuradas para que la ciudadanía, organizaciones sociales, y representantes de sectores productivos y académicos puedan aportar sus puntos de vista. Por ejemplo, se realizan talleres donde se abordan temas específicos como las proyecciones de demanda energética y los escenarios futuros del desarrollo energético. Como consecuencia de esto, en las publicaciones de instrumentos de parte de los ministerios, se incluyen las conclusiones y preocupaciones de los grupos consultados. Un ejemplo de esto es la Política Energética Nacional, que en su construcción consideró variadas instancias de participación, con lo que se llegó a construir 66 metas en distintos ámbitos del uso de la energía y la integración de las comunidades de todo Chile según sus atingencias (acceso, nivel de información, equidad de género, entre otros). En documentos así, los objetivos establecidos, incorporan lo expresado en estas instancias participativas para el desarrollo de hojas de ruta y lineamientos para el sistema eléctrico y la política energética nacional. A continuación, se encuentran las etapas de este proceso participativo que se realiza con una diversidad de actores y partes interesadas (véase el diagrama A1.1).

La estrategia se revisa periódicamente en base a estos procesos participativos y dado su desarrollo se publica una versión cada 5 años, actualizando y ajustando los objetivos de acuerdo con las tendencias emergentes y los aportes recibidos a través de consultas y talleres.

¹⁹ <https://www.energycommunity.org/>.

²⁰ Este *software* ha sido desarrollado por SPEC (www.spec.cl).

²¹ Más información en www.ameba.cloud.



Fuente: <https://energia.gob.cl/pelp/proceso-participativo>.

En la última actualización de la PELP, efectuada en 2024, se consideraron tres escenarios para la proyección del sistema eléctrico. Estos escenarios buscan evaluar posibles caminos para lograr la transición hacia una matriz energética sostenible, promoviendo el cierre progresivo de las plantas de carbón y el fortalecimiento de las energías renovables. Entre los objetivos discutidos se encuentran el incremento de la electrificación, el impulso de tecnologías como el hidrógeno verde y la electrificación del transporte. Los escenarios, con sus nombres y respectivos relatos que los justifican son:

- **Recuperación Lenta post COVID:** “El impacto económico y social debido a la pandemia del COVID-19, tanto a nivel mundial como a nivel local, se traduce en una ralentización de la transición energética. En Chile, ante una menor disponibilidad de recursos, el foco es la reactivación de la economía y, por tanto, en materia energética se priorizan acciones que apuntan a mejorar la calidad de los servicios y que tienen un impacto directo en las personas. En particular, los esfuerzos apuntan a mejorar la calidad del aire en las ciudades a través de la regulación del uso de la leña, así como la implementación de medidas de eficiencia energética en viviendas. En materia de compromisos internacionales, el cumplimiento de lo dispuesto en la NDC a 2030 sigue siendo prioritario y, en consecuencia, se implementan todas aquellas medidas que se desprenden de la Estrategia de Electromovilidad y de la Ley de Eficiencia Energética, lo que constituye un gran esfuerzo considerando las condiciones adversas del escenario.”
- **Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050:** “Las mejores condiciones económicas a nivel mundial y local, de la mano de una rápida caída de los costos de las tecnologías limpias, le permiten al país avanzar tanto en materia de reducción de emisiones locales como de gases de efecto invernadero. Es así como se avanza en la regulación del uso de la leña y en el mediano y largo plazo se reduce su ineficiente consumo debido a la disponibilidad de alternativas como lo son el recambio de calefactores y la calefacción distrital, además de la implementación de medidas de eficiencia energética en hogares que van más allá de lo dispuesto actualmente en la Ley. Por otro lado, la adopción de nuevas tecnologías permite alcanzar mayores niveles de penetración de electromovilidad y de medidas de eficiencia en los sectores productivos lo que, de la mano del desarrollo de la industria del hidrógeno verde, posibilitan alcanzar la Carbono Neutralidad en 2050”.
- **Acelerando la Transición Energética:** “La rápida recuperación económica y social tras la pandemia del COVID-19, así como un amplio desarrollo de alternativas tecnológicas limpias permiten que se acelere la transición energética. En ese sentido, Chile avanza decididamente hacia la transformación de su sistema energético, profundizando medidas que reducen las emisiones locales y globales. En particular, se transita progresivamente hacia alternativas de calefacción como el recambio de calefactores, la energía distrital y la aislación térmica de las viviendas, en desmedro del uso de la leña, la cual queda restringida a zonas específicas y de

manera regulada. Por otro lado, el masivo despliegue de energías renovables en el sistema eléctrico, de la mano de la incorporación de soluciones de almacenamiento, habilita que se electrifiquen consumos en todos los sectores de la economía. Es así como se profundiza la integración de electromovilidad y se desarrolla ampliamente la industria de producción de hidrógeno verde y de combustibles sintéticos, tanto para su uso a nivel local como para la exportación. Todo ello redundando en que el sistema eléctrico se opere 100% libre de emisiones al 2050 y el compromiso de Carbono Neutralidad se alcance antes de ese año”.

Con estos relatos asociados a cada escenario, estos se pueden resumir en función del nivel de transformación tecnológica y crecimiento económico alcanzados (véase el cuadro A1.1).

Cuadro A1.1
Resumen de escenarios de PELP según nivel de transformación tecnológica y crecimiento económico

Escenario	Objetivo	Transformación tecnológica	Crecimiento económico
Recuperación lenta post COVID	CUMPLE NDC (PISO)	Baja	Bajo
Rumbo a la neutralidad 2050	CARBONO NEUTRAL AL 2050	Media	Medio
Acelerando la transición	CARBONO NEUTRAL ANTES DE 2050	Alta	Alto

Fuente: PELP 2023-2027.

Los escenarios se diferencian más específicamente, en lo que a modelación respecta, según el impacto que tienen diversos factores, clasificados como:

- Externos.
- Emisiones locales y globales.
- Nuevas tecnologías.
- Eficiencia energética.
- Operación del SEN.
- Integración internacional.

Estos grupos de factores, así como su respectivo nivel establecido para cada escenario, se presentan en el siguiente cuadro (véase el cuadro A1.2).

La consideración de la resiliencia en la modelación energética y los escenarios de planificación a largo plazo no se incorpora como un factor explícito durante la construcción inicial de los escenarios. En cambio, la resiliencia se evalúa en una etapa posterior, una vez que los escenarios han sido definidos y se han obtenido las soluciones óptimas para la expansión de la generación y transmisión. Este enfoque, por lo tanto, calcula métricas de resiliencia a posteriori, específicas para cada solución, evaluando cómo responderían ante posibles eventos disruptivos, como cambios extremos en la demanda, fallas en el suministro, o variabilidad en la generación de fuentes renovables.

Cuadro A1.2
Factores considerados en escenarios de la PELP de Chile

Grupo	Factor	Recuperación	Carbono neutralidad	Transición acelerada	
Externos	Crecimiento económico	Bajo	Medio	Alto	
	Precio de combustibles fósiles	Bajo	Medio	Alto	
	Disminución de costos de tecnologías ERNC	Disminución lenta	Disminución media	Disminución rápida	
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI	NDC y 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN	
	Disminuir contaminación local - sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana	Disminución sustancial uso de leña
		Calefacción distrital	Base	Media	Alto
		Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
	Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings	
	Precio al carbono	Bajo	Medio	Alto	
Nuevas tecnologías	Electromovilidad	Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad	
	Hidrógeno verde (H2V)	Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde	
	Almacenamiento en SEN	Medio	Alta	Alta+	
	Sistema energético + descentralizado/rol del usuario	Generación distribuida	Base	Alta	Alta+
		Gestión inteligente de la demanda		Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión inteligente EM Gestión climatización
	Producción de H2V	Antofagasta y Magallanes Bajo producción on-grid Exportación baja	Antofagasta y Magallanes Media producción on-grid Exportación media	Descentralización, con más puntos de producción en el país Alta producción on-grid Exportación optimista	
Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	No	Sí	Sí		
Eficiencia energética	Uso eficiente en CPR	Ley EE	Ley EE+	Ley EE + y Net zero buildings	
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería	Ley EE+	Ley EE+	Ley EE+ + Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices	
Operación del SEN	Uso del gas y diésel	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO ₂	Operación sin emisiones CO ₂	
	Cierre de carboneras	Sin acción	Acelerado (2035)	+Acelerado (2030)	
Integración internacional	Importación/exportación de energía	Actual	Exportación H2	Exportación H2 + combustibles sintéticos	

Fuente: En base a PELP 2023-2027.

El cálculo de estas métricas de resiliencia después de obtener las soluciones óptimas permite hacer ajustes en los planes si las soluciones propuestas presentan vulnerabilidades frente a eventos imprevistos. De esta forma, el proceso de planificación de expansión energética y transmisión puede optimizarse de manera que las infraestructuras y redes eléctricas no solo satisfagan la demanda proyectada, sino que también tengan la capacidad de adaptarse y recuperarse ante situaciones de estrés o contingencias.

En esta misma línea, actualmente esta metodología no contempla establecer demanda crítica, que deba ser priorizada ante contingencias, como se establece en algunas de las metodologías revisadas en el apartado "C. Resiliencia de los sistemas eléctricos" de este informe.

D. Colombia: Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

1. Aspectos generales

Anualmente, la UPME lleva a cabo una revisión del plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión, con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda. Esta revisión se publica anualmente en el sitio web de la UPME (UPME 2024), y el documento pasa por un proceso de revisión público y divulgación antes de ser definitivo.

