

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**ANÁLISIS DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO NACIONAL:
LECCIONES DEL APAGÓN 25F Y SU IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DEL
SEN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

MIRIEL SAID NAIM ÁGUILA

PROFESOR GUÍA

MARÍA PILAR GÁRATE CHATEAU

PROFESOR CO-REFERENTE

SIMÓN GÓMEZ MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE, 5 DE ENERO, 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: ANÁLISIS DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO NACIONAL: LECCIONES DEL APAGÓN 25F Y SU IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD DEL SEN.

Nombre del candidato(a): Miriel Said Naim Águila

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Vitacura **Departamento:** Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, María Pilar Gárate Chateau, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 05/01/2026 **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 05/01/2026 **Firma:** 

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

Resumen ejecutivo

El presente estudio analiza las deficiencias en la gestión de calidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) evidenciadas durante el apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025 (25F), y evalúa su impacto en la confiabilidad del suministro eléctrico. El evento expuso vulnerabilidades estructurales significativas, afectando a millones de usuarios y revelando brechas en la planificación, operación y regulación del servicio eléctrico chileno.

Los resultados indican que el apagón no fue un incidente aislado, sino el reflejo de debilidades sistémicas profundizadas a lo largo del tiempo. En términos de indicadores de calidad, el SEN presenta niveles de SAIDI y SAIFI considerablemente superiores a los de países miembros de la OCDE, con interrupciones que alcanzan decenas de horas anuales frente a minutos registrados en naciones referentes. Entre los factores críticos destacan maniobras no autorizadas en la red de transmisión, falta de estandarización en protocolos operativos, pérdida de visibilidad en sistemas SCADA durante la contingencia y la ausencia de un sistema efectivo de control de fallos que promueva la mejora continua.

A partir de este análisis, se proponen lineamientos estratégicos orientados a fortalecer la supervisión tecnológica y las comunicaciones para eliminar zonas operativas sin visibilidad; consolidar una cultura preventiva fundamentada en la estandarización y control riguroso de maniobras críticas; y promover la evolución del marco regulatorio mediante incentivos explícitos para la resiliencia y calidad del servicio, apoyándose en la legislación vigente orientada a la transición energética. Estas medidas buscan cerrar la brecha de confiabilidad del SEN respecto a estándares internacionales, transitando desde una gestión reactiva hacia un modelo preventivo y de calidad total en la operación del sistema eléctrico chileno.

ÍNDICE

1. Problema de investigación	5
2. Objetivos.....	9
2.1 Objetivo general	9
2.2 Objetivos Específicos.....	9
3. Marco Teórico	10
3.1 Calidad del servicio eléctrico	10
3.1.1 Calidad del servicio eléctrico nacional	10
3.1.2 Calidad del servicio eléctrico internacional	13
3.1.3 Normativa nacional.....	14
3.1.4 Normativa internacional	15
3.2 Confiabilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	17
3.2.1 Caracterización del SEN y contexto del apagón 25F	19
3.2.2 Inversión en infraestructura y respuesta regulatoria tras el apagón 25F	20
3.2.3 Indicadores de confiabilidad	22
3.2.4 Comparación internacional y brechas en calidad del servicio eléctrico	24
3.2.5 Enfoque académico sobre confiabilidad y resiliencia energética	26
3.3 Resiliencia y gestión del riesgo en sistemas eléctricos	27
3.3.1 Resiliencia de los activos.....	28
3.3.2 Resiliencia en sistemas eléctricos	28
4. Metodología	32
4.1 Metodología de análisis de la calidad del servicio	32
4.2 Análisis estratégico del blackout	36
5. Análisis y resultados.....	38
5.1 Análisis de los factores claves de los incidentes bajo la perspectiva de la gestión de calidad del apagón 25F.	38
5.1.1 Aplicación del diagrama de Ishikawa	39
5.1.2 Desarrollo del análisis FMEA del apagón del 25F.....	45
5.1.3 Definición de las variables críticas de la calidad	50
5.2 Diagnóstico de brechas en gestión de calidad.....	58
5.3 Propuestas estratégicas	64
5.3.1 Análisis del entorno (PESTEL).....	65
5.3.2 Diagnóstico estratégico (FODA)	68
5.3.3 Lineamientos estratégicos de mejora	71
6. Conclusiones	78
7. Referencias	80

1. Problema de investigación

El 25 de febrero del 2025, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sufrió un apagón de inmensa magnitud, en el cual se detuvo el suministro eléctrico en gran parte del territorio nacional, privando de este servicio a 14 de las 16 regiones del país, exceptuando a Aysén y Magallanes, regiones que cuentan con un sistema independiente de servicio eléctrico (Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], 2025). Este suceso generó diversas problemáticas en millones de hogares, obstaculizó servicios críticos como el transporte público, salud, telecomunicaciones, pero sobre todo dejó en gran evidencia las debilidades en operación, coordinación y recuperación de la red de servicio eléctrico.

En contraste con otras detenciones del suministro eléctrico relacionadas con fenómenos naturales, el blackout del 25F tuvo como origen un suceso interno en la red de transmisión, a raíz de una maniobra no autorizada en un sistema de protección perteneciente a la empresa Interchile, que desencadenó la desconexión de una línea troncal de 500 kV y la división del SEN en dos islas eléctricas inestables (Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], 2025). A ello se agregaron deficiencias en los sistemas de protección, desconexiones prematuras de centrales de generación, y una pérdida de visibilidad en sistemas SCADA, que retrasó el proceso de recuperación del servicio.

Sin embargo, más allá de las causas técnicas sucedidas, este acontecimiento dejó en evidencia una problemática estructural de mayor alcance, en Chile no existe una definición clara y consensuada del nivel de confiabilidad que debe ofrecer el sistema eléctrico, ni de cuánto riesgo de falla se está dispuesto a asumir como país. En consecuencia, la confiabilidad del SEN no está alineada con ningún estándar explícito de calidad de servicio, lo que dificulta tanto la planificación del sistema como la gestión de inversiones destinadas a su mejora (Levy y Carrasco, 2020).

Desde la perspectiva de la gestión de calidad, el apagón del 25 de febrero evidenció una ineficiente estandarización de procesos operacionales, ausencia de una cultura preventiva, debilidad en los protocolos de contención y escasa implementación de estrategias de mejora continua. Todo esto se traduce en un sistema con baja capacidad para anticiparse, resistir y recuperarse ante eventos críticos, comprometiendo la calidad del servicio eléctrico entregado a la población. Además, en palabras de D. Sánchez, ingeniero civil eléctrico de la Universidad Técnica Federico Santa María (comunicación personal, 20 de marzo de 2025), es necesaria una revisión de la cadena de protección del sistema eléctrico nacional ya que la idea no es que no falle, porque esto puede volver a pasar por cualquier variable, la idea es que cuando ocurra una falla esta no se propague.

Como señalan Cárdenas y Arias, “la resiliencia se puede definir como la capacidad de un sistema de energía de tolerar perturbaciones, continuando con el suministro de energía a los consumidores” (2019, p.1). Sin embargo, la ausencia de planificación orientada a la resiliencia en el Sistema Eléctrico Nacional deja expuesto que el problema no es únicamente técnico, sino también organizacional y estratégico.

En este contexto, Pérez et al, indican que “la localización de fallas en los sistemas eléctricos, especialmente en los de distribución, es un problema que afecta no solo a los usuarios, sino también a las empresas prestadoras del servicio eléctrico” (2019, p. 58), lo que resalta la vital necesidad de protocolos robustos y una gestión de calidad efectiva.

Además, Erazo-Velasco et al. concluyen que “los modelos neuro-difusos pueden de manera adecuada y con rapidez detectar y clasificar fallas en líneas de transmisión eléctricas” (2022, p. 228), lo que sugiere que la integración de tecnologías avanzadas puede mejorar significativamente la respuesta ante fallas y la calidad del servicio.

Por ende, se formula la siguiente pregunta de investigación: ¿De qué manera el apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025 evidencia deficiencias en la gestión de calidad del servicio eléctrico en Chile, y qué implicancias tiene esto para la confiabilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)?.

Con el fin de enfrentar esta interrogante, se establece como variable dependiente la confiabilidad del SEN, definida como la capacidad del sistema para garantizar un suministro eléctrico continuo, logrando una recuperación efectiva y oportuna frente a interrupciones o fallas. Las variables independientes se enfocarán en alcances esenciales de la gestión de calidad, tales como la estandarización de procesos, la planificación orientada hacia la resiliencia, la robustez de los esquemas de protección, el cumplimiento normativo y la cultura preventiva dentro de las organizaciones involucradas, todo esto orientado a disminuir la variabilidad del proceso ya que la variabilidad es el principal enemigo de la calidad.

Asimismo, resulta pertinente cuestionarse cómo impacta la falta de estandarización de procesos en la recuperación del servicio tras eventos críticos. Durante el apagón del 25 de febrero, las respuestas descoordinadas entre actores del sistema eléctrico pusieron de manifiesto una ausencia de protocolos comunes, lo que prolongó innecesariamente el restablecimiento del suministro. La estandarización, entendida como la definición clara y compartida de procedimientos operativos, es fundamental para acortar los tiempos de respuesta, asegurar la interoperabilidad entre agentes y prevenir decisiones improvisadas. ¿Cómo impacta, entonces, la ausencia de procesos estandarizados en la eficiencia y oportunidad de la recuperación del servicio eléctrico?. Identificar estas brechas normativas y operativas resulta crucial para diagnosticar debilidades estructurales en la gestión de calidad del SEN.

Por otra parte, frente al avance tecnológico, emerge la necesidad de analizar qué rol cumplen las tecnologías emergentes en la prevención de fallas masivas en el sistema eléctrico. El desarrollo de herramientas como redes neuronales, sistemas expertos y modelos neuro-difusos ha demostrado ser eficaz para detectar y clasificar fallas en etapas tempranas, mejorando la capacidad de anticipación del sistema. ¿Qué rol pueden jugar estas tecnologías en la detección temprana de eventos críticos y en el fortalecimiento de la resiliencia operativa del SEN?. Integrar estas soluciones en los centros de control y protección puede transformar la forma en que se monitorean y gestionan las contingencias, aportando mayor estabilidad y confianza al servicio. Evaluar el grado de implementación de estas tecnologías en Chile permitirá visibilizar oportunidades de mejora e inversión para robustecer el sistema eléctrico nacional.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Analizar las debilidades en la gestión de calidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) evidenciadas durante el apagón del 25 de febrero de 2025, con el fin de determinar su impacto en la confiabilidad del servicio y proponer lineamientos de mejora mediante un análisis de gestión estratégica y de gestión de calidad.

2.2 Objetivos Específicos

Identificar los factores críticos de gestión de calidad que contribuyeron de forma negativa tanto a la propagación como la duración del blackout del 25 de febrero de 2025, para establecer brechas en los procesos operativos del sistema eléctrico.

Evaluar los estándares actuales de calidad del suministro eléctrico y la confiabilidad operativa real del SEN durante eventos críticos, con el propósito de diagnosticar su efectividad ante emergencias.

Proponer directrices estratégicas basadas en la gestión de calidad y resiliencia para fortalecer positivamente la confiabilidad del SEN frente a futuras eventualidades.

3. Marco Teórico

A continuación, se procederá a fundamentar de forma teórica los conceptos claves relacionados con la calidad del servicio eléctrico, la confiabilidad operativa del sistema, y la resiliencia ante fallas, con el fin de proporcionar un marco analítico que permita comprender en profundidad las causas estructurales del apagón del 25 de febrero de 2025.

3.1 Calidad del servicio eléctrico

La calidad del servicio eléctrico constituye uno de los pilares fundamentales para garantizar la satisfacción de los usuarios y la estabilidad operativa del sistema de distribución. En términos generales, para que el servicio sea catalogado de calidad por el usuario, debe cumplir con la característica principal de continuidad en el servicio, lo que implica sin interrupción. Este concepto abarca también las condiciones técnicas de la energía entregada.

Las empresas de distribución eléctricas tienen la obligatoriedad de suministrar energía de manera continua e ininterrumpida, salvo en casos excepcionales, además, la constitución política de la República reconoce el derecho al hábitat y a la vivienda digna, lo que implica acceso a servicios públicos ininterrumpidos, incluyendo la energía eléctrica.

3.1.1 Calidad del servicio eléctrico nacional

Según la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2017), la calidad del servicio eléctrico es el “conjunto de propiedades y estándares que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse”. En esta definición se establece la obligación de las empresas distribuidoras de

cumplir con criterios técnicos que aseguren la eficiencia, seguridad y continuidad del suministro.

En ese marco, la normativa chilena establece dos indicadores principales para evaluar el desempeño del sistema:

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Según Empresas Eléctricas A.G., el SAIDI corresponde al tiempo promedio de duración de las interrupciones del servicio por cliente afectado durante un periodo determinado y el SAIFI se calcula como el número de clientes que sufrieron interrupciones sobre el total de clientes de una determinada área. Para la aplicación de dichos indicadores se deben considerar todas las interrupciones de suministro generadas por fallas o desconexiones en las instalaciones de la empresa distribuidora y que hayan sido mayores a 3 minutos (Empresas Eléctricas A.G., s.f., párr. 3).

En 2024, la Comisión Nacional de Energía publicó una nueva Norma Técnica que establece exigencias orientadas a la mejora continua del servicio de distribución eléctrica, entre ellas: el monitoreo de potencia activa y reactiva, la capacitación del personal, y la implementación de nuevos equipamientos y estrategias en los centros de control. Esta norma indica que “la propuesta técnica y económica a realizar por la Empresa Distribuidora deberá identificar claramente la infraestructura requerida, sus costos y los mayores gastos administrativos asociados a la implementación del modelo de gestión” (Comisión Nacional de Energía, 2024, p. 130). Lo que refleja la creciente complejidad del sistema y la necesidad de un enfoque de mejora continua.

Por ende, la correcta aplicación de estas normativas resulta indispensable para garantizar la estabilidad del suministro, la confianza del usuario y la prevención de eventos disruptivos. Por ello, el análisis de la calidad del servicio eléctrico constituye una base clave para comprender las vulnerabilidades estructurales que quedaron expuestas durante el blackout del 25 de febrero, y para orientar mejoras que fortalezcan la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Durante el apagón masivo del 25 de febrero de 2025, se registraron múltiples afectaciones a la población en distintos ámbitos. El Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC) recibió un total de 8.275 reclamos por daños en aparatos electrónicos y otros perjuicios derivados de fluctuaciones de voltaje y cortes abruptos del suministro (Emol, 2025). En materia sanitaria, el Ministerio de Salud reportó inicialmente tres personas electrodependientes fallecidas, pero posteriormente aclaró que solo una se encontraba bajo hospitalización domiciliaria y que su deceso no fue consecuencia directa del evento, ya que contaba con respaldo eléctrico (Publimetro, 2025). Asimismo, la suspensión del servicio de Metro de Santiago obligó a evacuar estaciones y generó una fuerte congestión vehicular, dificultando el retorno a los hogares de gran parte de la población (La Tercera, 2025). Durante las horas de oscuridad también se registraron hechos delictuales de alto impacto, como el robo de aproximadamente \$400 millones desde la bóveda de una sucursal del Scotiabank en Cerrillos, presuntamente facilitado por la interrupción de sistemas de vigilancia (Publimetro, 2025b), además de robos de cables de cobre en la Región de Coquimbo (Radio Comunicativa, 2025). Estos hechos evidencian la vulnerabilidad social y urbana ante fallas eléctricas prolongadas, y refuerzan la necesidad de fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico.

3.1.2 Calidad del servicio eléctrico internacional

Un claro ejemplo de un sistema eléctrico digno de admirar en términos de calidad y al que varios países de diferentes continentes aspiran a llegar es el sistema que posee Suiza, tal como expone World Bank, este sistema eléctrico en cuestión presenta un SAIDI cercano a 0,2 horas por cliente al año, cifra que permite a Suiza instalarse dentro de los sistemas más confiables alrededor del mundo además de dejar manifestado de forma explícita la robustez de su infraestructura y de su marco regulatorio a nivel nacional (World Bank, 2020). Sumándose a lo anterior mencionado esta red eléctrica digna de admirar se encuentra reforzada por una matriz predominantemente hidroeléctrica, aportando alrededor del 60% del suministro eléctrico y a su vez de porcentajes menores de generación conseguidos a través de fuentes renovables no convencionales y energía nuclear, además, el modelo suizo posee una red de interconexiones con Alemania, Francia, Italia y Austria, lo que genera la capacidad de equilibrar la constante oferta y demanda de manera óptima, además de reducir riesgos de fallas prolongadas inminentes (International Energy Agency, 2023).

Por otro lado, la calidad del producto eléctrico relacionada con las características técnicas de la energía, como el voltaje, la frecuencia y el contenido armónico se encuentra regulada por normativas internacionales como la EN50160. El Banco Interamericano de Desarrollo señala que “la calidad del producto eléctrico incluye atributos como la variación de tensión, flicker, armónicos, interrupciones momentáneas y desequilibrios” (Levy y Carrasco, 2020, p. 18). Estas variables son críticas para evitar daños en los equipos de los usuarios, sobre todo en entornos donde se utilizan dispositivos sensibles.

3.1.3 Normativa nacional

Tal como lo establece la Comisión Nacional de Energía (2024), en términos de calidad Chile se regula a través de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la cual deja establecidos de forma explícita los estándares mínimos que las empresas distribuidoras deben cumplir en la distribución del servicio eléctrico.

La normativa nacional exige que las empresas mantengan registros de los indicadores SAIDI y SAIFI, para periodos móviles de 12 meses, en los cuales “no deberán superar los límites establecidos durante cualquier periodo de 12 meses consecutivos” (Comisión Nacional de Energía, 2024, p50).

En la **Figura 1** la Comisión Nacional de Energía establece los límites de continuidad al 2025, los cuales varían en base a la densidad de la red del sistema de distribución. Clasificación que abarca el total de clientes conectados y la longitud total de las líneas de distribución, adjudicando a cada sector una categoría de alta, media, baja, muy baja o extremadamente baja densidad (Comisión Nacional de Energía, 2024).

Densidad de la red \ Indicador	Alta	Media	Baja	Muy Baja	Extremadamente Baja
SAIDI (en horas)	5	7	9	11	14
SAIFI	4,5	5,5	7	7,5	8

Figura 1: Límites de SAIDI y SAIFI por par comuna-empresa hasta el año 2025 (Comisión Nacional de Energía, 2024).

A la par que la Comisión Nacional de Energía (2024) establece estos límites, la norma agrega obligaciones adicionales, en las que la reposición en estado anormal exige que se debe reconectar al 80% de los clientes a más tardar en 12 horas y al 100% en 36 horas.

3.1.4 Normativa internacional

En contraste con Chile, los gobiernos de países extranjeros con sistemas eléctricos avanzados se preocuparon de establecer normativas más exigentes y preventivos, enfocados a garantizar la confiabilidad y continuidad como una obligación netamente del estado. Uno de estos sistemas eléctricos de primer nivel es el de Suiza, el cual es considerado como un referente a nivel mundial.

El encargado de fiscalizar y supervisar el sistema eléctrico suizo en términos de los estándares técnicos de continuidad y calidad del servicio es la Comisión Federal de Electricidad (ElCom). La Comisión Federal de Electricidad (2025) manifestó que Suiza enfrentó en promedio 21 minutos de interrupciones del servicio eléctrico anuales por cliente, y 0,31 cortes, dentro de los cuales solo el 0,18 fueron cortes no programados. Estos valores reflejan un nivel altísimo de servicio eléctrico a nivel mundial, lo cual es el resultado de tener un sistema enfocado a un alto nivel de confiabilidad.

Tal como dice el medio oficial suizo SWI swissinfo.ch (2025), las cifras recién mencionadas colocan a Suiza como uno de los países con menor cantidad de interferencias en el sistema eléctrico a nivel mundial, lo cual refleja la efectividad del modelo regulatorio que el gobierno implementa día a día.

La base legal del modelo eléctrico suizo recae en la Ley Federal sobre el Abastecimiento Seguro de Electricidad con Energías Renovables, la cual fue publicada en la Amtliche Sammlung des Bundesrechts, con el fin de modificar la antigua ley de Energía y Suministro Eléctrico, consolidando materias de seguridad del sistema, heterogeneidad de fuentes renovables y expansión del sistema eléctrico, dando como resultado una ley cuya misión es garantizar un suministro eléctrico seguro y estable gracias a la generación nacional suficiente y una red resiliente (Amtliche Sammlung des Bundesrechts, 29 de septiembre de 2023).

Con lo que indica el Consejo Federal Suizo (2024), la ley mencionada anteriormente busca evitar situaciones críticas en el servicio eléctrico suizo, además de minimizar la dependencia eléctrica de países externos, lo cual incorpora la seguridad del suministro eléctrico como un objetivo estratégico de la nación helvética.

Por otro lado, la Oficina Federal de Energía (BFE) indica que la ley en cuestión incluye medidas de eficiencia energética, reservas estratégicas y coordinación internacional, añadiendo la seguridad de la red eléctrica en la planificación energética nacional (Swiss Federal Office of Energy, 2023).

Gracias a la transparencia del sistema suizo, la Agencia Internacional de Energía (IEA) (2023) menciona que Suiza presenta un SAIDI promedio de 0,2 por cliente al año (lo cual es aproximadamente 12 minutos) y un sistema estructural resiliente, respaldado por una estructura normativa robusta y clara.

Por si fuera poco, Suiza se rige también por el principio sunshine regulation, con el cual ElCom expone de forma pública los desempeños de las compañías distribuidoras, lo cual promueve la transparencia y la mejora continua (ElCom, 2025).

Todo lo expuesto genera que a través del sistema chileno veamos como algo muy lejano el sistema suizo, ya que Chile permite en zonas de alta densidad hasta 5 horas de interrupción anual por cliente, mientras que Suiza llega un valor de 0,2. Esta diferencia deja 2 evidencias claras, las cuales corresponden a que existe una brecha energética, técnica, de claridad y estratégica que hay entre ambos países, y a su vez se tiene que Suiza regula para prevenir situaciones críticas en el sistema eléctrico mientras que Chile reacciona luego de que ocurren.

3.2 Confiabilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

La confiabilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se refiere a la capacidad del sistema para garantizar un suministro continuo de energía, soportar contingencias y recuperar el servicio de forma eficiente frente a fallas. En sistemas eléctricos complejos e interconectados como el chileno, la confiabilidad es un elemento crítico tanto para la seguridad energética como para la calidad de vida de los usuarios.

Desde una perspectiva normativa, la confiabilidad ha sido definida como “la calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio” (Levy y Carrasco, 2020, p. 25). Esta definición establece un vínculo directo entre confiabilidad y planificación sistémica, lo que implica que no puede evaluarse solo desde indicadores técnicos, sino también desde decisiones estratégicas sobre inversión, operación y mantenimiento.

Existen diversos indicadores utilizados a nivel internacional para evaluar la confiabilidad del suministro eléctrico. Entre ellos destacan el SAIDI y el SAIFI, ya descritos previamente, los cuales son estandarizados por la norma IEEE 1366 y ampliamente utilizados por reguladores y operadores a nivel global para evaluar la continuidad del servicio (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012).

Otro indicador relevante, aunque de uso más técnico y prospectivo, es el LOLP (Loss of Load Probability), que estima la probabilidad de que el sistema no pueda satisfacer la demanda en un momento determinado. Estos indicadores permiten modelar escenarios de estrés y evaluar la resiliencia operativa del sistema ante eventos críticos.

La confiabilidad del SEN en Chile ha sido históricamente abordada desde una óptica centrada en la expansión de infraestructura más que en la gestión de calidad. Sin embargo, esta visión ha demostrado ser insuficiente ante eventos críticos como el apagón del 25F. Como advierten Levy y Carrasco, “una disminución de los índices de calidad del servicio puede revelar problemas sistémicos de la red” (2020, p. 66). Este diagnóstico subraya la necesidad de incorporar explícitamente la confiabilidad operativa dentro de la planificación energética y los marcos regulatorios, reconociéndola como un componente esencial para la estabilidad del sistema y el bienestar de la población.

El apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025, evidenció una débil articulación entre los esquemas de protección, la respuesta operativa y la supervisión de contingencias. Esta situación refuerza la necesidad de adoptar herramientas de diagnóstico predictivo, fortalecer el monitoreo en tiempo real y definir estándares mínimos explícitos de confiabilidad que permitan anticipar y contener eventos de propagación masiva y de ocurrir el evento dar una rápida y certera solución, minimizando los riesgos para la población.

Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional, los indicadores SAIDI y SAIFI han mostrado niveles variables en los últimos años. Por ejemplo, en 2023, el SAIDI nacional fue de 13,6 horas y el SAIFI de 5,1 interrupciones por cliente, cifras que superan significativamente los promedios de países OCDE, donde los valores típicos no superan las 5 horas de SAIDI y 1 interrupción anual (Levy y Carrasco, 2020). Durante el apagón del 25F, se estimó que más de 10 millones de personas quedaron sin suministro eléctrico, con tiempos de recuperación que superaron las 2 horas en algunas regiones, especialmente en el norte

chico y centro-sur del país (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025). Estos valores reflejan una brecha importante en los estándares de calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en Chile.

3.2.1 Caracterización del SEN y contexto del apagón 25F

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad que abastece a la mayor parte del territorio chileno, desde Arica hasta Chiloé. Se excluyen únicamente las regiones de Aysén y Magallanes, que operan con sistemas independientes. El SEN está compuesto por tres componentes esenciales: generación, que corresponde a la producción de energía eléctrica mediante centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, solares, eólicas, entre otras; transmisión, que transporta dicha energía a grandes distancias mediante líneas de alta tensión; y distribución, que entrega finalmente la energía a los usuarios residenciales, comerciales e industriales. La operación y coordinación del sistema está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), organismo autónomo y técnico que tiene como función principal garantizar un suministro continuo, seguro, económico y eficiente.

El 25 de febrero de 2025, el SEN sufrió un apagón de gran magnitud que afectó a 14 de las 16 regiones del país, dejando sin suministro eléctrico a más de 10 millones de personas. Según el Estudio para análisis de falla EAF 089/2025 2025 del Coordinador Eléctrico Nacional, la causa inicial del evento fue una maniobra no autorizada en un sistema de protección perteneciente a la empresa Interchile, lo que provocó la desconexión de una línea troncal de 500 kV. Esta desconexión dividió el sistema en dos islas eléctricas inestables, lo que generó una cascada de fallas adicionales: desconexión prematura de centrales

generadoras, pérdida de visibilidad en sistemas SCADA, y fallos en los protocolos de contención. El restablecimiento del suministro fue progresivo, con demoras que superaron las dos horas en algunas regiones del centro y norte del país. Este evento dejó en evidencia las debilidades estructurales del sistema en materia de confiabilidad, coordinación operativa y capacidad de recuperación ante contingencias, dando origen a múltiples cuestionamientos sobre los estándares actuales de calidad del servicio eléctrico en Chile.

3.2.2 Inversión en infraestructura y respuesta regulatoria tras el apagón 25F

El apagón nacional ocurrido el 25 de febrero de 2025 no solo significó una interrupción masiva del suministro eléctrico en Chile, sino que también actuó como un punto de inflexión respecto a la planificación, regulación e inversión en infraestructura crítica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La magnitud del evento expuso las limitaciones estructurales de la red, particularmente en materia de transmisión, revelando una carencia de redundancia operativa, así como una débil capacidad de respuesta ante contingencias sistémicas.

En respuesta inmediata al apagón del 25F, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) presentó un informe técnico con la propuesta de diez obras prioritarias destinadas a reforzar la seguridad y confiabilidad del sistema. Estas incluyen la instalación de reactores de línea, la construcción de nuevas subestaciones y la ampliación de líneas de transmisión clave en regiones como Ñuble, Maule y Antofagasta. La inversión referencial estimada para este paquete supera los US\$85 millones, siendo tramitada bajo un marco regulatorio de excepción habilitado por la Ley N.º 21721, conocida como Ley de Transición Energética Justa, la cual faculta al Coordinador a declarar como estratégicas aquellas obras necesarias para la

operación segura del sistema eléctrico nacional (Diario Oficial de la República de Chile, 27 de diciembre de 2024).

Esta normativa habilitó al CEN a declarar ciertas obras como críticas para la operación segura del sistema, reduciendo plazos de evaluación ambiental y administrativa. Así, el evento del 25F evidenció la necesidad de avanzar hacia un modelo regulatorio más preventivo, donde la infraestructura se adelante a los escenarios de riesgo y no se reaccione de manera tardía. A la par, tanto la Comisión Nacional de Energía como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles iniciaron una actualización del marco normativo, integrando automatización, monitoreo en tiempo real y respuesta autónoma ante fallas (CNE, 2024; SEC, 2024).

El desarrollo de una infraestructura eléctrica resiliente depende, sin embargo, de inversiones sostenidas y estructurales. Según el estudio elaborado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y St. Peter's Engineering College (SPEC) para la Asociación de Transmisoras de Chile A.G., el SEN mantiene un déficit acumulado de capacidad de transmisión de 3.000 MW, compuesto por 2.000 MW de capacidad adicional y 1.000 MW de control de flujos. El costo asociado supera los US\$900 millones, afectando la integración de energías renovables y la estabilidad del sistema. El informe sugiere que, en un contexto de alta incertidumbre climática, resulta más eficiente “sobreinvertir marginalmente en capacidad de transmisión que subinvertir y asumir riesgos sistémicos de mayor magnitud” (Moreno et al., 2024).

Desde el punto de vista normativo, se han implementado iniciativas como la actualización de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (CNE, 2024), que establece límites más exigentes para indicadores como SAIDI y SAIFI, así como nuevos

criterios de compensación a clientes afectados. No obstante, los resultados prácticos aún están por debajo de las expectativas. Según el Informe SEC diciembre 2024, durante ese año se contabilizaron más de 7,3 millones de interrupciones eléctricas, 20.393 reclamos por calidad de servicio y 10.065 solicitudes de compensación por cortes prolongados, lo que evidencia un rezago entre la normativa y su implementación efectiva (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2024).

Esta situación plantea interrogantes claves sobre el modelo de inversión y planificación vigente: ¿cómo impacta la falta de estandarización de procesos en la recuperación del servicio tras eventos críticos? ¿Qué rol cumplen las tecnologías emergentes en la prevención de fallas masivas en el sistema eléctrico? La necesidad de responder a estas preguntas se vuelve cada vez más urgente frente al avance de la electrificación, el aumento del consumo y la transición energética.

3.2.3 Indicadores de confiabilidad

La confiabilidad del suministro eléctrico es medida internacionalmente a través de los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), los cuales permiten evaluar la calidad del servicio desde la perspectiva del usuario. Según La Norma Técnica de Calidad de Servicio 2017 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para sistemas de distribución el SAIDI representa el tiempo promedio en horas que un usuario permanece sin energía durante un año, mientras que el SAIFI indica el número promedio de interrupciones que experimenta un cliente en el mismo periodo.

Según el Boletín de Calidad de Servicio Eléctrico 2024 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), durante el año 2023 el valor nacional agregado de SAIDI fue de 13,6 horas y el de SAIFI de 5,1 interrupciones por cliente, cifras que, si bien muestran una leve mejora respecto de 2022, continúan estando muy por sobre los estándares recomendados internacionalmente. De hecho, el Banco Interamericano de Desarrollo establece que en países OCDE, los valores de referencia para una red con alta confiabilidad no debieran superar las 5 horas de SAIDI ni una interrupción anual por cliente en SAIFI.