Este plan tiene como principal objetivo proveer información y dar señales sobre la evolución de la matriz de generación, de forma que permita abastecer la demanda garantizando un suministro de electricidad confiable, económico, sostenible y eficiente. En este sentido, se construyen de forma indicativa, diferentes escenarios de expansión. A continuación, se presenta el proceso metodológico con el que se desarrolla el Plan Indicativo de Expansión de la Generación:

- Recopilación y análisis de información base, parámetros y supuestos de simulación:
 - infraestructura existente de generación y transmisión.
 - proyecciones de demanda de energía y potencia.
 - disponibilidad de recursos energéticos y proyección de precios de combustibles.
 - regulación del sector eléctrico.
 - entorno económico y social.
- Análisis preliminar de confiabilidad de corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (15 años), que incluye:
 - Revisión de Energía Firme: este ejercicio consiste en comparar el balance entre la Energía Firme (ENFICC) vs la proyección de demanda de energía, a fin de establecer el momento en el cual la demanda de energía supera la ENFICC del sistema.
 - Simulación Operativa: en este caso se realiza una simulación estocástica de la operación del sistema de largo plazo (15 años), considerando únicamente el parque de generación existente y los proyectos con compromisos, con el fin de determinar en qué momento se incumplen los indicadores de confiabilidad establecidos según la Resolución CREG 025 de 1995.
- Definición de escenarios: en su estructuración se tienen en consideración variables como la proyección de demanda de energía eléctrica, disponibilidad de recursos energéticos, desarrollo y seguimiento de proyectos con compromisos (Cargo por Confiabilidad – CxC y Subastas CLPE) y de proyectos con concepto de conexión aprobado. También iniciativas de nuevos proyectos de generación recopilados de Registro de proyectos (Fase 2 y 3) y nuevas tecnologías que pueden ser consideradas. Finalmente, se consideran criterios como: entorno económico, político y ambiental, restricciones de recursos energéticos, cambios o señales regulatorias, avances tecnológicos, entre otros.
- Construcción de escenarios de expansión: en este punto del proceso se determina la nueva capacidad de generación requerida por el sistema de forma cronológica, de acuerdo con la estructuración definida previamente. Cada escenario de expansión es el resultado de un proceso de optimización estocástica que minimiza de forma conjunta los costos de inversión y operación, teniendo en consideración diferentes variables como el portafolio de proyectos disponible, las tecnologías de generación y sus factores de planta, diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que se cuenta, precios de combustibles, CAPEX (gastos de capital, por sus siglas en inglés), OPEX (gastos de operación, por sus siglas en inglés), entre otros.

- Evaluación de indicadores de confiabilidad: actividad que se desarrolla para cada escenario de expansión y que permite establecer si los indicadores VERE, VEREC y Número de casos con déficit, se encuentran dentro de los límites establecidos según la Resolución CREG 025 de 1995. Un escenario de expansión queda en firme una vez que se verifica que cumple con los límites definidos para los tres indicadores de forma simultánea. En caso de que el resultado del cálculo de cualquiera de los tres indicadores esté por encima de los límites definidos, es necesario reevaluar el escenario y volver al punto 3 de la metodología. Así, se cuenta con una matriz de expansión de generación que garantiza el abastecimiento de la demanda, minimizando de forma simultánea los costos de inversión y operación para el sistema, con criterios de confiabilidad (véase el cuadro A1.3).

Cuadro A1.3
Indicadores de confiabilidad revisados en planificación de expansión de generación y transmisión

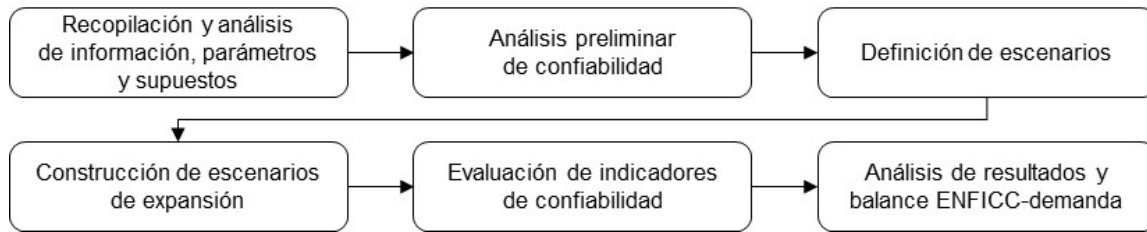
Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes y la demanda nacional proyectada en dicho período	$VERE = [\sum (\text{Energía mensual Racionada}_i)] / [n \times \text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}]$ Donde: <ul style="list-style-type: none"> • Energía mensual Racionada: Energía racionada en el caso i • n: Número de casos simulados • Demanda Nacional de Energía_{mes}: Demanda del mes correspondiente 	< 1.5% demanda nacional de energía-mes
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes y la demanda nacional proyectada para dicho período. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit	$VEREC = [\sum (\text{Energía mensual Racionada}_i)] / [m \times \text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}]$ Donde: <ul style="list-style-type: none"> • Energía mensual Racionada: Energía racionada en el caso i • m: Número de casos con déficit • Demanda Nacional de Energía_{mes}: Demanda del mes correspondiente 	< 3% demanda nacional de energía-mes
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía	m	m/n < 5%

Fuente: En base a UPME Unidad de Planeación Minero-Energética (2024). Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Actualización 2023-2027, 2024.

- Análisis de resultados: una vez que el escenario queda en firme, se realiza el procesamiento y análisis de al menos, los siguientes resultados:
 - Evolución de la matriz de generación.
 - Cronograma de expansión.
 - Participación de los diferentes recursos de generación en la atención de la demanda.
 - Costo marginal de demanda.
 - Emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, dentro de este aparte se incluye el balance de Energía Firme vs. proyección de demanda de energía, para cada escenario de expansión. En este ejercicio se integra la ENFICC de los nuevos proyectos que ingresan al sistema como resultado del proceso de optimización estocástica, y se establece el momento en el que la demanda de energía supera la ENFICC del sistema. El diagrama metodológico se presenta en el diagrama A1.2.

Diagrama A1.2
Metodología de planificación de la expansión de Colombia



Fuente: UPME Unidad de Planeación Minero-Energética (2024). Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Actualización 2023-2027, 2024.

- **Publicación:** finalizado y documentado el análisis de resultados, se realiza una publicación preliminar de los resultados con la finalidad de establecer requerimientos, aportes e inquietudes, que contribuyan a la retroalimentación del trabajo realizado. En esta etapa también se reúnen los aportes del público en general, con el objetivo de contar con insumos para la elaboración de los planes posteriores, que naturalmente deben ajustarse dado el carácter cambiante de las condiciones tecnológicas, regulatorias, ambientales y sociales.

2. Escenarios de expansión

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de generación que a largo plazo permitan atender la demanda de energía y potencia del país con una matriz de generación diversificada teniendo en cuenta lo establecido en la hoja de ruta de la Transición Energética Justa.

En efecto, se construyen escenarios de expansión teniendo en consideración la información de entrada (proyección de demanda de energía, precios de combustibles, proyectos de generación con compromisos CxC y Subastas CLPE, y con concepto de conexión aprobado), información sobre el entorno económico, político y ambiental, cambios o señales regulatorias, avances tecnológicos, supuestos que implican cambios en la matriz de generación del país en un marco de descarbonización, entre otros.

Por último, dentro de los criterios considerados en la construcción de los escenarios de expansión se encuentra el atraso en la FPO de proyectos. Con los resultados de cada escenario se busca dar señales en cuanto a la conformación de la matriz de generación y el desempeño del sistema ante diferentes situaciones que puedan modificar la conformación futura de la matriz de generación.

A continuación, se presenta la configuración de los escenarios que serán objeto de análisis posteriores (véase el cuadro A1.4). En ese orden, para cada escenario se considera:

- Proyección de demanda media de energía y potencia.
- Proyección de precios de combustibles, incluyendo el impuesto al carbono.
- Sedimentación de embalses del SIN, hasta un 2% en el año 2037.
- Series históricas de recurso: hidro, eólico y solar.
- Puesta en operación de los proyectos que tienen compromisos con el sistema a través de CxC y Subastas CLPE.
- Disponibilidad del Portafolio de Proyectos, para selección e instalación de conformidad con el proceso de optimización del modelo matemático.

Cuadro A1.4
Escenarios evaluados en último proceso de planificación

Escenario	Colectora 1 (1050 MW)	Colectora 2 (3000 MW)	2da Etapa Ituango (1200 MW)	TEJ
Simulación operativa	Ene-27	No	No	-
No 1. Escenario Libre (+) Ituango Fase II	Ene-27	2032-2033	dic-26	-
No 2. Escenario Libre (-) Ituango Fase II	Ene-27	2032-2033	No	-
No 3. Escenario Libre (-) Ituango Fase II (+) Mod. FPO Colectoras	Ene-29	2034-2035	No	-
No 4. Escenario de Transición Energética	Ene-27	2032-2033	dic-26	Salida de plantas Térmicas a carbón. Retiro de plantas a líquido. Entrada FNCER.

Fuente: UPME Unidad de Planeación Minero-Energética (2024). Plan Indicativo de Expansión de la Generación. Actualización 2023-2027, 2024.

Bajo estas premisas, el Escenario No. 1: “Libre + Ituango Fase II” considera la entrada de la Fase II del proyecto Hidroeléctrico Ituango (1,200 MW), para diciembre de 2026. Además, la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I con 1,050 MW para enero de 2027, y Colectora II con 3,000 MW para 2032-2033, todos ubicados en el departamento de la Guajira. En tanto, el Escenario No. 2: “Libre - Ituango Fase II” tiene en cuenta las mismas condiciones del Escenario Libre, en este caso, sin tener en consideración la Fase II del proyecto Hidroeléctrico Ituango (1,200 MW).