Esta brecha refleja tanto limitaciones en la inversión histórica como fallas persistentes en los mecanismos de supervisión, mantenimiento y renovación de infraestructura crítica. La Comisión Nacional de Energía ha planteado que una de las principales causas de estos indicadores desfavorables en Chile se relaciona con la concentración de fallas en redes de distribución, especialmente en sectores rurales y zonas con alta dispersión geográfica, donde las soluciones tecnológicas son más costosas y lentas de implementar.

A nivel regulatorio, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio 2024 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), exige que las empresas eléctricas no superen los valores límite establecidos para cada zona geográfica, sin embargo, los datos muestran que múltiples distribuidoras incumplen recurrentemente dichos umbrales sin recibir sanciones proporcionales. Esto pone de manifiesto la necesidad de una revisión estructural de la normativa, incluyendo nuevos criterios de penalización, automatización de monitoreo y mayor transparencia en la publicación de resultados por empresa.

3.2.4 Comparación internacional y brechas en calidad del servicio eléctrico

La calidad del servicio eléctrico en Chile ha mostrado avances en ciertos indicadores, pero aún presenta importantes brechas si se compara con los estándares internacionales. De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (2020), mientras que países como Estados Unidos, Alemania y Japón presentan indicadores de interrupción del suministro (SAIDI y SAIFI) inferiores a 100 minutos y 1 corte al año respectivamente, Chile registró en 2023 un promedio de 9,49 horas (569 minutos) de interrupciones anuales por cliente y una frecuencia de 5,23 cortes, según cifras de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2024). Esto posiciona al país por debajo de los referentes OCDE en cuanto a confiabilidad.

Una de las principales causas de esta diferencia es la menor inversión histórica en mantenimiento y modernización de infraestructura en redes de distribución. En promedio, los países de la OCDE destinan cerca del 1,5% del PIB en infraestructura energética, mientras que en Chile este porcentaje ha oscilado entre el 0,6% y 0,9% en la última década (IEA, 2023). Esta subinversión afecta directamente la resiliencia del sistema ante eventos climáticos extremos y crecimientos inesperados de la demanda, brechas que quedaron en evidencia durante el apagón del 25F.

Asimismo, estudios del World Economic Forum (2024) sobre la competitividad energética ubican a Chile en el puesto 49 de 115 países evaluados en calidad del suministro eléctrico, lo que refleja desafíos estructurales persistentes en aspectos como redundancia de red, automatización y cobertura territorial. Esta situación no solo impacta la seguridad energética, sino también la productividad y competitividad del país, ya que interrupciones prolongadas generan pérdidas económicas estimadas en más de US\$900 millones anuales en sectores productivos sensibles como minería, manufactura y servicios (SPEC & ISCI, 2024).

Frente a este panorama, se vuelve fundamental avanzar en reformas regulatorias que incentiven la inversión en redes inteligentes, medición avanzada y sistemas de respaldo. La experiencia internacional demuestra que estas inversiones permiten reducir hasta en un 40% los tiempos de interrupción (Bicalho, 2021), mejorando sustancialmente la calidad de vida de los usuarios y la competitividad sistémica.

Si se analizan los resultados al interior de la OCDE, se logra visualizar que no solo Suiza presenta niveles de alta confiabilidad, sino que existe un grupo no menor de países que sostienen indicadores de continuidad del suministro en rangos muy bajos. En base a los datos expuesto por el Banco Mundial, los cuales son procesados por la Bertelsmann Stiftung para el indicador de Reliability of Electricity Supply, se encuentra que varios miembros de la OCDE tales como Japón, Eslovenia, Finlandia, Alemania, Reino Unido, Estonia y Francia registran valores de SAIDI entre 0,04 y 0,35 horas por cliente al año (lo que equivale a rangos entre los 2 y 21 minutos anuales), mientras a la cola de los países mencionados anteriormente se encuentra otro grupo integrado por países como Lituania, Bélgica, República Checa, Dinamarca, España, Portugal, Suecia, Austria, Países Bajos, Irlanda y Canadá que se encuentran con valores entre 0,4 y 1,0 horas anuales (Bertelsmann Stiftung, 2024).

Si juntamos los indicadores de SAIDI de los países expuestos perteneciente a la OCDE, quedan expuestas las economías avanzadas que permiten tener una duración promedio anual de las interrupciones del orden de minutos a como máximo cerca de una hora, lo que deja en evidencia la gran brecha que hay con las 9,49 horas (569 minutos) y 5,23 cortes anuales registradas en Chile para 2023, tal como se indicó anteriormente con base en los datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2024).

3.2.5 Enfoque académico sobre confiabilidad y resiliencia energética

La confiabilidad y la resiliencia en los sistemas eléctricos han adquirido una importancia creciente en la literatura académica, especialmente frente al aumento de eventos extremos, fenómenos climáticos adversos y ciberataques. Panteli y Mancarella (2017) plantean que la resiliencia eléctrica debe entenderse como la capacidad de un sistema para "anticipar, absorber, adaptarse y recuperarse rápidamente" ante perturbaciones severas, diferenciándola del concepto tradicional de confiabilidad, centrado en el desempeño esperado bajo condiciones normales. Este enfoque pone énfasis no solo en evitar fallas, sino también en la robustez de la red, la flexibilidad operativa y el aprendizaje posterior a las crisis. En este marco, la resiliencia energética es vista como una dimensión integral de la seguridad energética y la sostenibilidad a largo plazo.

Desde una perspectiva de planificación, Keisler, Wells y Linkov (2024) desarrollan un marco analítico multicriterio que descompone estratégicamente la resiliencia de los sistemas, enfocándose en el diseño, las capacidades y la gestión de estos. Este enfoque permite evaluar y comparar cómo las decisiones de diseño impactan la resiliencia del sistema, utilizando una puntuación basada en una aproximación lineal por tramos a una curva de resiliencia. Al aplicar principios de análisis de decisiones multicriterio, se asignan puntuaciones a alternativas de diseño del sistema en términos de capacidades específicas, estimando su relevancia respecto a los parámetros de la curva de resiliencia asociados con las fases de resiliencia. Este marco proporciona una lógica trazable para incorporar características situacionales en su terminología natural, mapeando su impacto en la resiliencia. La aplicación de este enfoque en el contexto de la planificación energética permite a los responsables de la

toma de decisiones identificar estrategias de diseño que mejoren la resiliencia del sistema frente a perturbaciones.

3.3 Resiliencia y gestión del riesgo en sistemas eléctricos

La resiliencia se entiende como la capacidad de un sistema para anticipar, absorber, adaptarse y recuperarse de los efectos de un evento, garantizando la preservación, restauración o mejora de sus estructuras y funciones básicas (Ministerio de Energía, 2022). Este concepto con el transcurso de los años ha comenzado a tomar gran importancia en el sistema eléctrico nacional (SEN), donde la dificultad operativa y la Incorporación de producción distribuida, además de las inevitables amenazas naturales y fallas tecnológicas, requieren de una gestión de riesgo más profunda y proactiva (Coordinador Eléctrico Nacional [CEN], 2023).

La gestión del riesgo en materia eléctrica contempla tanto las vulnerabilidades en la infraestructura física como las capacidades de respuesta y recuperación del sistema en cuestión ante problemas. Por ende, en la Cuenta Pública 2023, el Coordinador Eléctrico Nacional explicitó la gran importancia de fortalecer la resiliencia operacional del servicio eléctrico nacional a través de la mejora continua en la supervisión, el mantenimiento de los activos críticos y la coordinación con la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023).

3.3.1 Resiliencia de los activos

En el contexto de esta investigación, la resiliencia de los activos se entiende como la capacidad de la infraestructura física del sistema eléctrico para resistir perturbaciones externas y mantener su funcionalidad, o bien recuperarla en un tiempo acotado. Esta noción coincide con lo planteado por Hallegatte et al. (2019), quienes definen la resiliencia de los activos de infraestructura como la capacidad de los componentes físicos de resistir perturbaciones externas y conservar su funcionalidad o restaurarla rápidamente. De manera complementaria, S. Gómez, ingeniero civil industrial de la Universidad Técnica Federico Santa María, señala que, desde la perspectiva de la confiabilidad, un activo resiliente es aquel proceso o sistema que es capaz de sobrevivir y aprender de un evento catastrófico (comunicación personal, 3 de octubre de 2025). En el caso del Sistema Eléctrico Nacional, contar con esta característica o capacidad resulta especialmente relevante, ya que los activos críticos de transmisión y generación constituyen la columna vertebral del sistema y su comportamiento eficiente y eficaz frente a eventos extremos determina directamente la continuidad del servicio eléctrico.

3.3.2 Resiliencia en sistemas eléctricos

La resiliencia en sistemas eléctricos se refiere a la capacidad de estos para anticiparse, resistir y recuperarse frente a eventos adversos, minimizando las interrupciones del suministro y sus impactos en los usuarios. Este concepto se ha vuelto central en la planificación energética moderna, particularmente a la luz de eventos como el blackout del 25 de febrero de 2025. Según Cárdenas y Arias, “la resiliencia se puede definir como la capacidad de un sistema de energía de tolerar perturbaciones, continuando con el suministro

de energía a los consumidores” (2019, p.1), enfatizando la importancia de mantener la continuidad operacional en condiciones críticas.

A diferencia de la simple respuesta ante fallas, un enfoque resiliente considera estrategias de preparación, mitigación, respuesta y adaptación. En ese sentido, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) destaca:

la resiliencia de la infraestructura podría generar múltiples beneficios: los directos evitando las pérdidas y daños resultantes de la materialización de los riesgos (incluyendo las vidas humanas) y los indirectos “La creación de un ambiente más predecible y favorable para inversiones, potenciando la competitividad económica (CEPAL, 2021, p. 48).

La resiliencia operativa del sistema eléctrico debe combinar acciones organizacionales y tecnológicas. Pérez et al. (2019) advierten que “la localización de fallas en los sistemas eléctricos, especialmente en los de distribución, es un problema que afecta no solo a los usuarios, sino también a las empresas prestadoras del servicio eléctrico” (2019, p. 58), lo que justifica una gestión activa del riesgo y una infraestructura capaz de responder oportunamente.

En el caso chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha incorporado en su normativa la exigencia de implementar Planes de Continuidad Operacional ante eventos disruptivos. La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución establece que las empresas deben contar con procedimientos y recursos que aseguren “la continuidad de aquellos procesos críticos e instalaciones esenciales, incluyendo los riesgos

de eventos climáticos, sísmicos e incendios” (Comisión Nacional de Energía, 2024, p. 19). Siempre manteniendo la continuidad del servicio eléctrico.

Por otra parte, la integración de tecnologías emergentes también fortalece la capacidad de reacción ante fallas. En una investigación reciente, se concluyó que “los resultados de la evaluación realizada al modelo de red neuronal analizado para la clasificación de fallas mostraron que se obtienen errores inferiores al 1% para los 11 tipos de fallas simuladas” (Erazo-Velasco et al., 2022, p. 243), lo que respalda su efectividad en escenarios complejos del sistema eléctrico, lo que favorecería la distribución eléctrica con normalidad.

En resumen, para fortalecer la resiliencia del Sistema Eléctrico Nacional no basta con responder a emergencias; se requiere una visión preventiva, con gestión del riesgo sistematizada, inversión tecnológica y compromiso normativo. Este enfoque no solo protege la continuidad del suministro, sino que también reduce costos económicos y sociales derivados de eventos de gran impacto. Lo que conllevaría a una mejor apreciación por parte del cliente y una valoración positiva del servicio recibido.

Tal como indica Zamorano “el concepto de resiliencia en el sector eléctrico chileno ha tomado un papel protagónico que se ve reflejado en el marco regulatorio y políticas energéticas a nivel nacional” (Zamorano, 2019, p.2), por ende, la resiliencia del servicio eléctrico nacional no es algo que se debe tomar a la ligera, esto se demuestra con la influencia que genera en el marco regulatorio nacional.

En línea con Bicalho (2021), una infraestructura resiliente resulta clave para el desarrollo sostenible, ya que permite mitigar los impactos negativos de eventos disruptivos sobre la población, los servicios básicos y la economía. Su ausencia no solo compromete la continuidad del suministro eléctrico, sino también la capacidad del país de responder adecuadamente a crisis futuras.

4. Metodología

En este capítulo se describe la metodología implementada para analizar el blackout ocurrido el 25 de febrero de 2025 desde una perspectiva de gestión de calidad y de análisis estratégico. La secuencia de trabajo tal como se expone en la **Figura 2**, integra herramientas propias de la gestión de la calidad (diagrama de Ishikawa, FMEA y variables críticas de la calidad) con herramientas de diagnóstico estratégico (PESTEL y FODA), con el objetivo de vincular las causas del evento con propuestas de mejora orientadas a fortalecer la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

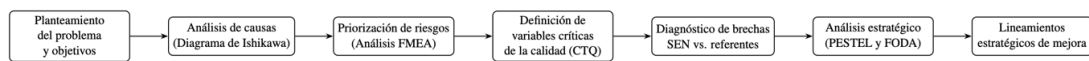


Figura 2: *Esquema metodológico de la investigación. Elaboración propia.*

Como se observa en la **Figura 2**, la metodología se organiza en una secuencia que parte por el planteamiento del problema y los objetivos, continúa con el análisis de causas mediante el diagrama de Ishikawa, la priorización de riesgos a través del FMEA y la definición de las variables críticas de la calidad (CTQ), y luego avanza hacia el diagnóstico de brechas respecto de referentes internacionales. Finalmente, estos resultados se integran mediante las herramientas PESTEL y FODA, a partir de las cuales se formulan los lineamientos estratégicos de mejora. En las secciones siguientes se detalla cada una de estas etapas.

4.1 Metodología de análisis de la calidad del servicio

El apagón (o Blackout), dejó expuesta la vulnerabilidad del Sistema Eléctrico Nacional ante contingencias de gran escala, poniendo en duda la confianza en la estabilidad del sistema.

Por ende, es necesario realizar un análisis de los factores claves que influyeron en el acontecimiento del 25F, planteando las causas desde una perspectiva de gestión de calidad, con la finalidad de no solo comprender qué falló, sino por qué falló y cómo prevenirlo, mirando hacia el futuro.

El enfoque de análisis que se adoptará considera que la calidad del servicio no solo depende de la infraestructura física del sistema de suministro eléctrico, sino también de la gestión integral de procesos, la capacidad de respuesta organizacional, los mecanismos de control implementados y la mejora continua. Este análisis culminará con la evaluación de la calidad del servicio eléctrico nacional bajo cinco ejes principales:

- Infraestructura física del sistema del suministro eléctrico.
- Gestión integral de procesos operacionales.
- Capacidad de respuesta organizacional ante procesos operacionales.
- Mecanismos de control, protección y supervisión.
- Mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones.

Los cinco ejes que se abordarán se relacionan directamente con las variables independientes definidas en el problema de investigación: estandarización de procesos, planificación orientada a la resiliencia, robustez de los esquemas de protección, cumplimiento normativo y cultura preventiva.

Por ende, para llevar a destino este análisis de gestión de calidad se aplicarán 3 herramientas:

- Diagrama de Ishikawa: Enfocado en identificar y clasificar las causas del evento del 25 de febrero del 2025 en la totalidad de los cinco ejes definidos. Se organizarán las causas en categorías tales como métodos, personal, máquinas,

entorno y medición, generando la posibilidad de visualizar de forma más clara la relación directa entre las fallas técnicas, decisiones operativas y debilidades operacionales.

- Análisis FMEA (Failure Mode and Effects Analysis): A partir del diagrama de Ishikawa, se procederá con la construcción de la matriz FMA por eje, distinguiendo modos de fallas relevantes, sus efectos y causas probables. Los modos de falla serán evaluados por su severidad (S), ocurrencia (O) y detectabilidad (D), con el fin de priorizar aquellos factores que representan un mayor riesgo para la continuidad del servicio eléctrico nacional y la confiabilidad del SEN.
- Identificación de variables críticas de calidad (CTQ: Critical to Quality): A partir de los modos de fallas conseguidos con la implementación de FMEA, serán definidas las variables críticas de calidad relacionadas a cada eje. Estas CTQ permitirán establecer el vínculo directo entre las causas detectadas con identificadores cuantificables de desempeño, tales como SAIDI, SAIFI, tiempos de reposición en estado anormal, cumplimiento de protocolos operacionales o grado de implementación de acciones correctivas.

Por lo tanto, la aplicación de las herramientas se organizará de la siguiente forma:

- En materias del eje de infraestructura física, el diagrama de Ishikawa habilitará la identificación de fallas, asociadas a equipos, líneas y subestaciones; el FMEA se enfocará en los componentes cuya falla tiene un mayor impacto en la duración y propagación; y las CTQ se centrarán en indicadores tales como indisponibilidad de activos críticos y tiempos de reparación.

- Para el eje de gestión integral de procesos, el análisis se concentrará en la existencia y cumplimientos de procesos (maniobras, coordinación entre actores, protocolos de contingencia). Ishikawa facilitará la detección de brechas de estandarización, el FMEA evaluará el riesgo relacionado con procesos mal definidos o no ejecutados, y las CTQ se asociarán a tiempos de respuestas, secuencia correcta de maniobras e iniciación efectiva de protocolos.
- En el eje de capacidad de respuesta organizacional, se hará uso de las herramientas para identificar debilidades en la coordinación entre el CEN, empresas transmisoras y distribuidoras, así como en la comunicación interna y externa. A su vez, el FMEA se enfocará en priorizar las fallas organizacionales que más alargan la recuperación del servicio, en cambio las CTQ asociadas incluirán tiempos de coordinación, tiempos de toma de decisión y eficacia de las comunicaciones en crisis.
- Para el eje de mecanismos de control y protección, Ishikawa facilitará la detección de causas relacionadas a esquemas de protección erróneos, configuraciones deficientes, falta de supervisión en tiempo real. El FMEA se enfocará en los modos de falla relacionados con la ejecución incorrecta de protecciones y sistemas SCADA. Las CTQ se relacionan con la tasa de disparos no deseados, la oportuna selectividad de protecciones y la disponibilidad de monitoreo en línea.
- Por último, en el eje de mejora continua y cultura preventiva, las herramientas adoptarán un enfoque que permitirá identificar la ausencia de lecciones aprendidas, falta de retroalimentación sistemática tras incidentes y debilidades en la formación del personal asociado al servicio. El FMEA logrará una

visualización del riesgo relacionado a no cerrar acciones correctivas, mientras que las CTQ se enfocarán en el número de acciones implementadas, su efectividad y reincidencia de fallas similares.

El uso de estas herramientas en conjunto con la mentalidad Kaizen, permite desarrollar el evento en cuestión desde una perspectiva integral de la calidad donde cada falla por muy crítica que sea abre una ventana de oportunidad de mejora organizacional del Sistema Eléctrico Nacional.

4.2 Análisis estratégico del blackout

Complementando el punto anterior, se realizará un análisis estratégico a fin de interpretar los resultados de este gran apagón ocurrido bajo directrices organizacionales y del entorno, todo esto con el objetivo de plantear propuestas estratégicas que potencien la resiliencia y confiabilidad del Servicio Eléctrico Nacional (SEN).

Para esto se aplicarán dos herramientas con el fin de generar análisis estratégicos de la situación del 25F:

- FODA: Esta metodología de planificación estratégica, permitirá identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas del suceso ocurrido el 25 de febrero. Entregando una visión estratégica de los puntos que deben mejorarse y los elementos que deben corregirse mediante planes de acción.
- PESTEL: Instrumento que proporciona una visión extendida del entorno externo que influye tanto en la gestión como en la operación del SEN. Se abarcarán aspectos políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos y legales,

permitiendo comprender cómo el contexto donde se encuentra funcionando el sistema de distribución puede limitar a este mismo.

La aplicación de las herramientas FODA y PESTEL permite elaborar un diagnóstico estratégico robusto, lo cual complementa directamente a los resultados del análisis de gestión de calidad. De esta manera se conseguirá una visión más completa del Servicio Eléctrico Nacional, en la cual se integran áreas tanto internas de operación como externas que afectan su rendimiento y resiliencia.

5. Análisis y resultados

La presente sección aborda el desarrollo metodológico del diagnóstico, iniciando con la aplicación de herramientas clave de gestión de calidad a los cinco ejes temáticos previamente definidos.

Dichas herramientas incluyen el Diagrama de Ishikawa (análisis de causa-raíz), el Análisis de Modos y Efectos de Falla (*FMEA*) y la Definición de las Dimensiones Críticas de Calidad (*CTQ*).

Posteriormente, se avanzará con la construcción del Análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) y el Análisis PESTEL (factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales), con el objetivo de establecer un marco de evaluación estratégico e integral.

5.1 Análisis de los factores claves de los incidentes bajo la perspectiva de la gestión de calidad del apagón 25F.

Se comenzará con el desarrollo y aplicación de las herramientas de gestión de calidad mencionadas para lograr una visualización estructurada y una clasificación clara de las causas subyacentes que convergieron en el evento de colapso del sistema (apagón) ocurrido el 25 de febrero de 2025.

Se detallará la implementación de cada una de estas herramientas analíticas.

5.1.1 Aplicación del diagrama de Ishikawa

A continuación, se desglosa el diagrama de Ishikawa implementado en la **Figura 3**, utilizado para identificar y organizar las posibles causas que contribuyeron al apagón del 25 F. A diferencia del enfoque clásico del Ishikawa, que categoriza las causas bajo las seis M tradicionales (Métodos, Maquinaria, Mano de obra, Materiales, Medio ambiente y Medición), se optó por una estructura adaptada a los factores más relevantes en el contexto del Sistema Eléctrico Nacional.

La elección de estos cinco ejes se basó en la naturaleza del problema investigado, que involucra tanto causas técnicas como organizacionales y culturales. Los ejes seleccionados son:

- **Infraestructura física del sistema de suministro eléctrico:** Las causas relacionadas con la robustez de los componentes físicos del sistema, como líneas de transmisión, subestaciones y equipos de generación. Este eje permite identificar fallas en la infraestructura que pudieron haber contribuido al evento.
- **Gestión integral de procesos operacionales:** Enfocado en los procedimientos, protocolos y la coordinación entre actores del sistema. La ejecución inadecuada de protocolos operacionales, la falta de estandarización de procesos y la falta de integración en la toma de decisiones son causas críticas que se abordan bajo este eje.
- **Capacidad de respuesta organizacional ante procesos operacionales:** Analiza cómo la estructura organizativa y la comunicación entre el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), las empresas transmisoras y distribuidoras impactó la capacidad de respuesta ante la crisis.

- Mecanismos de control, protección y supervisión: Se refiere a la capacidad del sistema para detectar y responder a fallas en tiempo real, a través de sistemas como SCADA y las protecciones automáticas.
- Mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones: Examina las debilidades en la cultura organizacional, especialmente la falta de una mentalidad preventiva frente a contingencias y la ausencia de un proceso formal de lecciones aprendidas.

Cada uno de estos ejes está alineado con las variables clave que definen la confiabilidad del sistema, tales como la estandarización de procesos, la planificación orientada a la resiliencia, la robustez de los esquemas de protección, el cumplimiento normativo y la cultura preventiva. Esta organización, por tanto, no solo aborda las causas de manera técnica, sino que también integra factores organizacionales y culturales, que son clave para entender cómo los sistemas fallan y cómo se pueden prevenir futuros eventos.

La elección de estos cinco ejes, en lugar de los tradicionales del Ishikawa, se fundamenta en que, en el contexto del 25F, las causas no solo fueron de naturaleza técnica (como maquinaria o métodos), sino que también involucraron aspectos operacionales, de comunicación, de coordinación y culturales. Esta adaptación del diagrama de Ishikawa a los requisitos específicos del sistema eléctrico permite una visión más integral y adecuada del evento.

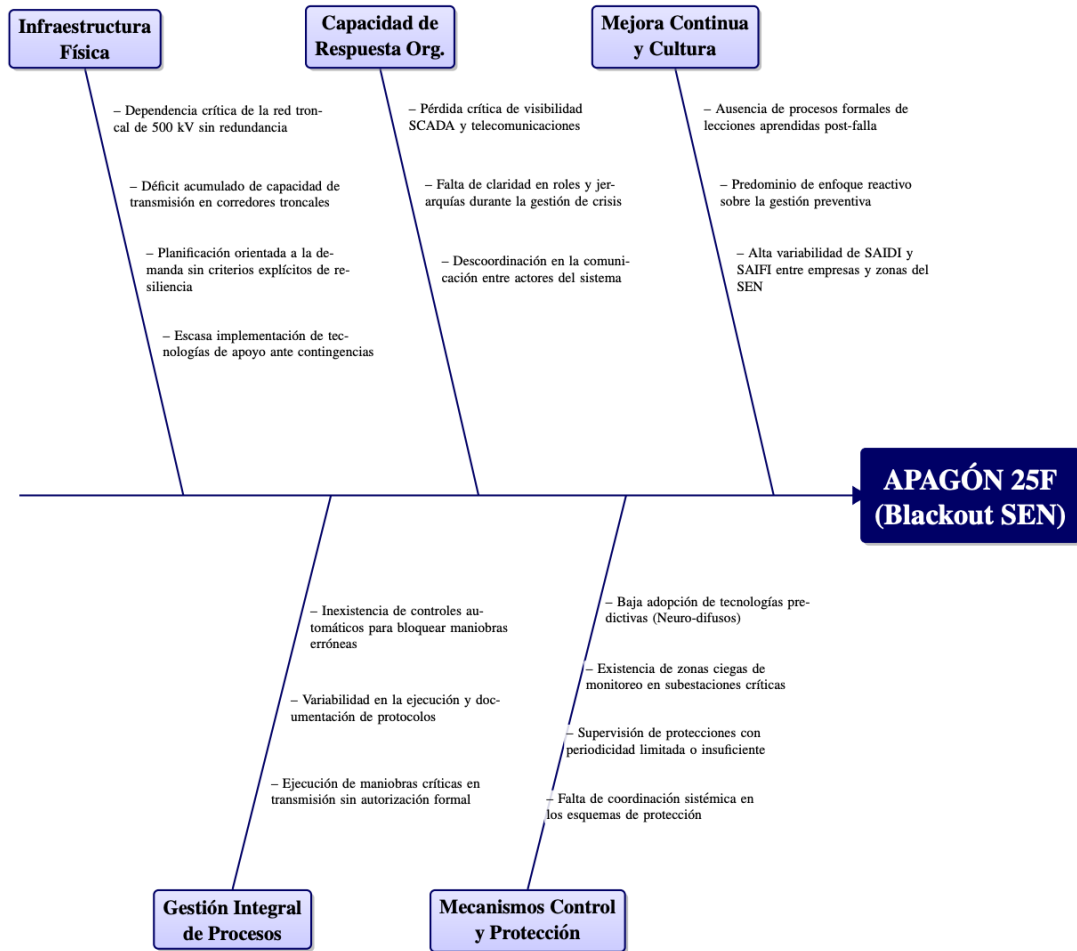


Figura 3: Representación del diagrama de Ishikawa aplicado al apagón del 25F. Elaboración propia basada en antecedentes del Coordinador Eléctrico Nacional (2025).

En el eje de infraestructura física del sistema de suministro eléctrico, el diagrama de Ishikawa organiza las causas en las ramas de máquinas, infraestructura y métodos de diseño:

- Dependencia de la red troncal de 500 kilovoltios, lo que genera que una pérdida de una línea troncal produce inevitablemente un efecto sistémico.
- Capacidad de transmisión altamente exigida en la red troncal, lo cual aumenta la probabilidad de sobrecargas y disparos en cascada al suceder contingencias de gran magnitud.

- Enfoques de planificación histórica más orientados a la satisfacción de la demanda que a garantizar la resiliencia ante eventos de gran envergadura.
- Escaso impacto de soluciones tecnológicas de apoyo que permiten aliviar la red ante contingencias.

Al juntar las causas del eje de infraestructura física del sistema de suministro eléctrico, esta herramienta de gestión de calidad deja en evidencia que al suceder una maniobra no autorizada en un sistema de protección y la desconexión de una línea troncal de 500 kilovoltios, culmina con la división del servicio eléctrico nacional en dos islas eléctricas inestables que van de la mano con el blackout a nivel nacional.

Siguiendo por el lado del eje de gestión integral de procesos operacionales, el diagrama centra las causas en la rama de métodos y personal:

- Ejecución de maniobras no autorizadas, dejando expuestas las deficiencias en los procedimientos de autorización y control en los cambios del SEN.
- Variaciones entre las empresas al momento de registrar, coordinar y ejecutar protocolos de contingencia, lo cual dificulta la estandarización.
- Inexistencia de controles fiables que garanticen que los procesos ya estipulados se cumplan a la par con lo pactado independientemente del turno u operador.

Este segundo eje en manos de Ishikawa refleja que el problema no solo recae en una maniobra puntual, sino en un gran paquete de procesos y responsabilidades que no están óptimamente estandarizados.

Pasando al tercer eje de capacidad de respuesta organizacional ante procesos organizacionales, en el que el diagrama abarca las ramas de personal e información/medición:

- Pérdida de visibilidad en sistema SCADA y telecomunicaciones en el transcurso del suceso, retrasó considerablemente la identificación rápida del alcance del apagón y de las zonas más afectadas.
- Deficiente claridad jerárquica en la gestión de la crisis, lo cual afecta directamente la asignación de roles y escalamiento de las decisiones.
- Los protocolos de comunicación tanto interna como externa no consideran un episodio de blackout de la magnitud ocurrida el 25F, lo cual desencadenó una comunicación descoordinada a las autoridades, empresas y usuarios.

Analizando este eje, la herramienta permite vincular la duración del evento no deseado con la percepción negativa de la normalización del servicio con deficiencias organizacionales y no netamente técnicas.

Respecto al cuarto eje de mecanismos de control, protección y supervisión, con Ishikawa se consigue identificar las causas ligadas a las ramas de máquinas/infraestructura, métodos e información/medición:

- Los esquemas tanto de protección como de control del SEN no son lo idealmente coordinados, gracias a diseños que priorizan la seguridad local de los equipos por sobre la global.
- Los procesos de supervisión de protecciones del sistema cuentan con una periodicidad acotada o sin un plan de desarrollo explícito que esté basado en criterios de resiliencia.
- Existe una notable dependencia de una cantidad acotada de puntos de monitoreo para la supervisión del sistema eléctrico nacional, generando un aumento en la probabilidad de zonas ciegas en la operación de distribución eléctrica.

- Muy escasa implementación de tecnologías emergentes tales como modelos neuro-difusos o redes neuronales, cuyo aporte es directo en la detección y clasificación temprana de posibles fallas.

Por ende, queda expuesto que el suceso del 25 de febrero del 2025 también tiene relación directa en la forma que están configuradas y coordinadas las protecciones del servicio eléctrico nacional.

Por último, llegando al eje de mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones, se implementa el diagrama de Ishikawa conectando el eje con la rama de métodos y entorno organizacional:

- Nula existencia de un proceso formal y sistemático de lecciones aprendidas luego de eventos de carácter considerables, que vaya de la mano con soluciones correctivas claramente definidas, implementadas y verificadas.
- Predomina un enfoque reactivo, priorizando que las mejoras estructurales y preventivas se agilicen luego de grandes percances, en vez de una gestión preventiva continua.
- Variabilidad en el rendimiento de continuidad entre empresas, expuestos en los reportes anuales de SAIDI y SAIFI publicados por el SEC, dejando expuesto los niveles de madurez organizacional en términos de gestión de confiabilidad.