A su vez, se incluye un escenario que dé cuenta del impacto que tiene en el sistema el atraso de proyectos u obras de transmisión en el norte del país y al tiempo, la no entrada en operación de la segunda fase de Ituango. En ese orden, el Escenario No. 3: “Libre - Ituango Fase II + Mod. FPO Colectoras”, posterga las fechas de puesta en operación de los proyectos que hacen parte de Colectora I y II en dos años y, obvia la instalación de los 1,200 MW de la Fase II de Ituango.

Finalmente, se considera un escenario de transición energética, Escenario No. 4: “TEJ”, el cual parte del Escenario No. 1, y agrega supuestos disruptivos en términos de la descarbonización del parque de generación eléctrica. Esto implica salida temprana de centrales a carbón y mayor penetración de energías renovables en el sistema (véase el cuadro A1.4).

Dentro de los supuestos se encuentra la salida gradual de plantas térmicas a carbón a partir del año 2028 y hasta el año 2036 (1626 MW en total gradualmente hasta 2036), la reconversión de plantas de combustibles líquidos a gas durante el año 2028 y, además, de forma paulatina, el ingreso de FNCER como biomasa, biogás y generación eólica offshore durante el periodo de estudio. Finalmente, se incluirá generación solar fotovoltaica con almacenamiento, en reemplazo de una porción de la capacidad a carbón que se retira del sistema. Lo anterior, en concordancia con análisis que se vienen adelantando en la actualidad, y que tienen como propósito la transición de estas plantas, hacia generación eléctrica 100% descarbonizada. Todos los escenarios consideran una proyección de demanda con un escenario medio, proyectos con compromisos CxC-CLPE y portafolio de proyectos (salvo la simulación operativa).

No se menciona en su proceso de planificación o selección de escenarios que se tengan consideraciones de resiliencia o de procesos participativos adicionales a la retroalimentación que se recibe en la última etapa de los planes indicativos de expansión de la generación.

E. Alemania

En el año 2045, Alemania planea ser carbono neutral²². Para alcanzar este objetivo han creado, entre otras, varias políticas de aceleración de expansión de la red. La Ley de Energías Renovables (EEG) va más allá con su estrategia de desarrollo sostenible: la energía renovable debería representar al menos el 80% de la producción en 2030, dando prioridad a la alimentación y el transporte de la electricidad generada a partir de fuentes renovables. Estos objetivos solo pueden alcanzarse aumentando la expansión de la red de transmisión, lo que a su vez requiere procedimientos acelerados de planificación y aprobación como se estipula en la Ley de Ampliación de la Red Eléctrica 2009 (EnLAG), en la Ley de Aceleración de la Ampliación de la Red (NABEG), Ley de Energía (EnWG) del 2011 así como en el Plan de Desarrollo de la Red Eléctrica (NDP) del 2023²³. Estas leyes han creado una amplia gama de nuevas tareas relacionadas con la expansión de las redes de alta tensión de Alemania coordinadas por el **Bundesnetzagentur** (Agencia Federal de Redes Alemana).

La red eléctrica existente ha estado dominada por estructuras de generación y consumo de energía que han crecido con el tiempo y que fueron diseñadas para plantas de energía convencionales a gran escala. Sin embargo, el aumento de la generación de fuentes renovables descentralizadas y distribuidas requiere una nueva forma de sistema de red. Las leyes aprobadas NABEG y EnWG buscan una planificación de las infraestructuras rápida, eficiente y socialmente aceptable. Se considera que la infraestructura es un elemento clave para facilitar la transición energética. La expansión también deberá contar con los intercambios transfronterizos.

Las tareas del Bundesnetzagentur en este contexto son:

- Aprobar el Marco de Escenarios Energéticos, evaluado las respuestas a la consulta pública.
- Examinar y confirmar el Plan de Desarrollo de la Red.
- Evaluar el impacto medioambiental de los proyectos de la red y elaborar un informe medioambiental.
- Presentar al Gobierno Federal el Plan de Desarrollo de la Red como un proyecto de Plan de Requisitos Federales.
- Actividades de planificación regional como parte del proceso de planificación sectorial estableciendo las rutas exactas para los proyectos que abarcan las fronteras federales o nacionales en el procedimiento de aprobación de la planificación.

Existe una amplia gama de oportunidades para que la gente acceda a la información y se involucre activamente, permitiendo que cualquiera que lo desee obtenga información completa y aporte sus opiniones, inquietudes e ideas. Esto conlleva a que sea un proceso con alto grado de participación pública.

1. El proceso de planificación

El proceso consta de cinco pasos consecutivos con una participación significativa del público. Este proceso de desarrollo de manera regular. El objetivo principal es mostrar el panorama de la red para el cambio a fuentes de energía renovables lo más rápidamente posible y tomar las decisiones necesarias junto con la sociedad en su conjunto.

²² <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2023/05/Meldung/news1.html>.

²³ <https://www.netzentwicklungsplan.de/en>.

- **Descripción de escenarios:** la ley EnWG establece que los cuatro operadores alemanes del sistema de transmisión (TSOs) elaboren un marco de escenarios anualmente donde describen los escenarios energéticos a futuro. En este paso, es posible la participación del público y empresas interesadas en los resultados. Estos tienen la oportunidad de exponer sus comentarios sobre los escenarios propuestos durante o después del taller que se realiza para presentar los escenarios propuestos por los TSOs. Hasta la fecha se han realizado 5 procesos anuales de creación de escenarios. Los primeros cuatro tenían un horizonte de proyección de 10 años, mientras que el último proceso se han generado tres escenarios para un horizonte de 15 años y un escenario para un horizonte de 20 años. A partir de este último proceso la frecuencia de generación de escenarios será bianual. El procedimiento de aprobación de los escenarios es supervisado por el Bundesnetzagentur incluye la publicación de los documentos y una consulta pública. Un procedimiento simplificado se aplica después de la aprobación del primer plan, sin embargo, cada tres años debe llevarse a cabo un procedimiento completo.
- **Planes de Desarrollo de la Red e Informe Medioambiental:** en este paso, los TSOs utilizan los escenarios generados como base para calcular dónde debe reforzarse la red de transporte. Se elabora el Plan de Desarrollo de Red de Electricidad y al Plan de Desarrollo de la Red Marino. El Bundesnetzagentur expone los efectos potenciales significativos sobre las personas y la naturaleza realizando el Informe Medioambiental. Las rondas de participación permiten que los ciudadanos, las asociaciones industriales y las autoridades públicas trabajen juntos constructivamente en el Plan de Desarrollo de la Red y la Evaluación Ambiental.
- **Plan de Requisitos Federales:** el Informe Ambiental y el Plan de Desarrollo de la Red forman la base para el Plan de Requisitos Federales. Este contiene una lista de los proyectos necesarios, incluidos los puntos de inicio y de finalización de cada nuevo proyecto de construcción. Se presenta al gobierno federal un borrador como éste al menos cada tres años. Esto inicia el proceso legislativo que concluye con la necesidad de que todos los proyectos sean determinados por la ley.
- **Planificación Sectorial Federal/Planificación Regional:** las líneas designadas en la Ley Federal de Planes de Requerimientos que tienen fronteras federales o nacionales son tratadas en un proceso de Planificación Sectorial Federal en el cual el Bundesnetzagentur decide sobre los corredores de ruta.
- **Aprobación del Plan:** la ruta futura exacta de una nueva línea dentro de un corredor se determina en el procedimiento de aprobación de planificación. Los operadores de la red de transporte deben tener en cuenta varias rutas alternativas para cada corredor. Sus propuestas se discuten públicamente y se evalúan por su compatibilidad con el medio ambiente. Al final, se llega a una decisión de aprobación de planificación con las rutas que afectan menos a las personas y al medio ambiente.

2. Metodología para la creación de escenarios

La transición de la energía hacia los compromisos que tiene Alemania se puede realizar de diferentes maneras. Las rutas descritas representan los escenarios y dependen, por ejemplo, del logro político y la expresión de la flexibilidad de la generación de energía y consumo de energía. La premisa básica es que todos los escenarios describen la transformación de la (transición energética) del sector energético con diferente sofisticación tecnológica (innovación) y la tasa de conversión (ritmo de transformación). La innovación en este contexto describe el uso de las nuevas tecnologías en el sector eléctrico para aumentar la flexibilidad y la eficiencia energética y de emisiones. La tasa de transformación describe la

velocidad de aplicación de la transición energética. Los escenarios se basan generalmente en el marco de los objetivos de política energética y legales vigentes teniendo en cuenta los objetivos de protección ambientales actuales. A continuación, se describen los tres escenarios.

El **escenario A** describe una transición energética a una velocidad moderada con la introducción parcial de las nuevas tecnologías a un nivel bastante bajo de la innovación. También se caracteriza por una construcción adicional relativamente moderada de generación eólica en tierra y fotovoltaica. La cantidad de generación distribuida es relativamente baja. La respuesta de la demanda también es baja ya que no reciben incentivos del gobierno. La movilidad eléctrica tiene una prioridad baja.

Además, se supone que el escenario A es similar al status quo (sin hacer grandes esfuerzos de política pública) con una ligera disminución en la capacidad instalada de las centrales eléctricas convencionales. Las condiciones políticas y económicas son relativamente favorables para las plantas de carbón. La integración de las nuevas plantas eléctricas de gas flexibles en el mercado de la electricidad se lleva a cabo solo en un grado limitado, debido a que los incentivos económicos para una utilización más flexible de la planta de energía siguen siendo demasiado bajos. El grado de flexibilidad del sector se corresponde con el nivel actual.

El **escenario B** es un escenario medio. La transformación del sector de la energía está siendo impulsado por una variedad de medidas y tecnologías. Existe un tanto aumento de la expansión de las plantas de energía renovable, así como un mayor uso de los vehículos eléctricos. Además, hay una penetración más alta de dispositivos con aplicaciones térmicas como bombas de calor. Se observa una mejora de la eficiencia en los consumos eléctricos. Hay un aumento de almacenamiento descentralizado en el hogar, en combinación con los sistemas fotovoltaicos.

En las centrales eléctricas convencionales se registra un descenso de la capacidad instalada respecto al escenario A consecuencia de la mayor proporción de la energía renovable. Al mismo tiempo la UE juega un papel importante en el cumplimiento de los objetivos de emisiones forzando a través de medidas complementarias. Otras condiciones políticas y económicas hacen que los sistemas antiguos e inflexibles vayan siendo reemplazados o ajustados a sistemas más flexibles.

El **escenario C** describe un cambio de tendencia acelerado y el uso intensivo de las nuevas tecnologías y las redes de los sectores de electricidad, calefacción y transporte. En el escenario C, se describe un desarrollo acelerado, con la convicción de que el consumo en combinación con sistemas fotovoltaicos está contribuyendo a la satisfacción de la demanda de electricidad. Además, pequeños almacenamientos descentralizados juegan un papel más importante que en los otros escenarios. En particular, las opciones existentes potenciales de flexibilidad en el escenario C van haciendo el sistema más seguro, rentable y respetuoso con el medio ambiente asegurando la sincronización entre producción y consumo.

Existen plantas de energía convencionales, pero como cogeneración permitiendo aumentar la disociación de la generación de electricidad y calor en la carga y un aumento importante de flexibilidad de operación. El uso de la electricidad procedente de fuentes renovables es común en la calefacción y en la movilidad. Esto es compatible con el logro de objetivos de política climática intersectoriales.

En la selección de los escenarios se consideran algunos factores muy relevantes a tener en cuenta. Estos son:

- Consumo de energía: la cantidad de futuro consumo de electricidad dependerá de una variedad de factores. Estos incluyen el desarrollo de la población, la economía en su conjunto y de sectores específicos, así como el desarrollo del mercado de las tecnologías especiales, tales como la movilidad eléctrica, bombas de calor o aplicaciones en red. Además, el avance de los programas de eficiencia energética juega un papel esencial. En la metodología de generación de escenarios también se tiene en cuenta factores regionales específicos.

- Flexibilidad: debido a la creciente participación de las energías renovables y su alimentación volátil se precisa mayor flexibilidad. Estos incluyen una disponibilidad flexible de las plantas de generación con una mayor disociación de generación de electricidad y calor, así como un mayor uso de gestión de la demanda. También se considera el aumento del almacenamiento descentralizado.
- Generación: el desarrollo de las energías renovables, en particular, la expansión de la energía eólica y fotovoltaica, así como el papel de las centrales eléctricas convencionales con fuentes de energía como el gas natural y el carbón determinan el tipo de producción de electricidad. El costo de las plantas de energía convencionales tiene un impacto significativo en la distribución regional de la electricidad. Se tiene en cuenta también la salida de la energía nuclear y la conversión planificada de centrales de lignito. Se lleva a cabo un pronóstico de la generación renovable (según el tipo, la capacidad y la distribución geográfica) incluyendo su incertidumbre.
- Clima: los combustibles utilizados tienen un impacto significativo sobre la contribución del sector de la electricidad a los objetivos de limitación de emisiones. El coste de las emisiones de CO₂ juega un papel importante para los costos variables de producción de las centrales térmicas y por lo tanto en el orden de mérito de las plantas de generación. Se describen diversos enfoques, tales como un límite a las emisiones para el sector eléctrico y se determinan si cumplimiento de este límite pueden tener éxito en los escenarios.
- Integración con Europa: el intercambio transfronterizo de electricidad contribuye a una mejor integración de las energías renovables. La armonización de la meta del año de cada escenario tiene que ser coordinado con el Plan de Desarrollo de la Red de Diez Años (TYNDP) en Europa llevado a cabo por el ENTSOE.
- Almacenamiento de energía: el equilibrio entre la producción y consumo debe ser garantizado por un suministro de energía fiable en todo momento. El almacenamiento juega un papel esencial para igualar la producción de energía eléctrica fluctuante del viento y el sol. La capacidad instalada de recursos de almacenamiento de energía, su gestión y la ubicación geográfica de almacenes afectan a las necesidades de expansión de la red.
- Seguridad del suministro: la seguridad del suministro es un objetivo central de la política energética además de la sostenibilidad económica y ambiental.
- Marco legal: el marco legal tanto alemán y europeo deben considerarse para la generación de escenarios. Estos incluyen en particular, políticas de financiación de las energías renovables, de eficiencia energética y compromisos con el cambio climático. El debate actual sobre el futuro diseño del mercado eléctrico y cómo alcanzar los objetivos climáticos son un extracto de los factores que deben ser monitoreados y evaluados para la generación de escenarios.

Para cada uno de los escenarios definidos se generan simulaciones de mercado para cada una de las horas del año. Para cada una de las 8760 horas se obtiene la producción de electricidad para cada área de mercado y para cada tipo de generador. También se obtienen los patrones operacionales, las participaciones en la producción de centrales térmicas y el vertido de energía renovable no controlable. Al variar la cuota de renovables de un escenario a otro es posible optimizar el sistema de producción y cuantificar el valor de la energía renovable adicional en términos de ahorro de combustibles fósiles y reducción de las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x.

Sin embargo, el objetivo principal es un plan de desarrollo de la red de transporte nacional. Los cálculos de flujo de carga y los análisis de estabilidad se harán para cada hora. En esta etapa también se levantan diversos indicadores entre los que se encuentran indicadores de resiliencia, como la disponibilidad y nivel de uso de centrales de generación y líneas de transmisión. Se especificará un plan de desarrollo de la red de transporte alemana para cada escenario presentándose para discusión pública.

Además, Alemania juega un rol fundamental en el plan REPowerEU publicado en 2022, que es el plan de la UE destinado a reducir la dependencia de Europa de los combustibles fósiles y acelerar la transición a la energía verde. La publicación de este fue en respuesta a la invasión de Rusia a Ucrania, y con el objetivo de reducir la dependencia de combustibles fósiles importados. Este incluye la resiliencia como uno de los elementos principales a los que la UE debe dar prioridad, y destaca el rol de Alemania como uno de los principales productores de electricidad en base a energías renovables.

F. Operador Independiente del Sistema de California (CAISO, por sus siglas en inglés)

El estudio de planificación de inversiones en transmisión del operador del sistema eléctrico del estado de California (CAISO) se desarrolla considerando tres escenarios posibles de inversiones en generación (CAISO, 2024)²⁴.

Estos tres escenarios de inversiones en generación se plantean de manera holística por ingenieros y expertos. En su desarrollo se considera suficiente capacidad para suplir la proyección de la demanda energética, la cuota de 60% de energías renovables al 2030 y la meta de un 100% de energías renovables para el año 2045²⁵. Estos tres escenarios de inversiones en generación son posteriormente utilizados para identificar tres planes de inversiones en transmisión, uno asociado a cada escenario de inversiones en generación. La selección de inversiones en transmisión para cada escenario se realiza utilizando información de despachos económicos anuales con el *software* ABB GridView²⁶ y simulaciones de flujos de carga alternos (AC) para periodos de demanda de punta con el *software* GE PSLF²⁷. Es importante recalcar que ABB GridView y GE PSLF son simuladores de operaciones del sistema, considerando despacho a mínimo costo, dada una proyección de inversiones en transmisión y generación. Es decir, ninguna de estas dos herramientas computacionales optimiza las inversiones en líneas de transmisión. Al contrario, la selección de inversiones en líneas de transmisión la realizan los usuarios de estas herramientas utilizando criterios ingenieriles. Por ejemplo, si bajo un escenario de simulación una de las herramientas muestra que una línea del sistema estará congestionada un gran porcentaje del tiempo, entonces es probable que se recomiende agregar nueva capacidad a ese enlace para disminuir o eliminar la congestión en el futuro.

Posteriormente, CAISO utiliza una heurística para seleccionar un único plan de inversiones en transmisión que tenga la flexibilidad de acomodar cualquiera de los tres escenarios de generación en el futuro. Esto lo hace tomando en cuenta que en el futuro también será posible seleccionar nuevas inversiones en transmisión con más y mejor información acerca de los desarrollos en generación que con la que se cuenta hoy. Por ejemplo, se asume que en el 2028 habrá mucha más claridad que la que había en el 2023 acerca de qué inversiones en generación se realizarán finalmente para el 2030. La heurística utilizada por el CAISO consiste en recomendar el desarrollo inmediato de los proyectos transmisión que fueron identificados como necesarios para los tres escenarios de inversiones en generación.

Las principales limitaciones de la metodología de selección de escenarios de generación y de la planificación de líneas de transmisión de CAISO son las siguientes:

- i) El desarrollo de escenarios de inversiones de generación es holístico. El reporte no entrega detalles de que estos escenarios fueran creados utilizando un *software* que entregará inversiones de generación bajo un equilibrio económico (por ejemplo, inversiones que

²⁴ <https://www.caiso.com/documents/iso-board-approved-2023-2024-transmission-plan.pdf>.

²⁵ <https://www.caiso.com/documents/2024-20-year-transmission-outlook-jul-31-2024.pdf>.