En síntesis, la correcta implementación del diagrama de Ishikawa en el blackout del 25F otorga una visión integral del evento, en la cual el apagón no se explica por un solo error en el sistema, sino por la integración de causas técnicas, de procesos, organizacionales y culturales distribuidas en los 5 ejes propuestos.

Es importante destacar que el diagrama de Ishikawa cumple el rol de levantar hipótesis causales sobre el apagón del 25F. Para otorgar validez a estas hipótesis, cada causa fue contrastada con los antecedentes disponibles en los informes técnicos del Coordinador Eléctrico Nacional, en la normativa y en la literatura revisada. De este contraste se identifican causas con respaldo explícito en la evidencia (por ejemplo, la maniobra no autorizada que gatilla la desconexión de la línea troncal y la pérdida de visibilidad en sistemas SCADA) y otras que se mantienen como hipótesis razonables, pero no plenamente confirmadas, asociadas a procesos organizacionales y culturales. Esta distinción se considera en el análisis posterior y constituye una línea de trabajo para futuros estudios con acceso a información operativa más detallada

5.1.2 Desarrollo del análisis FMEA del apagón del 25F

Gracias a las causas obtenidas a través del diagrama de Ishikawa, a continuación, se implementa el Análisis de Fallas y Efectos (FMEA) en base al acontecimiento del apagón del 25 de febrero del 2025. La finalidad primordial reside en focalizar la atención en los modos de falla más relevantes en cada uno de los 5 ejes anteriormente ya definidos, considerando su impacto en la continuidad del suministro eléctrico y la confiabilidad del SEN.

Para ello, se utilizará una escala cualitativa del 1 al 10 para los 3 parámetros clásicos del FMEA:

- Severidad (S): Mide el impacto del modo de falla sobre el sistema en cuestión. Donde 1 reflejará un impacto menor que no es apreciable en los usuarios del SEN y 10 se asocia a un impacto catastrófico, que se relaciona a interrupciones masivas o un blackout en el sistema.

- Ocurrencia (O): Estima la probabilidad de que el modo de falla aparezca. Donde 1 significa que la falla es demasiado extraña o en la práctica improbable y 10 es que la falla es una problemática frecuente o sistemática.
- Detectabilidad (D): Expone la capacidad de detectar y corregir la falla antes que afecte al sistema. Donde 1 refleja la falla que es fácil de detectar y controlable de forma temprana y 10 la que es más difícil de detectar antes que se propague en el sistema.

Con los 3 factores, se calculará el Número de Prioridad de Riesgo (NPR), mediante su fórmula $NPR = S \times O \times D$, donde a mayor NPR se interpreta que el modo de falla es crítico y requiere prioridad en materias de gestión de calidad y la ejecución de acciones correctivas. Los valores de S, O y D se asignan de forma cualitativa en función del comportamiento observado durante el blackout del 25F y de la lógica de cada eje de análisis, por lo que deben considerarse como una aproximación de la realidad. Como trabajo futuro, se recomienda validar y refinar estas ponderaciones mediante la revisión de un panel de especialistas en sistemas eléctricos y gestión de calidad.

Para los propósitos del presente estudio, un modo de falla se define como la manifestación específica y observable de una interrupción o desviación en la operación esperada del sistema. Constituye el patrón de comportamiento que evidencia que el sistema ha dejado de funcionar de acuerdo con sus parámetros de diseño.

Ejemplos de modos de falla considerados incluyen:

- Ejecución de maniobras de protección no autorizadas: Activación indebida de esquemas de protección en equipos troncales.

- Pérdida de visibilidad en sistemas SCADA: Ausencia o interrupción de la adquisición de datos de supervisión, control y adquisición.
- Desconexión prematura de generación: Desacople anticipado de unidades generadoras que exacerba un evento de colapso de frecuencia.

Cada modo de falla identificado es sometido a una evaluación exhaustiva, considerando tres parámetros críticos:

1. Severidad: El impacto potencial de la falla en la estabilidad y continuidad del sistema.
2. Frecuencia de Ocurrencia: La probabilidad o tasa esperada de que el modo de falla se manifieste.
3. Dificultad de Detección: La complejidad o el tiempo requerido para identificar y diagnosticar la ocurrencia del modo de falla.

En la **Tabla 1**, se expone un resumen de un modo de falla que representa cada eje de análisis, acompañado de su efecto principal y el NPR correspondiente. La información se elabora a partir del Estudio de Falla EAF 089/2025 del Coordinador Eléctrico Nacional y de los antecedentes presentados en el capítulo 3.

Tabla 1: Síntesis de modos de falla priorizados mediante FMEA por eje.

Eje de calidad	Modo de falla	Efecto en el sistema	S	O	D	NPR	Prioridad
Gestión integral de procesos operacionales	Maniobra de protección no autorizada en transmisión	Desconexión de línea troncal 500 kV y división en islas inestables	10	3	7	210	Muy alta
Mecanismos de control, protección y supervisión	Pérdida de visibilidad SCADA y telecomunicaciones	Dificultad de monitoreo y retraso en decisiones operativas	9	5	9	405	Crítica
Infraestructura física del sistema de suministro eléctrico	Desconexión prematura de centrales generadoras	Colapso de frecuencia y extensión del apagón nacional	10	4	6	240	Muy alta
Capacidad de respuesta organizacional	Descoordinación en protocolos de recuperación	Aumento del tiempo de reposición y percepción negativa	8	6	7	336	Crítica
Mejora continua y cultura preventiva	Falta de proceso sistemático de lecciones aprendidas	Reincidencia de fallas críticas y brechas de confiabilidad	7	8	9	504	Crítica Estructural.

Elaboración propia, obtenido del Estudio de Falla EAF 089/2025 (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025).

Analizando los resultados de la implementación del FMEA, es inevitable detenerse en que los valores conseguidos de NPR más altos no son netamente técnicos, sino que abarcan gran parte en dimensiones organizacionales y de cultura preventiva:

- Partiendo con el NPR de mayor valor, siendo un modo de falla crítico estructural que está ligado a la nula presencia de un proceso formal de lecciones aprendidas y cierre de acciones correctivas (NPR = 504). Aunque este modo de falla no fue el desencadenante directo del apagón, incrementa significativamente la probabilidad de que eventos críticos similares se repitan con el tiempo, debido a

que las causas fundamentales no se abordan de manera estructural. En el ámbito de gestión de calidad la variabilidad, que es el enemigo número 1 de la gestión de calidad, se va a mantener presente en los procesos y en los niveles de madurez del sistema, lo cual atenta contra la confiabilidad de largo plazo del SEN.

- Detrás del punto anterior tenemos el NPR equivalente a 405, asociado a la pérdida de visibilidad en sistema SCADA y telecomunicaciones, este modo de falla cuenta con una alta severidad y lamentablemente una muy baja detectabilidad previa (en la práctica el operador reconoce la magnitud del problema cuando ya no se cuenta con la visibilidad), lo cual deteriora la capacidad de contener el suceso, limitando la resiliencia inmediata del sistema ante contingencias de gran envergadura.
- La observación de la descoordinación en los protocolos existentes de recuperación y comunicación, evidenciada por un NPR de 336, confirma que la duración del apagón no depende únicamente de la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), sino que también está directamente influenciada por la capacidad de articulación de las organizaciones involucradas durante situaciones de crisis. Una coordinación deficiente incrementa significativamente los tiempos de reposición del suministro eléctrico, lo que impacta negativamente en los indicadores SAIDI y, en consecuencia, genera percepciones adversas entre los usuarios del SEN.

A pesar de lo anterior, los modos de falla que están ligados estrictamente a lo técnico, no son despreciables, tales como la maniobra de protección no autorizada de un NPR de 210 y la desconexión prematura de centrales con un NPR de 240, también mantienen una prioridad alta, pero la ocurrencia de estas 2 está ligada mayormente a eventos puntuales que

forman parte de una cadena de decisiones sumado a configuraciones previas. Lo cual respalda la hipótesis planteada de que el apagón del pasado 25 febrero del 2025 no se explica netamente por una falla aislada, sino por el conjunto de:

- Falencias en los esquemas de protección y supervisión.
- Estandarización insuficiente en procesos operacionales.
- El deficiente desarrollo de una cultura preventiva que no garantiza el aprendizaje institucional luego de incidentes mayores.

En su totalidad, el FMEA permite avanzar de una mirada técnica del apagón hacia una integral de gestión de calidad, en la que los NPR de mayor valor son aquellos que siguen permitiendo la ocurrencia de eventos de alta severidad en el futuro si no se solucionan de manera prioritaria.

5.1.3 Definición de las variables críticas de la calidad

En base a los modos de falla vistos anteriormente en el análisis FMEA y en conjunto con las causas obtenidas del diagrama de Ishikawa, se definirán las variables críticas de la calidad (CTQ), que estarán ligadas a los 5 ejes ya propuestos. El objetivo de estas variables es hacer una traducción de fallas cualitativas en indicadores de desempeño cuantificables, relacionándolas con métricas tales como SAIDI, SAIFI, tiempos de reposición en estado anormal, cumplimiento de protocolos operacionales y grado de implementación de acciones correctivas.

Por consiguiente, las Características Críticas para la Calidad (CTQ) facilitan la transición analítica desde la descripción de la interrupción del servicio eléctrico (el *blackout* del 25F) como un suceso crítico y singular, hacia la identificación de un conjunto restringido de variables de gestión.

Estas variables poseen la capacidad de: ser monitoreadas de manera continua a lo largo del tiempo, permitir la comparación con estándares de referencia internacionales (*benchmarking*), y servir como fundamento para la elaboración de planes de optimización continua, enfocados en robustecer la confiabilidad del servicio eléctrico a escala nacional.

Considerando el eje de infraestructura física del sistema de suministro eléctrico, Ishikawa visualizó la alta dependencia de la red troncal de 500 kV, la elevada exigencia de la capacidad de transmisión y un limitado despliegue de soluciones tecnológicas de apoyo ante sucesos no deseados, son elementos que se relacionan de forma directa con la continuidad del suministro eléctrico y con la dimensión del área afectada. Por lo cual se proponen como CTQ principales las siguientes:

- Indisponibilidad anual de activos críticos de transmisión (horas/año): La cual es el porcentaje de tiempo en el que líneas troncales y subestaciones de 220 kV y 500 kV no están operativos debido a fallas o mantenimientos fuera de la planificación. Esta variable tiene una relación directa con el riesgo de merma del sincronismo y de la creación de islas eléctricas inestables ante una contingencia de gran envergadura.
- SAIDI ligado a eventos troncales: Parte del SAIDI que es explicado de forma exclusiva por fallas en la red de transmisión principal. Logra visualizar cuanto de la duración promedio de interrupciones tiene como origen fallas de infraestructura estructural y no de redes de distribución.
- Margen de carga en líneas críticas: Este indicador refleja a través del porcentaje de utilización respecto a la capacidad térmica, cuán exigida es la operación de la

red troncal en situaciones normales. Márgenes reducidos significan un aumento en la probabilidad de sobrecargas y disparos en cascada al momento de ocurrir la desconexión de una sola línea.

- Tiempo promedio de reparación (MTTR) de elementos troncales: Corresponde al tiempo promedio requerido para normalizar el servicio al ocurrir una falla en líneas o subestaciones vitales, el cual se conecta directamente con la duración de las interrupciones que son percibidas por los usuarios del servicio y por consiguiente por el SAIDI.

Las CTQ del primer eje expuesto permiten visualizar si las causas están relacionadas a diseño, la robustez y la mantenibilidad de la infraestructura, derivan en una mayor exposición del servicio eléctrico nacional a eventos de gran envergadura, tal cual como ocurrió el 25F.

Siguiendo con el eje de gestión integral de procesos operacionales, el diagrama de Ishikawa permitió identificar problemáticas en maniobras no autorizadas, variabilidad en la ejecución de protocolos de contingencia y la nula existencia de controles que aseguren un cumplimiento homogéneo de los procesos. Además, con el análisis FMEA se expuso la importancia del riesgo relacionado a procesos mal definidos o no ejecutados de forma consistente. Por lo que en el contexto de ambos análisis se definen las siguientes CTQ:

- Porcentaje de maniobras ejecutadas bajo autorización formal: Corresponde al porcentaje de cambios de estado relevantes que pueden ser: conexión o desconexión de líneas, cambios de topología y ajustes en las protecciones. Todos estos cambios tienen un registro de autorización en base al procedimiento ya establecido. Si se cuenta con un valor bajo significa que hay una exposición a maniobras no autorizadas, así como ocurrieron en el 25F.

- Cumplimiento de protocolos de contingencia: Porcentaje que refleja el grado en que las etapas anticipadas en los procedimientos de operación en un evento de emergencia son ejecutadas cumpliendo con los tiempos y secuencias establecidos.
- Número de desviaciones de procesos detectadas en auditorías internas: Es la cantidad de observaciones por incumplimiento de protocolos operacionales en un periodo dado. Aquí queda expuesta la brecha entre los procesos diseñados y los procesos que son realmente ejecutados.
- Tiempo de inicio de protocolos de contingencia: Es el tiempo en minutos que ha transcurrido entre que se realiza la detección formal de una contingencia mayor y la iniciación del protocolo correspondiente al evento. Donde a menor tiempo menor es la probabilidad de que la gravedad del asunto aumente.

Las CTQ expuestas en este segundo eje son la conexión de los modos de falla relacionados a deficiencias en los procedimientos con la capacidad del sistema para reaccionar de manera coherente y ordenada frente a incidentes de gran envergadura.

Pasando al eje de capacidad de respuesta organizacional ante procesos operacionales, Ishikawa permitió visualizar la pérdida de visibilidad en sistemas SCADA, problemas en la coordinación entre actores, deficiente claridad jerárquica y protocolos de comunicación que en su construcción no consideraban un evento de la envergadura de un blackout como el del 25 de febrero del 2025. En vista del FMEA, se identificaron puntos con NPR elevados que estaban vinculados a la descoordinación de protocolos de recuperación del suministro eléctrico y comunicación, y a su vez la baja detectabilidad de la pérdida de visibilidad de la operación del SEN. Sobre la base de ambas herramientas se postulan las siguientes CTQ:

- Tiempo de coordinación inicial entre el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), transmisores y distribuidores: Es el tiempo transcurrido en minutos entre el evento de contingencia y la primera instancia formal en que se produce la coordinación entre actores clave del sistema. Valores altos en esta CTQ están directamente asociados a respuestas fragmentadas y en dificultades en la priorización de zonas para reposición.
- Tiempo de toma de decisión para acciones críticas: Transcurso del tiempo en minutos entre que se identificó el estado del sistema y la puesta en marcha de decisiones centrales tales como reconexión de líneas, arranque de generación de respaldo, aplicación de planes de reposición.
- Eficacia de las comunicaciones en crisis: Representa el porcentaje de mensajes emitidos versus los planificados, en el cual se logra medir el grado de cumplimiento con los protocolos de comunicación tanto interna como externa, de los mensajes enviados a autoridades, empresas y usuarios finales.
- Cobertura de simulacros y entrenamientos de crisis: Porcentaje de personal crítico capacitado, tales como operadores, supervisores y líderes que han sido parte de ejercicios de simulación de blackouts y contingencias de mayor envergadura durante el último tiempo.

Estas CTQ del tercer eje facilitan la vinculación de la dimensión organizacional con la duración efectiva de las interrupciones (SAIDI) y con la visión social de la gestión de crisis, constatando que la confiabilidad del SEN no depende netamente de la robustez técnica, sino también de la capacidad de coordinación y respuesta.