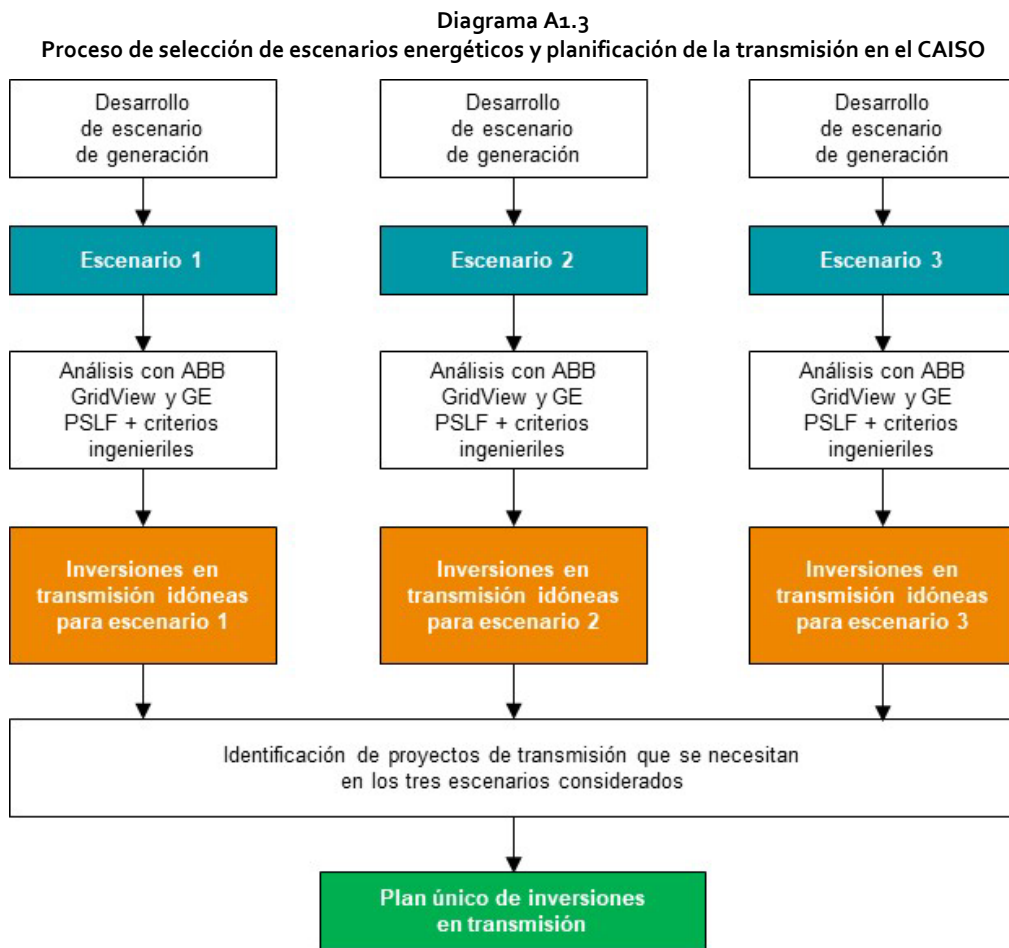
²⁶ *Software* de simulación de operación de mercados eléctricos que permite simular distintos escenarios de oferta y demanda. Permite visualización de redes y centrales de generación, así como niveles de utilización.

²⁷ Positive Sequence Load Flow, *software* que evalúa operación más en detalle, diseñado para proporcionar un flujo de carga completo y preciso, simulación dinámica y análisis de cortocircuito.

minimizan los costos totales de inversión y operación, equivalentes a las que se observaría en un equilibrio competitivo, dado un escenario de insumos). Por lo tanto, no existe ningún argumento económico que pueda justificar la realización de los escenarios de generación seleccionados.

- ii) En la selección de escenarios de generación no se consideran posibles efectos suplementarios o complementarios con la transmisión.
- iii) La selección de inversiones de transmisión para cada escenario se realiza de forma manual y holística. No existe ninguna garantía de que el plan de inversiones propuesto corresponde a un plan que minimice costos, por ejemplo.
- iv) El desarrollo de un plan único de inversiones en transmisión combinando las soluciones para cada escenario es realizado utilizando una heurística que no tiene ningún fundamento económico.

A continuación, se resume el procedimiento de planificación de inversiones en transmisión del CAISO en el diagrama A1.3. Este considera desde el proceso de selección de escenarios de inversiones en generación, que es el foco de este estudio, a la selección final de un plan único de inversiones en transmisión que presente cierta flexibilidad para acomodar cualquiera de los tres escenarios de generación propuestos por el CAISO.



Fuente: Elaboración propia en base de CAISO (2024) 2023-2024 Transmission Plan, 2024.

La construcción de estos escenarios se realiza de manera interna, considerando niveles de demanda históricos y proyectados en base a distintos factores. El énfasis está en horarios de demanda punta, así como demanda valle, por temas de flexibilidad. No se consideran procesos participativos, más allá del trabajo conjunto con dueños de sistemas de transmisión que se consideran partes interesadas en la elaboración de escenarios.

G. Operador Independiente del Sistema del Medio Continente (MISO, por sus siglas en inglés)

El *Midcontinent ISO* realiza estudios de planificación anuales en parte de los Estados Unidos de América, para la identificación de inversiones en transmisión que reduzcan los costos de operación, sean necesarios para aumentar o mantener la confiabilidad del sistema, y/o que sean necesarios para cumplir con políticas ambientales federales o estatales (por ejemplo, metas de penetración de renovables o límites de emisiones anuales) para un horizonte de 10 años (MISO, 2024)²⁸. Al igual que en California, el segmento de generación en MISO está desregulado, por lo que la selección de inversiones en transmisión se debe hacer considerando posibles escenarios de desarrollo de generación eléctrica.

En MISO, el proceso de selección de escenarios de inversiones en generación se apoya en la utilización de un *software* que busca el portafolio de generadores que minimizará la suma de los costos de capital y operación para los próximos 10 años. Intrínsecamente, MISO asume que el mercado de generación es perfectamente competitivo y que la demanda eléctrica es relativamente inelástica, por lo que el equilibrio en inversiones de generación para el futuro es equivalente a lo que haría un planificador central que selecciona inversiones en generación minimizando los costos totales del sistema.

La herramienta de planificación es el Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS), que hoy es distribuido por el Electric Power Research Institute (EPRI) en los Estados Unidos. Una de las características más destacables de EGEAS es la posibilidad de imponer una restricción de confiabilidad mínima del sistema, ya que el *software* es capaz de simular todas las posibles combinaciones de fallas por periodo de las centrales generadoras en el futuro. Como se discutió anteriormente, esto resulta en un problema de optimización de muy gran escala que impide su resolución utilizando herramientas de optimización comerciales. Para poder obtener una solución sin tener que sacrificar resolución en el despacho económico, EGEAS incluye un algoritmo de descomposición de Benders desarrollado por Bloom y otros (1984) que se ejecuta de forma automática al momento de optimizar un sistema.

Esta metodología de selección de escenarios de generación es muchísimo más sofisticada que la que se utiliza en CAISO, ya que MISO utiliza una herramienta que de forma automática analiza millones de posibles combinaciones de inversiones en generación para seleccionar la más probable en base a criterios económicos (i.e., la que minimiza los costos totales del sistema). Sin embargo, EGEAS posee la limitante de que no considera restricciones de transmisión al momento de seleccionar inversiones en generación, lo que impide identificar la ubicación más probable en que se desarrollarán los proyectos de generación en el sistema. Producto de esta limitación del *software*, MISO divide el sistema eléctrico en varias subregiones dentro de las que históricamente se han observado bajos niveles de congestión en la red. Cada una de estas subregiones corresponde a un sistema uninodal de generación. Posteriormente MISO aplica el *software* EGEAS a cada una de estas subregiones de manera independiente. Con esto MISO identifica los portafolios de inversiones en generación que minimizan los costos totales y que cumplen las restricciones de confiabilidad para cada uno de los subsistemas. Este proceso de

²⁸ <https://www.misoenergy.org/planning/transmission-planning/mtep>.

identificación de inversiones probables en generación se realiza para cuatro escenarios económicos, regulatorios, y tecnológicos, denominados "futuros"²⁹. En esa selección de escenarios de insumos se consideran incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda, precios de combustibles, regulación ambiental (por ejemplo, metas renovables o impuestos al CO₂), y costos de tecnologías.

Una vez identificados cuatro escenarios de generación distintos, MISO utiliza esta información como un dato estático de entrada para el proceso de selección de inversiones en transmisión. Al igual que en CAISO, MISO realiza simulaciones de despacho económico considerando cada uno de los cuatro escenarios de inversiones de generación por separado para identificar los puntos de la red donde será necesario incrementar la capacidad de transmisión. La herramienta computacional utilizada para completar esta tarea es PROMOD (junto con PLEXOS)³⁰, herramienta de simulación de despacho y predespacho económico. Como en CAISO, la selección de inversiones en transmisión para cada uno de los cuatro escenarios de transmisión se lleva a cabo a través de un método holístico. Este método combina proyecciones de congestión en distintos puntos de la red y la opinión de expertos en el sistema eléctrico.

El último paso para la selección final de inversiones en transmisión necesarias para los próximos 10 años es combinar los cuatro planes de inversión en transmisión recomendados para cada uno de los escenarios de generación en un único plan consolidado. La filosofía utilizada por los planificadores de MISO es bastante similar a la de CAISO y se basa en recomendar los proyectos de transmisión que son idóneos para todos o la mayoría de los escenarios de inversiones de generación.

Si bien la metodología de selección de escenarios de generación de MISO es más sofisticada que la utilizada en CAISO, ya que selecciona escenarios con la utilización de un *software* en base a escenarios de insumos (por ejemplo, precios de combustibles, costo de tecnologías, etc.), existen cuatro limitantes importantes.

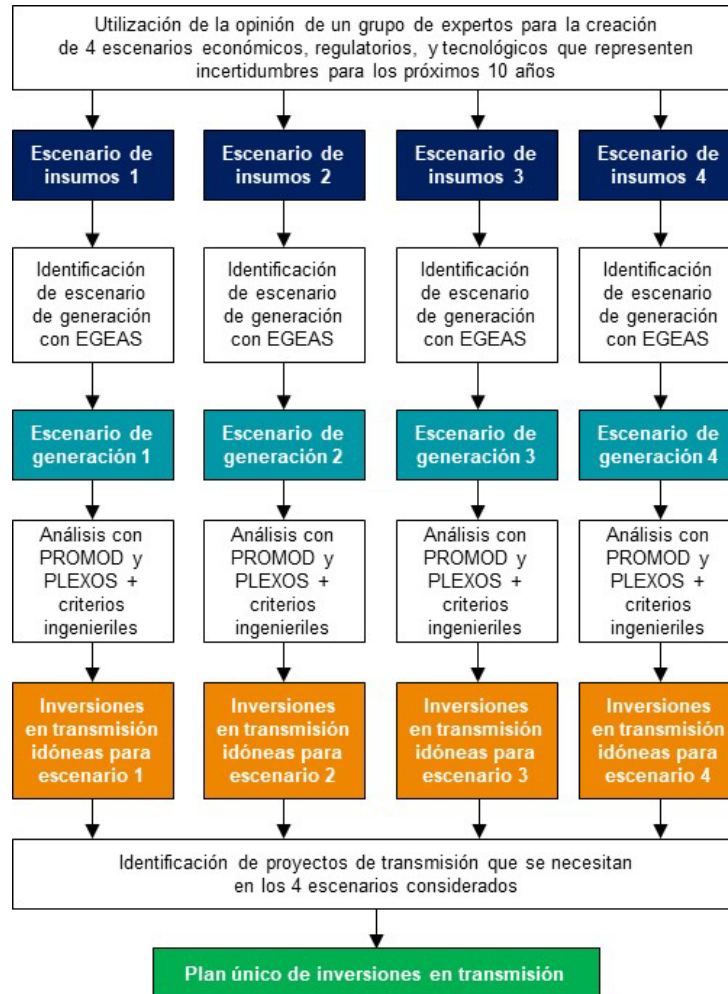
- i) El *software* EGEAS no considera restricciones de transmisión. La selección de subregiones del sistema sin congestión dentro del sistema para aplicar la herramienta es completamente arbitraria, implicando que distintas formas de subdividir la red pueden arrojar distintos resultados.
- ii) En la selección de escenarios de generación no se consideran posibles efectos suplementarios o complementarios con la transmisión.
- iii) La selección de inversiones de transmisión para cada escenario se realiza de forma manual y holística. No existe ninguna garantía de que el plan de inversiones propuesto corresponde a un plan que minimice costos, por ejemplo.
- iv) El desarrollo de un plan único de inversiones en transmisión combinando las soluciones para cada escenario es realizado utilizando una heurística que no tiene ningún fundamento económico.

A continuación, se resume el procedimiento de planificación de inversiones en transmisión del MISO en el diagrama A1.4. Este considera desde el proceso creación de escenarios de insumos a partir de opiniones de expertos a la selección final de un plan único de inversiones en transmisión que presente cierta flexibilidad para acomodar cualquiera de los cuatro escenarios de generación propuestos por el MISO.

²⁹ <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/state-commissions/isac/2023/20230522/20230522-miso-futures-overview.ashx>.

³⁰ Ambos son nombres de *softwares* de modelación. PROMOD (de empresa Hitachi) es un sistema de modelación de generación y transmisión de energía que ofrece una variedad de capacidades de planificación, que incluyen pronósticos de precios marginales (LMP) por ubicación zonal y nodal, análisis de ubicación y reducción de energías renovables, valoración de derechos financieros de transmisión (FTR), análisis ambiental, valoración de activos y análisis de congestión de transmisión. El *software* de simulación PLEXOS (de empresa Energy Exemplar) es una plataforma robusta con capacidades de modelación en sistemas eléctricos, de gas y de agua.

Diagrama A1.4
Proceso de selección de escenarios energéticos y planificación de la transmisión en el MISO



Fuente: Elaboración propia en base de MISO 2023 Transmission Expansion Plan Full Report (MTEP), 2024.

Estos “futuros” establecen rangos de posibilidades económicas, políticas y tecnológicas (tales como crecimiento de la demanda, electrificación, descarbonización, retiro de generadores, niveles de energía renovable, precios del combustible y costos de capital de generación) durante un período de veinte años. La elaboración de estos “futuros” se realiza de manera interna. No se consideran procesos participativos con la ciudadanía, solo se realizan procesos iterativos con partes interesadas del sector.

H. Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT, por sus siglas en inglés)

1. Zonas competitivas de energías renovables (CREZ, por sus siglas en inglés)

El *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) gestiona el sistema interconectado del estado de Texas, el cual abastece a cerca de 26 millones de consumidores, representando aproximadamente el 90% de la carga de ese estado. ERCOT es el primer Independent System Operator (ISO) que se formó en Estados Unidos, y como tal opera las más de 74.000 kilómetros de líneas de transmisión y más de 550 unidades generadoras para abastecer a sus clientes. Adicionalmente lleva a cabo las transacciones en el mercado mayorista de electricidad.

La región oeste de Texas cuenta con gran potencial, estimado en 100.000 MW con factor de planta superior a 35% (Grable 2009). En 2005, la legislatura de Texas (equivalente al poder legislativo) introdujo medidas proactivas para desarrollar la expansión de la transmisión y la energía eólica a fin de aliviar congestiones y cumplir los objetivos de reducción de emisiones del estado. En esos años, la mayoría de los inversionistas no quería concretar inversiones en energía eólica debido a la inexistencia de suficiente transmisión, así como del alto costo que significaba una solución de transmisión más generación individual.

El Regulador (Public Utility Commission of Texas – PUCT) estableció un gran número de iniciativas orientadas a identificar las zonas del estado que tenían el mejor potencial para desarrollar generación eólica. ERCOT fue instruido a realizar estudios para identificar y designar aquellas zonas denominadas *Competitive Renewable Energy Zones* (CREZ) (Lasher 2014). Estas consisten en zonas geográficas de alto potencial eólico, y que son determinadas en base a las siguientes consideraciones:

- Existencia de suficiente terreno disponible para el desarrollo de los proyectos de parques eólicos, así como también recursos renovables adecuados.
- Nivel financiero de compromiso de los generadores y desarrolladores.
- Otros factores como, por ejemplo, el costo estimado de construir líneas de transmisión para alguna zona particular, versus el beneficio de la energía renovable que esta zona produciría.
- Solución costo-efectiva en que estos recursos renovables son llevados a los consumidores.

Para determinar primero las zonas de mayor potencial, ERCOT llevó a cabo un estudio con una empresa externa (AWS Truewind), quien determinó las zonas potenciales de producción con energía eólica. Un total de cinco áreas geográficas en el este de Texas fueron designadas como CREZ –Central, Central West, McCamey and the Panhandle. Una vez que se definieron estas zonas, PUCT solicitó a ERCOT desarrollar diversos planes de expansión de la transmisión para llevar finalmente esta generación hacia los centros de carga. Esto se hizo considerando cuatro escenarios de expansión de la generación eólica en estas zonas definidas, los que se detallan en el cuadro A1.5.

PUCT eligió en 2008 el plan propuesto que resultó más beneficioso y costo efectivo y en 2009 eligió las empresas proveedoras que desarrollarían la transmisión.

Cuadro A1.5
Capacidad (en MW) de nuevos parques eólicos por cada CREZ

Zona	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Panhandle A	1 422	3 191	4 960	6 660
Panhandle B	1 067	2 393	3 720	0
McCamey	829	1 859	2 890	3 190
Central	1 358	3 047	4 735	5 615
Central West	474	1 063	1 651	2 051
Total	12 053	18 456	24 859	24 419

Fuente: Elaboración propia en base a Lasher, W. (2014). The Competitive Renewable Energy Zones Process.

En términos globales este programa permitió proveer la infraestructura necesaria para aproximadamente doblar la capacidad de los objetivos de renovables, así como también el desarrollar una red robusta de 345 kV para el área oeste de Texas, la cual ha también servido para atender una demanda creciente de las industrias del petróleo y el gas. En 2014, los proyectos de transmisión para CREZ fueron completados, con un costo total estimado de 6.9 billones de dólares y una capacidad de absorber 18.5 GW de energía eólica.

2. Escenarios de generación para planificación de la red en ERCOT

La planificación de la transmisión en ERCOT se lleva a cabo en tres ejercicios³¹:

- Estudio de mediano plazo (RTP – Regional Transmission Plan).
 - Estudio anual de las necesidades de transmisión para los próximos 5 años.
 - Proyectos identificados son coordinados con las empresas de transmisión y distintos agentes o partes interesadas (stakeholders).
 - Los proyectos incluidos son aquellos que permiten mejorar la confiabilidad y despejar congestiones, pero que cumplen un criterio económico.
 - Última versión de RTP 2022 está publicada en el sitio de ERCOT.
- Estudios de estabilidad.
 - Se analiza estabilidad angular, estabilidad de voltaje, respuesta de frecuencia del sistema.
 - Dada la naturaleza sensible asociada a seguridad de la información contenida en estos reportes, estos no son publicados.
- Evaluación a largo plazo (LTSA – Long Term System Assessment).
 - Estudio de necesidades de expansión en los próximos 15 años.
 - Se basa en análisis de escenarios de la expansión de la generación para determinar las necesidades resultantes de expansión.
 - Se lleva a cabo en años pares, evaluado anualmente.
 - Provee una directriz para las decisiones más inmediatas con el objetivo de alcanzar un plan de expansión eficiente en el largo plazo.