Por el lado del eje de mecanismos de control, protección y supervisión, gracias a Ishikawa se llegó a la conclusión de que los esquemas de protección no se encuentran coordinados de forma óptima, hay existencia de procesos de supervisión con periodicidad limitada y una gran dependencia de pocos puntos de monitoreo, además de baja implementación de tecnologías avanzadas relacionadas con la detección temprana de fallas. En el área del FMEA se confirmó el carácter crítico de los modos de falla a pérdida de visibilidad SCADA y disparos no deseados de las protecciones del SEN, por lo cual se plantean las siguientes CTQ:

- Tasa de disparos no deseados de protecciones: Mediante la división entre el número de disparos no deseados y el número total de disparos, el indicador refleja el grado de selectividad y confiabilidad de la configuración de protección. Donde una tasa alta indica un riesgo alto de eventos en cascada.
- Disponibilidad de sistemas SCADA y telecomunicaciones: Es la proporción del tiempo en el cual los sistemas de supervisión y comunicación se encuentran activos entregando información fiable del estado en que se encuentra la red. Su anulación o reducción como ocurrió el 25 de febrero del 2025 limita considerablemente la capacidad de contención de la contingencia a enfrentar.
- Cobertura de puntos de monitoreo en la red: Corresponde al porcentaje de subestaciones y líneas de transmisión críticas supervisadas. Una cobertura insuficiente proporciona un aumento en la probabilidad de zonas ciegas de operación.
- Periodicidad de pruebas y mantenimiento de protecciones: Grado de cumplimiento en porcentaje del plan anual de ejecución de pruebas de relés,

esquemas de protección y sistemas de protección en base a la planificación establecida, incorporando criterios de resiliencia y criticidad.

Según lo expuesto para este cuarto eje, la monitorización sistemática de estas variables logra validar la efectividad de las acciones de corrección realizadas sobre las vulnerabilidades detectadas. De este modo, se consigue asegurar que la finalidad de protección y esquemas de supervisión desde las deficiencias observadas en el blackout del 25F hacia una capacidad de repuesta acorde a las necesidades actuales, acotando considerablemente el riesgo de propagación de futuras contingencias.

Pasando al último eje de mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones, la herramienta del diagrama de Ishikawa clarificó la nula existencia de un proceso formal de lecciones aprendidas, un enfoque en gran parte reactivo y una alta variabilidad en el rendimiento de continuidad entre empresas, expuesta en los reportes SAIDI y SAIFI. Además, con el FMEA se identificó el modo de falla más crítico, asociado a la ausencia de procesos sistémicos de cierre ante acciones correctivas con un NPR de 504, lo cual logra mantener la variabilidad como enemigo central de la calidad y atenta contra la confiabilidad del servicio eléctrico nacional a largo plazo. Por lo cual, las CTQ se formulan de la siguiente manera:

- Existencia de un proceso formal de lecciones aprendidas: Es la presencia de un documento formal, el cual incluye responsables, plazos y herramientas de seguimiento, que sea capaz de activarse tras ocurrir incidentes relevantes.
- Porcentaje de acciones correctivas cerradas versus abiertas: Corresponde a la proporción de acciones implementadas y verificadas respecto del total de acciones definidas tras ocurrir una auditoría, incidentes o evento crítico. Es un indicador

que deja expuesto la capacidad de una organización de no dejar temas pendientes que en un futuro puedan gatillar eventos nuevos.

- Tiempo promedio de acciones correctivas: Periodo de días entre que se hace la definición de una acción correctiva y el cierre de esta misma de forma verificada. Cuando se cuenta con tiempos excesivos, es un claro indicio de que la organización posterga decisiones estructurales.
- Reincidencia de fallas similares: Número de veces en las que se repiten modos de falla con causa raíz definida con anterioridad, lo cual genera una señal directa sobre la efectividad de las mejoras implementadas.
- Dispersión de indicadores de continuidad entre empresas: Es la medida de variabilidad en el desempeño de continuidad del suministro eléctrico entre distintos operadores, lo cual da la posibilidad de visualizar si se progresa hacia estándares más homogéneos o si se mantienen brechas significativas (SAIDI y SAIFI).

Con las CTQ del quinto eje, se logra que la mejora continua y la cultura preventiva deje de ser un concepto abstracto y pase a materializarse en variables concretas que permiten evaluar, año a año, si el servicio eléctrico nacional integra metodológicamente los aprendizajes críticos derivados del acontecimiento ocurrido el 25 de febrero del 2025 y de otras contingencias análogas, asegurando que la experiencia operativa se traduzca en mejoras concretas y de forma continua a lo largo del tiempo.

5.2 Diagnóstico de brechas en gestión de calidad

En base a los resultados obtenidos utilizando de forma escalonada las 3 herramientas (Ishikawa, FMEA y CTQ), se procederá a la realización de un diagnóstico de brechas en la gestión de calidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el fin de contrastar el desempeño visto el 25 de febrero del 2025 con los estándares de referencia expuestos en el marco teórico. Para ello se utilizará como benchmark tanto a Suiza como a los promedios de los países pertenecientes a la OCDE.

Adicionalmente, el diagnóstico no se limitará solo a comparar indicadores numéricos de las interrupciones del suministro eléctrico, sino que también se buscarán brechas estructurales en tres dimensiones: resultados de continuidad, soporte tecnológico para la operación y cultura preventiva; con el fin de generar un puente entre el análisis logrado del evento del 25F y las propuestas estratégicas que se desarrollarán en el punto **5.3**.

Siguiendo la misma línea, se construye una matriz de análisis de brechas (**Tabla 2**), donde se eligen algunas CTQ definidas anteriormente para contrastarlas con tres elementos para cada una de ellas:

- Situación observada en el Servicio Eléctrico Nacional durante el blackout del 25F o en los indicadores de continuidad recientes.
- Estándar de referencia internacional, pudiendo ser Suiza o promedio OCDE.
- Síntesis cualitativa de la brecha identificada.

La **Tabla 2** presenta una síntesis fundamental de los hallazgos del diagnóstico, mediante la contrastación de las dimensiones críticas de calidad (CTQ) previamente identificadas con el desempeño operacional observado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los referentes establecidos a nivel internacional.

Este análisis de brechas constituye un proceso de integración que incorpora los resultados derivados del diagrama de Ishikawa (análisis de causa-raíz), el Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA), y las citadas dimensiones críticas de calidad.

El propósito central de esta comparativa es determinar con precisión en qué ámbitos la gestión actual de la confiabilidad del SEN exhibe la mayor desviación (brecha) respecto a los estándares de desempeño y los objetivos de calidad deseados.

Tabla 2: Matriz de análisis de brechas: Desempeño SEN vs. Referentes Internacionales.

Dimensión Crítica	Situación SEN (Evidencia 25F / 2023)	Estándar Referencia (Suiza / OCDE)	Síntesis de la Brecha
Continuidad del Suministro (SAIDI/SAIFI)	SAIDI \approx 13,6 h y SAIFI 5,1 (2023). Eventos masivos > 2 h de recuperación.	OCDE: SAIDI < 5 h. Suiza: \approx 0,2 h (12 min) anuales.	Brecha de Resultados: Diferencia de uno a dos órdenes de magnitud en tiempos de indisponibilidad.
Adherencia a Protocolos	Maniobras no autorizadas y variabilidad en ejecución de protocolos de contingencia.	Operación estandarizada con barreras robustas contra el error humano.	Brecha de Ejecución: Distancia entre el proceso diseñado en papel y la realidad operativa.
Observabilidad (SCADA)	Pérdida de visibilidad y comunicaciones durante la crisis (gestión a ciegas).	Supervisión densa, redundante y uso de tecnologías de detección temprana.	Brecha Tecnológica: Capacidad insuficiente para mantener monitoreo en tiempo real bajo estrés.
Enfoque Regulatorio	Reactivo: Inversión acelerada post-crisis (uso de Ley 21.721 como excepción).	Preventivo: Seguridad como objetivo estratégico y transparencia (<i>Sunshine Regulation</i>).	Brecha Cultural: Madurez institucional reactiva frente a una cultura de seguridad consolidada.

Elaboración propia, basado en antecedentes del Coordinador Eléctrico Nacional (2025), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2024) y datos de la Agencia Internacional de Energía (2023).

La **Tabla 2**, nos muestra las siguientes dimensiones críticas:

- Continuidad del suministro (SAIDI/SAIFI): Se hace la comparación del desempeño histórico del Sistema Eléctrico Nacional, con valores de SAIDI

promedio nacional de 13,6 horas y SAIFI de 5,1 interrupciones en 2023, con los referentes de la OCDE, donde no es recomendable superar las 5 horas de SAIDI y no más de una interrupción del suministro eléctrico al año por cliente.

- Adherencia a protocolos y control de maniobras críticas: Se hace un contraste entre la existencia de maniobras no autorizadas y la variabilidad en la ejecución de protocolos de contingencia visualizadas en el apagón del 25 de febrero del 2025, con modelos de operación que priorizan la estandarización y barreras robustas contra el error humano.
- Observabilidad y monitoreo en tiempo real (SCADA y telecomunicaciones): Se realiza la comparación de la pérdida de visibilidad que fue reportada durante el suceso del 25F, con esquemas de redes orientadas hacia una supervisión más densa, redundante y apoyada en tecnologías avanzadas en detección temprana de fallas.
- Enfoque regulatorio y cultura preventiva: Se hace en contraste entre la respuesta mayoritariamente reactiva del sistema chileno, en el cual, las inversiones y ajustes normativos son acelerados tras eventos de gran magnitud, a través de marcos como la ley N.º 21.721 con el fin de viabilizar obras que son prioritarias, con marcos regulatorios tales como el suizo que integran explícitamente la seguridad del suministro eléctrico y la transparencia como objetivos estratégicos de largo plazo.

En su totalidad, la matriz de brechas permite resumir de forma visual el contraste de donde se encuentra actualmente la gestión de calidad del Servicio Eléctrico Nacional y donde

debería estar si se pretende llegar a niveles de confiabilidad a gran nivel como sucede en los países referentes.

Al enfocarse en las brechas, la primera es la de resultados en términos de continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Según el Boletín de Calidad de Servicio Eléctrico 2024, en 2023 el SAIDI nacional agregado alcanzó 13,6 horas y el SAIFI 5,1 interrupciones por cliente (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2024). Cifras que están por sobre lo recomendado internacionalmente, mientras que, en paralelo, varios países de la OCDE funcionan con un SAIDI por debajo de la hora, e inclusive con rangos entre los 2 y 21 minutos para los que cuentan con economías avanzadas.

Respecto a Suiza, la Agencia Internacional de Energía reporta un SAIDI de 0.2 horas (aproximadamente 21 minutos) por clientes al año, valor que está justificado gracias a una infraestructura robusta, una matriz fuertemente hidroeléctrica y una interconexión intensiva con países vecinos. Esta gran diferencia de SAIDI, al compararlo con nuestro Sistema Eléctrico Nacional, permite visualizar que se está muy lejos de contar con un servicio de distribución eléctrica como el de los referentes internacionales.

La gran brecha que Chile presenta con países referentes en materias de suministro eléctrico se hace más amplia con un evento como el ocurrido el 25F, debido a que con este solo evento se registraron tiempos de recuperación por sobre las dos horas en varias regiones del país dejando a más de 10 millones de personas sin suministro eléctrico, lo cual solo representa un impacto comparable con el límite anual SAIDI permitido en algunas zonas de alta densidad de acuerdo con la normativa nacional.

En materia de CTQ, la brecha de resultados de continuidad y confiabilidad se refleja en:

- SAIDI relacionado a eventos troncales.
- Indisponibilidad de activos críticos de transmisión.

- Dispersión de indicadores de continuidad entre empresas.

Donde es evidente que la calidad del SEN se mantiene muy alejado del rango de rendimiento expuesto por los referentes de la OCDE y sobre todo en el caso suizo que acotan sus interrupciones anuales a solo minutos por cliente.

Además, se evidencia una segunda brecha, la cual es de tipo tecnológica, relacionada a la observabilidad y supervisión del sistema eléctrico. Por si solo el análisis del apagón del 25F deja expuesto que la pérdida de visibilidad en sistema SCADA y telecomunicaciones generó problemas al momento de identificar de forma rápida el estado del sistema, lo cual generó un retraso en la definición de estrategias de reposición, afectando de forma directa la capacidad de contención del suceso.

A su vez, el marco teórico expone que la literatura internacional y los organismos multilaterales recomiendan dar el paso hacia redes más digitalizadas, redundantes y automatizadas, optando por tener un mayor despliegue en la línea, sistemas de respaldo y herramientas avanzadas de diagnóstico, ya que los modelos neuro-difusos han demostrado su capacidad de detección y clasificación de fallas con errores del 1% ante eventos complejos, lo cual podría ser un agente fortalecedor de forma significativa en la anticipación y respuesta operativa del SEN.

Por el lado de las CTQ establecidas para el eje de mecanismos de control, protección y supervisión, tales como la tasa de disparos no deseados de protecciones, la disponibilidad de sistemas SCADA y telecomunicaciones, la cobertura de puntos de monitoreo en la red y la periodicidad de pruebas de protecciones, dejan expuesto que el Servicio Eléctrico Nacional aun presenta debilidades en estos ámbitos. Lo vivido en el 25F demuestra que la pérdida parcial de la supervisión en tiempo real expone al operador a ser un actor reactivo, obligado a devolver el suministro eléctrico a su estado normal con información incompleta, mientras

que por otro lado los referentes internacionales se enfocan en mantener la visibilidad incluso ante eventos severos.

La brecha cultural y regulatoria, promueve que la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional no solo dependa netamente de reforzar líneas y subestaciones, sino que también de renovar de forma sistemática los sistemas de medición, análisis de datos y comunicación que soportan la operación diaria del suministro eléctrico.

Por último, se observa una brecha cultural y regulatoria en la gestión preventiva, expuesta, en el planteamiento del problema de investigación donde se indicó que en Chile no existe una definición clara y consensuada del nivel de confiabilidad que debe ofrecer el sistema eléctrico, ni de cuánto riesgo de falla se está dispuesto a asumir como nación. Por lo que esta falta de precisión retrasa la alineación de la planificación del sistema, la regulación y las inversiones con una orientación a calidad de servicio.

El propio análisis del blackout del 25 de febrero del 2025 refuerza lo anterior, ya que todo inicia con una maniobra no autorizada, la cual genera una propagación en el contexto de procesos operacionales deficientemente estandarizados y culmina en una recuperación que destaca por la descoordinación y ausencia de procesos sistemáticos de lecciones aprendidas. Para posteriormente llegar a que la reacción del sistema se materializa en paquetes de obras prioritarias que fueron tramitadas bajo un marco de excepción por la ley N.º 21.721 y en ajustes normativos que buscan solucionar brechas identificadas en un evento de crisis, lo cual expone a Chile de tener un enfoque reactivo en la gestión de calidad del servicio eléctrico y no preventivo.

En la otra vereda, el modelo suizo incluye en su estructura base legal la seguridad del suministro eléctrico como objetivo estratégico, ratifica la planificación a largo plazo y adopta mecanismos de transparencia como el sunshine regulation, en el cual se publican los

desempeños de las empresas transmisoras, generando efectivamente una presión reputacional para la mejora continua.

Las CTQ que van de la mano con el eje de mejora continua y cultura preventiva tales como la existencia de procesos formales de lecciones aprendidas, porcentaje y tiempo de cierre de acciones correctivas, reincidencia de fallas similares y dispersión de indicadores de continuidad entre empresas, demuestran que el Servicio Eléctrico Nacional está en un periodo de madurez en el que aun el aprendizaje institucional posterior a un evento de crisis no está completamente consolidado. A esto se le suman las CTQ de gestión integral de procesos, las cuales muestran las brechas entre los procesos diseñados y los que realmente se ejecutan.

En su totalidad, la brecha cultural y regulatoria deja expuesto que la confiabilidad del SEN no está solamente limitada por restricciones técnicas o presupuestarias, sino que también por la nula existencia de una cultura de calidad total y de resiliencia integrada con la operación y el diseño regulatorio.