ERCOT en 2010 recibió fondos del Department of Energy (DOE) para mejorar sus procesos de planificación de largo plazo, con tres objetivos fundamentales:

- Mejorar en la disposición de la información sobre las necesidades del sistema para informar las decisiones en planificación y política.
- Expandir las capacidades de la planificación de largo plazo mediante el desarrollo de nuevas herramientas y procesos.
- Mejorar el involucramiento de los *stakeholders* en el proceso de planificación de largo plazo, en una manera de buscar consensos sustentables y consistentes entre las partes.

En el proceso LTSA de 2012, ERCOT incluyó por primera vez en su análisis un horizonte de 20 años (antes de ello cubrían solo 10 años). Asimismo, se incluyeron algunas de las mejoras desarrolladas en las capacidades de modelamiento que fueron financiadas por el DOE. Adicionalmente, por primera vez ERCOT y sus partes interesadas desarrollaron una serie de escenarios futuros basados en las condiciones esperadas para el desarrollo del mercado en ese entonces. ERCOT usó esos escenarios para realizar el análisis de expansión de transmisión en el LTSA. Actualmente consideran un horizonte de 15 años.

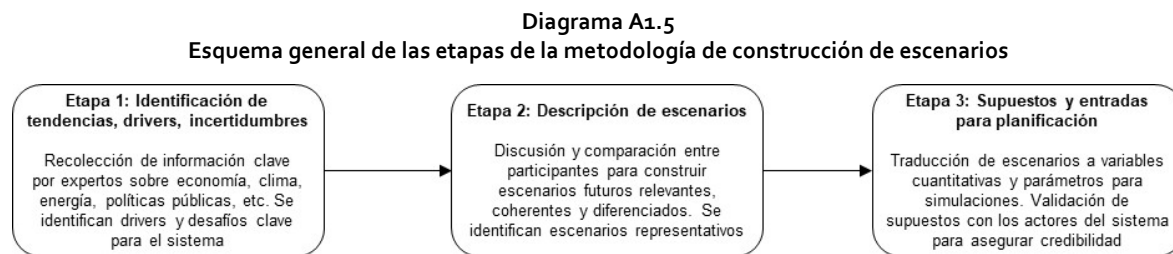
En 2013, ERCOT decidió apoyar el proceso LTSA de 2014 con una asesoría de los consultores Brattle Group, quienes realizaron recomendaciones para el ejercicio de planificación de 4 abordando aspectos para mejorar el análisis económico de los activos de transmisión, y mejoras a su enfoque en el

³¹ <https://capitol.texas.gov/tlodocs/88R/handouts/C450202303081030174be8cc7-b179-4a83-a59d-c56e8f6db775.PDF>.

desarrollo de escenarios futuros de las condiciones de mercado, que consideran como la base para la planificación y estudios de transmisión a futuro (Chang y otros, 2013).

Motivados por este estudio, los mismos consultores crearon el denominado “stakeholder driven scenario process” el cual involucró al equipo de ERCOT en conjunto con diversos expertos de un amplio rango de asuntos relacionados a la industria del petróleo y gas, desarrollo económico local, costos de varios tipos de tecnologías de generación, disponibilidad de recursos renovables y uso de agua en Texas. En este proceso se realizaron tres workshops durante enero y febrero de 2014, involucrando un total de 58 participantes representando 31 organizaciones. El marco conceptual y los resultados de este proceso se resumen en el reporte (Chang y otros, 2014).

Las etapas principales de este proceso se exponen a continuación en el diagrama A1.5.



Fuente: Elaboración propia basado en Chang, J.W., Pfeifenberger, J.P, & Hagerty, J.M. (2014). StakeholderDriven ScenarioDevelopment for the ERCOT 2014 LongTerm System Assessment.

3. Etapa 1: Identificación de tendencias, *drivers*, incertidumbres

La metodología empleada en este proceso comienza por recolectar y discutir una amplia gama de perspectivas en los drivers, tendencias, incertidumbres y desafíos del futuro en el sistema de ERCOT. Si bien cada agente individual puede tener experiencia directa con varios de estos factores, es importante que los participantes compartan un set completo de información a fin de establecer un nivel de entendimiento común. Por esta razón, ERCOT junto con el consultor identificaron expertos (internos y externos al sector eléctrico) quienes presentaron a través de workshops su entendimiento de la información más relevante para los distintos agentes, y así complementar su conocimiento del sistema. Estas presentaciones informativas y discusiones incluyeron factores claves en el desarrollo económico, crecimiento de la población, costos de combustible, regulación ambiental, recursos hídricos y generación renovable. Cada uno de estos tópicos fue discutido y se identificaron los principales factores que se espera impacten en el desarrollo futuro del parque generador.

Respecto del proceso LTSA 2014, de una larga lista de factores potenciales, los principales que fueron escogidos son los siguientes:

- Crecimiento económico.
- Regulación ambiental y política energética.
- Tecnologías de generación alternativas.
- Precios del gas natural y del petróleo.
- Regulación del sector transmisión.
- Estándares de seguridad y suficiencia en generación.
- Nuevos mercados, generación distribuida, microrredes.
- Condiciones climáticas e hídricas.

4. Etapa 2: Descripción de escenarios

A partir de las presentaciones con los expertos, los distintos participantes identificaron una lista de escenarios posibles mediante grupos de trabajo y discusiones entre ellos. Los agentes además compararon los escenarios descritos por los otros equipos, a fin de determinar si se estaban cubriendo o no rangos amplios de posibles futuros, o bien si es posible juntar o eliminar escenarios, y así dar prioridad a aquellos que finalmente serán considerados para el proceso LTSA.

Las ideas levantadas fueron discutidas y consolidadas en 10 escenarios, que se resumen a continuación (véase el cuadro A1.6). Alguno de los escenarios candidatos fueron combinados con otros cuando los participantes concordaron en que eran similares. Por ejemplo, en el caso del escenario de Mandato Solar, se identificó que no era posible que este se diera sin un cambio en las regulaciones ambientales. Luego, en cada grupo de trabajo se desarrollaron los detalles de cada escenario, describiendo de manera consistente los drivers más importantes. En esta etapa, se hace hincapié en la diferenciación entre escenario y sensibilidad. Escenario es entendido como un estado del futuro, con diversos factores ocurriendo de manera conjunta, llevando el desarrollo del sector hacia una dirección determinada. Por otro lado, las sensibilidades son definidas como un ajuste en una variable y que es realizado para explorar los cambios posibles y sus impactos.

Cuadro A1.6
Descripción de escenarios desarrollados por los *stakeholders* en el proceso LTSA 2014

Escenarios	Descripción
BAU	Trayectoria de lo conocido hoy (exportación de GNL y crecimiento de esta industria en el lado Oeste del Estado, precios altos del petróleo se mantienen)
Recesión global	Reducción significativa de la actividad económica en Estados Unidos y el mundo
Alto crecimiento económico	Crecimiento significativo de la actividad y de la población, en todos los sectores que afecta tanto la demanda comercial, industrial y residencial
Alta eficiencia/generación distribuida/ cambio en patrón de demanda	Se reduce el crecimiento de la demanda neta debido a un aumento de la generación distribuida solar, cogeneración y aumento en los estándares de eficiencia energética
Altos precios del gas	Precios altos para gas de uso doméstico
Regulaciones ambientales estrictas/mandato solar	Adicionalmente a las regulaciones existentes, se esperan estándares renovables más altos y estrictos en las emisiones y uso de agua, así como nuevos objetivos de desarrollo de energía solar a nivel distribuido
Altos niveles de exportación de GNL	Aumento significativo en la construcción de terminales de GNL, respecto de lo actual
Altos niveles de resiliencia	Diversos eventos climáticos y sistémicos dan pie a un estándar de seguridad y confiabilidad más estricto
Estrés en disponibilidad de recursos hídricos	Menor disponibilidad de agua
Costos bajos del petróleo	Precios sostenidamente bajos

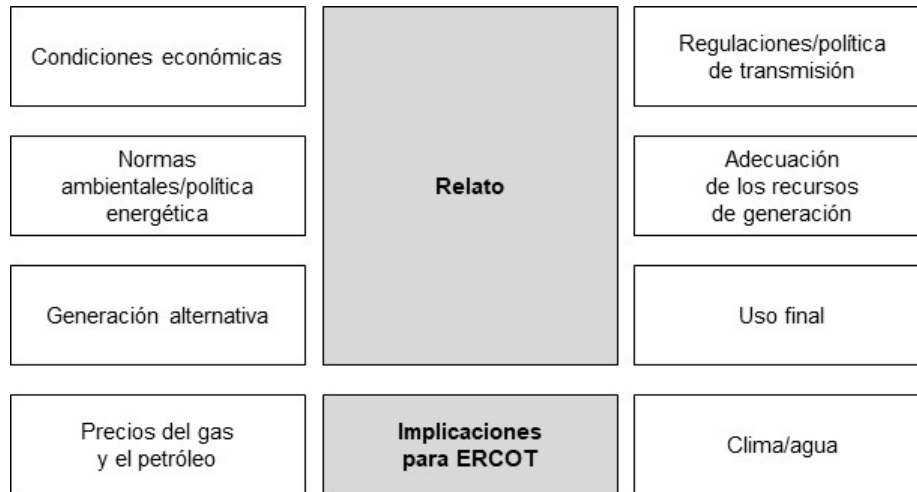
Fuente: Elaboración propia en base de ERCOT (en base a la tabla 4 de Chang y otros, 2014).

En el LTSA de 2012 ERCOT modeló sensibilidades respecto de los precios del gas en su escenario BAU, dejando constante todas las otras variables. En este caso, la metodología considera modificar en conjunto con los precios del gas, todas aquellas variables que son probables de coincidir con precios altos de gas. Por ejemplo, un escenario donde los costos de combustible tienden a ser altos significa que las renovables se tornan más competitivas y por lo tanto aumentaría aún más su nivel de desarrollo, demandando una expansión acorde de la red de transmisión.

Para el desarrollo en detalle de cada escenario, cada equipo completó un formato estructurado, basados en los drivers identificados en la etapa anterior. Adicionalmente, se pide que se describa una historia a alto nivel del escenario, junto con las potenciales implicaciones para ERCOT. En el diagrama A1.6 se presenta un ejemplo del formato estructurado de descripción de escenarios que fue obtenido para el escenario de Current Trends o BAU. En el reporte sobre este proceso (Chang y otros, 2014) puede encontrarse una descripción de los formatos obtenidos para cada uno de los 10 escenarios.

Estos formatos son presentados a los otros grupos con el objetivo de que cada uno reciba retroalimentación y nuevos inputs. Luego de que cada formato está completo, los consultores revisan y compilan toda la información, preparando un primer borrador, solicitando revisión y recomendaciones para cambios. Asimismo, se lleva a cabo un resumen de los drivers de cada uno de los 10 escenarios basándose en la descripción realizada, condensando los supuestos y pasando de una descripción cualitativa a una relativa (alto-medio-bajo).

Diagrama A1.6
Ejemplo de formato con descripción de escenario para el escenario 1 BAU



Fuente: Chang, J.W., Pfeifenberger, J.P., & Hagerty, J.M. (2014). StakeholderDriven ScenarioDevelopment for the ERCOT 2014 LongTerm System Assessment (figura 3 en Chang y otros, 2014).

Una vez presentado este resumen, se realiza una nueva discusión donde los agentes, el consultor y ERCOT revisan si estas descripciones reflejan apropiadamente los escenarios, y para verificar que estos cubren un amplio rango de incertidumbre y posibles drivers. Es decir, se revisa que ninguno de los 10 escenarios puede ser combinado de manera directa para efectos de la simulación del sistema. A pesar de esto, es posible generar una lista de cómo algunos participantes creen que ciertos escenarios pueden agruparse.

5. Etapa 3: Supuestos e inputs para planificación

Finalmente, luego de la descripción de cada escenario y el resumen, estos son “traducidos” a supuestos específicos considerados para planificación y las simulaciones del sistema. Se describen cuantitativamente diversos escenarios de las siguientes variables:

- Proyección de demanda.
- Costos de nuevas tecnologías y de generación convencional.
- Adicionalidad de recursos en la demanda y generación distribuida.
- Precios del GNL.
- Políticas ambientales, a través de costos de emisiones.
- Políticas de suficiencia de la transmisión y generación.

Los diferentes valores son obtenidos de las distintas fuentes de información levantadas en las mismas reuniones de trabajo con expertos en las distintas áreas.

Los valores escogidos para cada una de estas variables y sus escenarios son presentados a los participantes del proceso, permitiendo asegurar que los parámetros utilizados reflejaran las intenciones de los agentes en el desarrollo de los escenarios.

Los consultores destacan que la intensa participación y sometimiento a discusión de los supuestos es importante para la credibilidad de los escenarios desarrollados por parte de los diferentes agentes. Durante la retroalimentación a los procesos de planificación anteriores de ERCOT, resultó evidente que los resultados y conclusiones no son creíbles a menos que los agentes participen y concuerden con los escenarios y supuestos utilizados. Es decir, no importa qué tanto detalle se ponga en los análisis de algunos proyectos de transmisión específicos, a menos que los distintos agentes crean que los escenarios futuros son probables y creíbles, no están muy dispuestos a confiar en los resultados de los procesos de planificación. Es por ello que, en el LTSA de 2014, hubo mayor enfoque en:

- Solicitar inputs y retroalimentación de expertos en entidades que histórica o consistentemente no han participado en procesos de planificación anteriores (dueños de tierras, desarrolladores renovables, personas fuera del sector eléctrico).
- Reunir los antecedentes de empresas de transmisión que ya hayan llevado a cabo análisis de sus subregiones o sistemas locales que les son familiares.
- Documentar los mensajes de cada grupo de trabajo para la preparación de los siguientes, así como para emitir el reporte final.

6. Integración de escenarios en proceso de planificación de la red

Los escenarios desarrollados fueron considerados en el proceso de planificación de largo plazo LTSA de 2014. Este proceso es de utilidad para guiar el proceso de planificación RTP de horizonte menor y con recomendaciones específicas a través de la identificación de las necesidades de largo plazo. Un proyecto pequeño puede parecer suficiente para el ejercicio de 6 años, pero el análisis de largo plazo puede indicar que se requiere un proyecto de mayor escala, el cual puede ser más conveniente (en términos de costos) que múltiples proyectos pequeños identificados en RTPs sucesivos. Por otro lado, el proceso LTSA permite recomendar proyectos que requieren un horizonte superior a 6 años para ser implementados.

ERCOT sostiene que considerar el uso de escenarios en la planificación de largo plazo es de interés por las siguientes razones:

- Existe incertidumbre para la planificación en horizontes superiores a los 6 años del RTP.
- Permite identificar refuerzos robustos para distintos escenarios.
- Permite identificar refuerzos que pueden ser más costo-efectivos que los de análisis de mediano plazo.

Para llevar a cabo el análisis en un horizonte de largo plazo ERCOT, en primer lugar, planifica la expansión de la generación en cada escenario. Para determinar el plan de obras en cada escenario, ERCOT utiliza un proceso multi etapa, basado en una herramienta denominada Uplan y el módulo específico denominado Uplan Merchant Plant model. Este módulo determina el plan de obras en localización y tamaño mediante un proceso iterativo donde se simula la operación del sistema eléctrico y se verifica a posteriori la viabilidad económica de nuevos entrantes. Por viabilidad económica se entiende, en este contexto, como un análisis cualitativo de la posibilidad de que los privados asuman proyectos de mayor tamaño (capacidad) y mayor riesgo del que se define en el plan de obras. Por lo mismo, se verifica también que los proyectos recomendados alcancen un nivel de uso que asegure ingresos suficientes que justifiquen la inversión.

Las tecnologías incluidas para la expansión de la generación corresponden a Ciclos Combinados CCGT, solar, geotermia, CAES (compressed air energy storage), biomasa, carbón, carbón con captura de carbono (CCS), nuclear y programas de control de demanda.

La expansión se realiza para los años 2018, 2021, 2024, 2027 y 2029 para todos los escenarios. Sin embargo, usando los resultados de estos planes de obras, y en conjunto con los diversos interesados, se reduce la lista de escenarios de interés de diez a cuatro para con esta lista reducida planificar la red de transmisión. Esto fue justificado en función de su probabilidad de ocurrencia y sus potenciales impactos en la red de transmisión. Los escenarios utilizados en la planificación de la red son: BAU, alto crecimiento económico, restricciones ambientales y recesión global.

Para planificar la red, cada escenario es analizado de manera independiente, y se determinan los refuerzos necesarios a 10 y 15 años (2024 y 2029 respectivamente). Diversos análisis son llevados a cabo para ello, teniendo foco en los impactos principalmente en el sistema de 345 kV:

- **Análisis de confiabilidad:** Simulaciones de DC SCOPF (Security Constrained Optimal Power Flow) son utilizadas para identificar restricciones que no se puedan resolver mediante redespachos para contingencias serias (pérdidas de doble circuito, contingencias dobles de generación, o transmisión-generación) y que requieren refuerzos de la red.
- **Análisis económicos:** luego de determinar los refuerzos necesarios para mantener la confiabilidad del sistema en cada año y escenario, ERCOT adiciona los proyectos que resultan ser económicamente factibles. Por económicamente factible ERCOT considera que, si los ahorros en costos de producción del primer año exceden los requerimientos de renta del proyecto en su primer año, entonces el proyecto se justifica desde una perspectiva global y por lo tanto se recomienda. Por renta anual se considera el 16% del costo total del proyecto. En este ejercicio, ERCOT consideró 20 proyectos candidatos a aliviar las restricciones de la red identificadas.

De los refuerzos identificados en cada escenario de manera individual, ERCOT determinó que seis refuerzos de gran tamaño eran necesarios (y económicamente factibles) para los primeros tres escenarios. Los resultados de número de refuerzos necesarios por escenarios se resumen en el siguiente cuadro (véase el cuadro A1.7).

Cuadro A1.7
Número de refuerzos necesarios en cada escenario para los años de planificación

Escenario	2024	2029
BAU	3	8
Alto crecimiento económico	6	11
Recesión global	0	4
Restricciones ambientales	5	16

Fuente: Elaboración propia.

Si bien el concepto de resiliencia no es nuevo, su definición en el contexto de los sistemas eléctricos ha ido evolucionando con el tiempo. Esta evolución ha sido especialmente marcada en los últimos años debido a la mayor frecuencia e intensidad de fenómenos meteorológicos extremos ocasionados por el cambio climático. En este documento se examinan, en primer lugar, la literatura relacionada con la resiliencia, los conceptos básicos asociados a una planificación resiliente, así como su evolución a lo largo del tiempo, y los nuevos avances en materia de planificación de sistemas eléctricos resilientes. Después, se presenta una propuesta de metodología general para la planificación eléctrica resiliente en los países de América Latina y el Caribe basada en tres pilares fundamentales, a saber: la planificación eléctrica proactiva de la preparación para responder a los fenómenos extremos (pilar 1), el diseño de planes y protocolos para una respuesta inmediata y una recuperación rápida (pilar 2), y el proceso de adaptación y aprendizaje, basado en experiencias pasadas, para prevenir problemas ante futuras ocurrencias de fenómenos extremos (pilar 3).