En síntesis, el diagnóstico de brechas de gestión de calidad del Sistema Eléctrico Nacional:

- Expone resultados de continuidad del suministro eléctrico muy distanciados de los estándares de referencia.
- Tiene una operación débil en materias de observabilidad y soporte tecnológico para la toma de decisiones en tiempo real.
- Posee una cultura reactiva en vez de preventiva.

5.3 Propuestas estratégicas

En base a los resultados, se procederá a realizar la formulación de propuestas estratégicas orientadas a fortalecer la confiabilidad del SEN. Las propuestas responden al tercer objetivo

específico, integrando la mirada de gestión de calidad con un análisis del entorno y la posición estratégica del Sistema Eléctrico Nacional.

De este modo, se implementarán dos herramientas de análisis estratégico, correspondiente al análisis PESTEL, que permite determinar los factores externos que afectan la operación y evolución del sistema, y la matriz FODA, la cual condensa las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas identificadas a partir de lo ocurrido en el blackout del 25F y de la evidencia expuesta en el marco teórico. Con ambas herramientas se busca generar lineamientos de mejora con el fin de cerrar las brechas detectadas en el punto 5.2.

5.3.1 Análisis del entorno (PESTEL)

Con el análisis PESTEL se logra revisar de forma estructurada el contexto en el que opera el Sistema Eléctrico Nacional, determinando factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos y legales que influyen en la capacidad para mejorar la resiliencia y la confiabilidad. La **Tabla 3** reúne los factores del análisis PESTEL, logrando vincular el diagnóstico de fallas realizado anteriormente con el capítulo actual.

Tabla 3: Matriz PESTEL.

Dimensión	Factores clave e impacto en el sistema
Político	La resiliencia y la gestión del riesgo están incorporadas en la Política Energética Nacional 2050 y en la Cuenta Pública 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional, lo que sitúa la continuidad del suministro como prioridad de Estado. El apagón 25F actúa como punto de inflexión que refuerza esta agenda y tensiona los estándares actuales de calidad del servicio.
Económico	El apagón 25F evidencia altos costos por energía no suministrada y daños en actividades productivas y residenciales. Los estudios de planificación muestran un déficit acumulado de transmisión de 3.000 MW, con inversiones asociadas superiores a US\$900 millones, además de un paquete de obras prioritarias por más de US\$85 millones para reforzar la seguridad y confiabilidad del sistema.
Social	Más de 10 millones de personas resultaron afectadas por el apagón, con miles de reclamos ante el SERNAC por daños en artefactos y múltiples impactos en transporte, seguridad y vida cotidiana. Estos antecedentes revelan una alta sensibilidad social frente a cortes prolongados y una fuerte dependencia de la electricidad como servicio habilitante básico.
Tecnológico	La operación del SEN presenta dependencia de un número acotado de puntos de monitoreo, lo que aumenta la probabilidad de zonas ciegas en la supervisión. Existe escasa implementación de tecnologías emergentes como modelos neuro difusos y redes neuronales para detección temprana de fallas, aunque la normativa reciente impulsa mayor automatización y monitoreo en tiempo real en los centros de control.
Ecológico	El contexto de aumento de eventos extremos y de incertidumbre climática incrementa la exposición de la infraestructura eléctrica más allá de las condiciones de diseño. Estudios de transmisión plantean que resulta más eficiente sobreinvertir marginalmente en capacidad que subinvertir y asumir riesgos sistémicos de mayor magnitud.
Legal	El SEN se rige por un marco de calidad de servicio que incluye la actualización de la Norma Técnica de Distribución, con límites más exigentes para SAIDI y SAIFI y mayores compensaciones a los usuarios. A esto se suma la Ley N.° 21.721, que permite tramitar con carácter de excepción obras críticas de transmisión y almacenamiento tras el 25F. Sin embargo, las millones de interrupciones y reclamos registrados en 2024 evidencian una brecha entre la regulación vigente y el desempeño efectivo del sistema.

Elaboración propia.

Por el lado de las dimensiones política y legal, la resiliencia del sistema ya es reconocido como objetivo de la Política Nacional 2050 y de la gestión del riego de Sistema Eléctrico Nacional, que exige una coordinación más proactiva para hacerle frente a amenazas tanto naturales como tecnológicas. El evento del 25 de febrero del 2025 se posiciona como un punto de inflexión, acelerando iniciativas regulatorias como la actualización de la Norma Técnica de Calidad de Servicio y el uso de la ley N.º 21.721 para poder priorizar obras de transmisión y reforzamiento en un régimen de excepción, con un paquete de 10 proyectos con un valor de más de 85 millones de dólares enfocados a la mejora de la seguridad del suministro eléctrico.

Siguiendo con las dimensiones económico y social, el blackout del 25F deja expuesto el alto costo para Chile. El estudio de Moreno et al. (2024) estima un déficit acumulado de capacidad de transmisión de alrededor de 3.000 MW, con un costo superior a 900 millones de dólares, lo que es un limitante directo de la integración de energías renovables y la estabilidad del sistema. A su vez, el 25F privó de suministro eléctrico a más de 10 millones de personas, dando origen a reclamos por artefactos dañados y perjuicios, dejando expuesta la baja tolerancia social a interrupciones prolongadas y refuerza el suministro eléctrico como un servicio básico que va de la mano con actividades tanto productivas como de la vida cotidiana.

En las dimensiones tecnológica y ecológica, se refuerza la necesidad de contar con una infraestructura robusta que sea observable. Por una parte, la literatura ya revisada expone que la resiliencia exige capacidades de supervisión, automatización y respuesta rápida ante perturbaciones severas. Siguiendo la misma línea, las autoridades están integrando el monitoreo en tiempo real y respuesta autónoma en las actualizaciones normativas, pero el rendimiento reciente en el suceso del 25F deja en evidencia que la implementación no ha

sido eficaz. Por otra parte, el estudio de transmisión expone la inquietud de que la incertidumbre climática hace preferible sobreinvertir en capacidad, asumiendo riesgos sistémicos de mayor magnitud, lo cual vincula de forma directa la planificación de obras con gestión de eventos extremos

Por último, la dimensión legal y regulatoria, visualiza un marco cada vez más exigente en materias de calidad de servicio, asumiendo límites más estrictos de SAIDI y SAIFI, y nuevos criterios de compensación. Sin embargo, los datos expuestos de la SEC para 2024, registrando más de 7,3 millones de interrupciones, más de 20.000 reclamos y más de 10.000 solicitudes de compensación, deja en evidencia la brecha entre la regulación y su cumplimiento efectivo.

El análisis PESTEL del 25F muestra la existencia de una agenda de resiliencia declarada con herramientas legales con el fin de impulsar inversiones. Sin embargo, persisten restricciones económicas, presiones sociales crecientes, desafíos tecnológicos y climáticos que condicionan las opciones disponibles.

5.3.2 Diagnóstico estratégico (FODA)

Reforzando el análisis del entorno hecho mediante la herramienta PESTEL, se procede con la construcción de una matriz FODA, la cual sintetiza en que posición estratégica se encuentra el SEN frente la gestión de calidad y la confiabilidad, tomando en cuenta los resultados del apagón del pasado 25 de febrero del 2025 y las brechas detectadas en la sección **5.2**. En la **Tabla 4** se presentan las principales fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas asociadas al Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 4: *Matriz FODA de la gestión de calidad y confiabilidad del SEN.*

FORTALEZAS (Internas)	DEBILIDADES (Internas)
<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de un Coordinador (CEN) técnico y autónomo. • Marco normativo de calidad de servicio actualizado. • Política energética con eje explícito en resiliencia. • Capacidad técnica para el análisis forense de fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cultura de seguridad reactiva (NPR 504 en FMEA). • Falta de redundancia en SCADA y comunicaciones (NPR 405). • Variabilidad en la ejecución de protocolos de contingencia. • Procesos de lecciones aprendidas no sistematizados.
OPORTUNIDADES (Externas)	AMENAZAS (Externas)
<ul style="list-style-type: none"> • Uso de Ley N.º 21.721 para acelerar inversiones críticas. • Tecnologías emergentes para monitoreo predictivo. • Benchmarking con estándares internacionales (OCDE/Suiza). • Presión positiva para modernizar la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de eventos climáticos extremos. • Ciberseguridad y vulnerabilidad digital. • Déficit histórico de inversión en transmisión. • Creciente dependencia eléctrica de la sociedad.

Elaboración propia.

Comenzando con las fortalezas internas, se puede observar la existencia de un Coordinador Eléctrico Nacional técnico y autónomo, cuyo fin es operar el sistema de suministro eléctrico de forma segura, autónoma, económica y eficiente. A esto se le suma un marco normativo de calidad del servicio actualizado y una política energética que incluye de forma explícita la resiliencia como un eje estratégico a largo plazo. A su vez, se posee capacidades técnicas para el análisis forense de fallas y la elaboración de estudios de planificación, lo que constituye una base para llevar a cabo el diseño de medidas tanto correctivas como preventivas.

Por el lado de las debilidades internas, estas tienen relación con la forma en que se gestiona la seguridad operacional. El análisis FMEA logró identificar como modo de falla más crítico la cultura de seguridad reactiva, relacionada a la nula presencia de procesos

sistemáticos de lecciones aprendidas y cierre de acciones correctivas. A su vez, se observan brechas en la redundancia de los sistemas SCADA y de comunicaciones, lo que se traduce en un NPR elevado para la pérdida de observabilidad del sistema. A lo anterior se le suma la variabilidad en la ejecución de protocolos de contingencia entre empresas y la falta de estandarización plena de los procesos operacionales críticos.

Continuando con las oportunidades externas, se cuenta con la posibilidad de utilizar la ley N.º 21.721 a fin de acelerar inversiones críticas en transmisión y almacenamiento, dándole prioridad a proyectos con contribución en el ámbito de la seguridad del sistema. La disponibilidad de tecnologías emergentes, como modelos neuro-difusos para monitoreo y diagnóstico de fallas, genera una oportunidad para modernizar los mecanismos de protección y supervisión. A su vez, realizar benchmarking con estándares internacionales de países OCDE o el caso suizo genera la información de referentes sobre niveles de desempeño y modelos regulatorios cuyo objetivo es la prevención. La presión social y política que existe después de lo ocurrido el 25F, no necesariamente es algo negativo ya que puede transformarse en un impulso positivo con el fin de modernizar la red de suministro eléctrico y mejorar la calidad de servicio.

Y terminando con las amenazas externas, es inevitable no identificar el aumento de eventos climáticos extremos que aumentan la exposición de líneas y subestaciones mucho más allá de las condiciones de diseño históricas, y los riesgos relacionados a ciberataques y debilidades de los sistemas digitales que soportan la operación diaria del Sistema Eléctrico Nacional. A esto se le suma un déficit histórico de inversión en transmisión y la inevitable demanda eléctrica creciente que exige la sociedad actual, la cual incrementa el impacto económico y social ante cualquier falla de gran envergadura.

De forma conjunta, el FODA expone que el Sistema Eléctrico Nacional cuenta con instituciones, normativas y capacidades técnicas que pueden fomentar una mejora de la confiabilidad, pero lamentablemente estas fortalezas coexisten con debilidades estructurales en la cultura preventiva, en la estandarización de procesos del SEN y en el soporte tecnológico, que se encuentra en un contexto donde las amenazas digitales y climáticas se intensifican.

5.3.3 Lineamientos estratégicos de mejora

A partir de los resultados se plantea la propuesta de lineamientos de mejora con el fin de fortalecer la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, los que buscarán cumplir el tercer objetivo específico de la investigación, integrando la gestión de calidad con la resiliencia operativa del SEN.

Como primer lineamiento, se tiene la consolidación de una cultura preventiva basada en lecciones aprendidas y cierre efectivo de acciones correctivas. Mediante el FMEA se logró la identificación del modo de falla más crítico relacionado a la ausencia de un proceso formal y sistemático de lecciones aprendidas, lo cual genera la existencia sostenida a lo largo del tiempo de la variabilidad, la cual es el enemigo central de la calidad además de aumentar la probabilidad de repetición de evento de gran severidad en el transcurso del tiempo. Como respuesta, se propone institucionalizar un sistema de gestión de lecciones aprendidas, que posea la puesta en marcha obligatoria de instancias de análisis posterior a incidentes relevantes, teniendo responsables establecidos, plazos y mecanismos de seguimiento. Teniendo las CTQ de existencia de procesos formales de lecciones aprendidas, el porcentaje de acciones correctivas cerradas y la reincidencia de fallas similares, generan la opción de monitorear si es que el Sistema Eléctrico Nacional progresa desde una cultura reactiva hacia

una preventiva, donde un evento crítico se traduzca directamente en mejoras estructurales y no solo en respuestas puntuales para el suceso.

Como segundo lineamiento estratégico se tiene el fortalecimiento de la observabilidad y la automatización de la operación en tiempo real, con el fin de mejorar la capacidad de anticipación y contención de eventos severos. La pérdida de visibilidad de sistemas SCADA y telecomunicaciones (las cuales tenían un NPR elevado en el análisis FMEA) se identificó como un gran factor que limitó la capacidad de diagnóstico que retrasó la reposición del suministro eléctrico en el blackout del 25 de febrero del 2025. Frente a esto, se postula generar un aumento en la redundancia de los sistemas SCADA y de comunicaciones, generar una ampliación de la cobertura de los puntos de monitoreo de red y asegurar una mayor disponibilidad de estos sistemas vitales gracias a planes de mantenimiento preventivo y pruebas periódicas. De forma adicional, es importante avanzar de forma gradual en la inclusión de herramientas de diagnóstico avanzado, tales como los modelos neuro-difusos y redes neuronales expuestas en el marco teórico, debido a lo enriquecedor de estas tecnologías en la detección temprana y clasificación de fallas ante eventos complejos. Gracias a las CTQ relacionadas a la disponibilidad de sistemas SCADA, la cobertura de puntos de monitoreo, la tasa de disparos no deseados de protecciones y la periodicidad de pruebas, es posible evaluar el impacto de las medidas propuestas a fin de mitigar la brecha tecnológica en cuestión.

Como tercer lineamiento se apunta a la estandarización, aseguramiento de los procesos operacionales y la gestión de crisis, con el fin de minimizar la variabilidad entre empresas y reforzar el control al momento de realizar maniobras sensibles. Mediante la utilización del diagrama de Ishikawa se evidenció la existencia de ejecución de maniobras no autorizadas, diferencias en la aplicación de protocolos de contingencia y nula existencia de controles

suficientemente robustos que sean capaces de garantizar un cumplimiento homogéneo. El análisis FMEA logró exponer la descoordinación en los protocolos de recuperación y comunicación como un modo de falla de alto nivel crítico. Por lo cual, se postula la necesidad de avanzar en la estandarización de procesos operacionales en base a la actualización y armonización de protocolos entre distintos agentes, la implementación de esquemas de carácter formal para la autorización de maniobras críticas y el fortalecimiento en las auditorías tanto internas como las externas que verifican su correcto funcionamiento. Las CTQ identificadas: porcentaje de maniobras ejecutadas con autorización formal, cumplimiento de los protocolos de contingencia, tiempo de inicio de los protocolos y la eficacia de las comunicaciones ante una crisis, generan la oportuna y objetiva medición de la reducción de brechas entre el diseño de procesos y la ejecución real.

En el cuarto y último lineamiento, se busca reorientar la planificación e inversión hacia la resiliencia y la reducción explícita de las brechas de continuidad del suministro. El diagnóstico de brechas realizado dejó en evidencia que los indicadores SAIDI y SAIFI del Sistema Eléctrico Nacional están muy por encima de los referentes a nivel internacional y que mantiene un déficit acumulado de capacidad de transmisión, dejando impactos no menores sobre la integración de energías renovables y la estabilidad del sistema eléctrico. En coherencia con el análisis PESTEL y las oportunidades visualizadas en el FODA, se propone dar prioridad a inversiones que disminuyan la indisponibilidad de activos críticos, generar un aumento en los márgenes de carga de las líneas troncales y disminuir los tiempos de reparación de elementos claves de la red. En base a lo anterior, instrumentos tales como la ley N.º 21.721, la cual puede ser usada con el fin de generar una aceleración de proyectos fomentando de forma verificable la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, siempre que se vinculen con las CTQ de indisponibilidad anual de activos de transmisión; el

SAIDI relacionado a eventos troncales y la dispersión de indicadores de continuidad entre empresas. De esta forma, la planificación evolucionaria desde una forma de operar respondiendo solamente a criterios de expansión de demanda hacia incluir metas explícitas de resiliencia y calidad del servicio.

Con el fin de sintetizar los resultados obtenidos en las distintas etapas del análisis Ishikawa, FMEA, definición de CTQ, diagnóstico de brechas y análisis estratégico, se elaboraron cuadros integradores por dimensión de estudio. En las **Tablas 5-6-7-8-9** se resumen, para cada eje, los principales hallazgos, las variables críticas de calidad asociadas y los lineamientos estratégicos propuestos, que permiten visualizar de manera conjunta cómo el diagnóstico técnico y organizacional se traduce en propuestas concretas de mejora para la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 5: *Cuadro integrador Infraestructura física de suministro eléctrico.*

Dimensión de análisis	Hallazgos principales (Ishikawa, FMEA y brechas)	CTQ asociadas	Lineamientos estratégicos propuestos
Infraestructura física del sistema de suministro eléctrico	Dependencia crítica de la red troncal de 500 kV y operación con capacidades de transmisión muy exigidas. El Ishikawa y el FMEA muestran que la desconexión prematura de centrales y las restricciones en corredores troncales incrementan la magnitud y duración del apagón. El diagnóstico de brechas confirma niveles de SAIDI y SAIFI muy superiores a los referentes internacionales.	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad anual de activos críticos de transmisión. • SAIDI asociado a eventos troncales. • Tiempos de reparación (MTTR) de elementos troncales. 	Reorientar la planificación e inversión hacia la resiliencia, priorizando obras que reduzcan la indisponibilidad de activos críticos, aumenten los márgenes de carga y acorten los tiempos de reparación de la red troncal.

Elaboración propia a partir de los capítulos 3, 4 y 5.

Tabla 6: Cuadro integrador Gestión integral de procesos operacionales.

Dimensión de análisis	Hallazgos principales (Ishikawa, FMEA y brechas)	CTQ asociadas	Lineamientos estratégicos propuestos
Gestión integral de procesos operacionales	El Ishikawa identifica variabilidad en la ejecución y documentación de protocolos y la existencia de maniobras críticas sin autorización formal. El FMEA asigna un NPR relevante a la maniobra de protección no autorizada como disparador del evento. Se evidencia una brecha de estandarización en comparación con modelos que cuentan con barreras duras contra el error humano.	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de maniobras ejecutadas bajo autorización formal. • Cumplimiento de protocolos de contingencia. • Número de desviaciones de procesos detectadas en auditorías. 	Estandarizar y asegurar los procesos operacionales críticos, armonizando protocolos entre agentes, fortaleciendo los esquemas formales de autorización y reforzando auditorías internas y externas sobre maniobras sensibles.

Elaboración propia a partir de los capítulos 3, 4 y 5.

Tabla 7: Cuadro integrador Capacidad de respuesta organizacional ante procesos operacionales.

Dimensión de análisis	Hallazgos principales (Ishikawa, FMEA y brechas)	CTQ asociadas	Lineamientos estratégicos propuestos
Capacidad de respuesta organizacional ante procesos operacionales	El análisis de causas muestra descoordinación entre el CEN y las empresas transmisoras y distribuidoras, así como debilidades en la comunicación durante la crisis. El FMEA asigna un NPR elevado a la descoordinación en la recuperación y comunicación, que prolonga la duración del apagón.	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de coordinación inicial entre actores clave. • Tiempo de toma de decisión para acciones críticas. • Eficacia de las comunicaciones internas y externas en crisis. 	Fortalecer la gestión de crisis mediante protocolos de coordinación y comunicación estandarizados, simulacros periódicos y capacitación específica para el personal involucrado en la operación y la recuperación del sistema.

Elaboración propia a partir de los capítulos 3, 4 y 5.

Tabla 8: Cuadro integrador Mecanismos de control, protección y supervisión.

Dimensión de análisis	Hallazgos principales (Ishikawa, FMEA y brechas)	CTQ asociadas	Lineamientos estratégicos propuestos
Mecanismos de control, protección y supervisión	El Ishikawa evidencia falencias en la coordinación de esquemas de protección y en la supervisión periódica. El FMEA muestra un NPR muy alto asociado a la pérdida de visibilidad en sistemas SCADA y telecomunicaciones, que limita la capacidad de contener el evento. Las brechas tecnológicas indican menor observabilidad y automatización en comparación con referentes internacionales.	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad de sistemas SCADA y comunicaciones. • Cobertura de puntos de monitoreo en la red. • Tasa de disparos no deseados de protecciones. 	Fortalecer la observabilidad y la automatización de la operación en tiempo real, incrementando la redundancia de SCADA y telecomunicaciones, ampliando los puntos de monitoreo y desplegando herramientas de diagnóstico avanzado para la detección temprana de fallas.

Elaboración propia a partir de los capítulos 3, 4 y 5.

Tabla 9: Cuadro integrador Mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones.

Dimensión de análisis	Hallazgos principales (Ishikawa, FMEA y brechas)	CTQ asociadas	Lineamientos estratégicos propuestos
Mejora continua y cultura preventiva dentro de las organizaciones	El modo de falla con NPR más alto corresponde a la ausencia de un proceso formal de lecciones aprendidas y de cierre efectivo de acciones correctivas, lo que mantiene la variabilidad y favorece la repetición de eventos críticos. El diagnóstico de brechas evidencia un enfoque predominantemente reactivo y alta dispersión en los indicadores de continuidad entre empresas.	<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de un proceso formal de lecciones aprendidas. • Porcentaje y tiempo de cierre de acciones correctivas. • Reincidencia de fallas similares tras incidentes mayores. 	Consolidar una cultura preventiva basada en la gestión sistemática de lecciones aprendidas y en el cierre efectivo de acciones correctivas, utilizando las CTQ asociadas para monitorear la transición desde un enfoque reactivo hacia uno preventivo y de mejora continua.

Elaboración propia a partir de los capítulos 3, 4 y 5.

Como se aprecia en los cuadros integradores, los lineamientos propuestos corresponden a un enfoque integral que articula cultura organizacional, tecnología, procesos operacionales e inversión. El fortalecimiento de una cultura preventiva basada en lecciones aprendidas, la consolidación de la observabilidad y la supervisión en tiempo real, la estandarización de procesos críticos y la gestión de crisis, junto con una planificación e inversión orientadas explícitamente a la resiliencia, permiten reducir de manera sostenida la variabilidad del sistema y avanzar hacia niveles de confiabilidad más cercanos a los referentes internacionales.

6. Conclusiones

El apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025 evidenció que los problemas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) trascienden lo técnico, involucrando también aspectos organizacionales y estratégicos. La memoria desarrollada revela que la confiabilidad del SEN no está alineada con los estándares de calidad nacionales e internacionales, situación atribuible principalmente a deficiencias en la gestión de calidad, la cultura preventiva y la planificación e inversión en infraestructura crítica.

Se utilizó el diagrama de Ishikawa y el análisis FMEA para identificar que el apagón no fue resultado de una única falla puntual, sino de la convergencia de debilidades distribuidas en cinco áreas clave: infraestructura física, gestión integral de procesos, capacidad de respuesta organizacional, mecanismos de control y supervisión, y cultura preventiva. Entre las fallas más críticas destacan la ausencia de procesos formales de lecciones aprendidas, la pérdida de visibilidad en los sistemas SCADA y la descoordinación en los protocolos de recuperación, confirmando que las principales vulnerabilidades del SEN se relacionan con la gestión de la seguridad operativa y la falta de una cultura preventiva capaz de reducir sistemáticamente la variabilidad operativa.

La evaluación de los estándares de calidad y confiabilidad expuso una brecha significativa frente a referentes internacionales. En 2023, Chile registró índices de interrupción (SAIDI y SAIFI) superiores a los recomendados para redes de alta confiabilidad, comparables con países de la OCDE y el caso suizo. El blackout del 25F profundizó esta brecha, debido a que los tiempos de reposición del suministro alcanzaron niveles equivalentes a los límites anuales permitidos en zonas densamente pobladas. A esto se suman debilidades en la observabilidad del sistema, respuestas regulatorias reactivas y un déficit en la capacidad

de transmisión, que afectan la integración de energías renovables y la estabilidad en escenarios críticos.

Asimismo, la identificación de las características críticas para la calidad (CTQ) permitió traducir las causas y modos de falla en indicadores cuantificables, relacionando aspectos cualitativos con métricas como la indisponibilidad de activos críticos, tiempos de respuesta ante contingencias, disparos no deseados de protecciones y la dispersión de indicadores entre empresas. Esto facilita un monitoreo más objetivo y efectivo de la gestión del sistema.

Mediante un análisis estratégico con las herramientas PESTEL y FODA, se formularon lineamientos para fortalecer la resiliencia del SEN. Estos se centran en cuatro ejes principales: consolidar una cultura preventiva basada en lecciones aprendidas y cierre efectivo de acciones correctivas; mejorar la observabilidad y automatización operativa para reducir zonas ciegas; estandarizar y asegurar los procesos operacionales críticos; y reorientar la planificación e inversión hacia proyectos que reduzcan la indisponibilidad y mejoren la continuidad del servicio. Las CTQ definidas servirán para el seguimiento continuo del avance en estas áreas.

En conclusión, aunque el SEN cuenta con instituciones, normativa y capacidades técnicas suficientes para avanzar hacia estándares internacionales de confiabilidad, pero persisten importantes deficiencias en cultura preventiva, estandarización y soporte tecnológico. El apagón del 25F debe entenderse como un punto de inflexión que exige la transición de un modelo reactivo a uno preventivo, donde la calidad del servicio y la resiliencia se incorporen formalmente en la planificación, operación y regulación del sistema. Solo a través de la transformación estructural y cuantificable de las lecciones aprendidas, el SEN podrá mitigar su variabilidad operativa y alcanzar los niveles de confiabilidad que el desarrollo nacional demanda.

7. Referencias

- Asociación de Transmisoras de Chile. (2024, octubre 28). *Estudio de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2024–2040: Un camino hacia la descarbonización y la integración de energías renovables*. *Infraestructura Pública*. Recuperado de <https://www.infraestructurapublica.cl/transmisoras-de-chile-presenta-estudio-de-planificacion-de-la-expansion-de-la-transmision-2024-2040-un-camino-hacia-la-descarbonizacion-y-la-integracion-de-energias-renovables/>
- Banco Mundial. (2019). *Doing Business 2020: Comparación de la regulación empresarial en 190 economías* (17.^a ed.). Banco Mundial. <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/130bd2f3-f4b5-5b77-8680-01e6d6a87222>
- Bertelsmann Stiftung. (2024). *Reliability of electricity supply*. *Sustainable Governance Indicators (SGI)*. https://www.sgi-network.org/2024/Sustainable_Policymaking/Economic_Sustainability/Viable_Critical_Infrastructure/Reliability_of_Electricity_Supply
- Bicalho, F. W. (2021). *Infraestructura resiliente: un imperativo para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). <https://www.cepal.org/es/publicaciones/46646-infraestructura-resiliente-un-imperativo-desarrollo-sostenible-america-latina>
- Cárdenas, L. A., y Arias, L. A. (2019). *Resiliencia y vulnerabilidad de sistemas eléctricos*. Fundación Universidad Autónoma de Colombia. <https://acofipapers.org/index.php/eiei/article/download/1692/1687>
- Comisión Nacional de Energía. (2017). *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*. Comisión Nacional de Energía. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf
- Comisión Nacional de Energía. (2024). *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/05/NTCSDx2024-1.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2023). *Cuenta Pública 2023*. Coordinador Eléctrico

Nacional. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/CUENTA-PUBLICA-CEN-2023-3.pdf>

Coordinador Eléctrico Nacional. (18 de marzo de 2025). *Estudio para análisis de falla EAF 089/2025: Blackout del 25 de febrero de 2025.*

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/EAF-089-2025.pdf>

Contreras, M. (2025, 25 de febrero). *Por masivo corte de luz, el servicio de Metro de Santiago se encuentra suspendido.*

<https://www.latercera.com/nacional/noticia/por-masivo-corte-de-luz-el-servicio-de-metro-de-santiago-se-encuentra-suspendido/B3AQFQCOA5AQNL2ILK4PB4TMXU>

Empresas Eléctricas A.G. (sin fecha). *Calidad de Servicio*. Recuperado de

<https://www.electricas.cl/temas-estrategicos/seccion-calidad-de-servicio/calidad-de-servicio/>

Erazo-Velasco, I. E., Bautista-Sánchez, J. V., y Rodríguez-Jijón, R. I. (2022). *Detección y clasificación de fallas eléctricas en un sistema eléctrico de potencia usando la transformada Wavelet y redes neuronales*. Sapienza International Journal of Interdisciplinary Studies, 3(7), 228–244.

<https://journals.sapienzaeditorial.com/index.php/SIJIS/article/view/537/370>

Federal Council (Switzerland). (2024, June 9). Federal Act on a Secure Electricity Supply from Renewable Energy Sources [Explainer page].

<https://www.admin.ch/gov/en/start/documentation/votes/20240609/federal-act-on-a-secure-electricity-supply-from-renewable-energy-sources.html>

Hallegatte, S., Rentschler, J. E., Rozenberg, J. (2019). *Lifelines: The resilient infrastructure opportunity*. Banco Mundial.

<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/596481561015364731/lifelines-the-resilient-infrastructure-opportunity>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). *IEEE Std 1366-2012: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, 1-43.

<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209381>

International Energy Agency (IEA)(2023). Energy policy review: Switzerland 2023.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6451900-e6ef-45a8-922d-117520e09a82/Switzerland2023.pdf>

- International Energy Agency (IEA). (2023). Switzerland 2023: Energy policy review. OECD/IEA. <https://www.iea.org/reports/switzerland-2023>
- International Energy Agency (IEA) (2023), World Energy Investment 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>
- Keisler, J. M., Wells, E. M., & Linkov, I. (2024). *A Multicriteria Decision Analytic Approach to Systems Resilience*. *International Journal of Disaster Risk Science*, 15, 657–672. <https://doi.org/10.1007/s13753-024-00587-1>
- Koenig, G. (2025, 4 de marzo). *SERNAC recibió más de 8.200 reclamos tras el apagón nacional*. <https://www.emol.com/noticias/Nacional/2025/03/04/1159254/luz-sernac-apagon.html>
- Levy, A., y Carrasco, J. J. (2020). *Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Calidad-y-confiabilidad-de-los-servicios-electricos-en-America-Latina.pdf>
- Ley Federal sobre el Abastecimiento Seguro de Electricidad con Energías Renovables. Amtliche Sammlung des Bundesrechts, 29 de septiembre de 2023. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/679/de>
- Ley N.º 21721. *Diario Oficial de la República de Chile*. Santiago de Chile, 27 de diciembre de 2024.
- Ministerio de Energía. (2022). *Política Energética Nacional 2050 (Actualización 2022)*. Gobierno de Chile. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf
- Moreno, R., Pereira, E., Ramírez, M., Covarrubias, G., & Olivares, M. (2024). *Estudio de la planificación de la expansión de la transmisión, considerando detalles y necesidades de corto plazo para el periodo 2024–2040: Informe final*. Asociación de Transmisoras de Chile A.G. <https://www.infraestructurapublica.cl/wp-content/uploads/2024/10/ESTUDIO.pdf>
- Panteli, M., & Mancarella, P. (2017). *The grid: Stronger, bigger, smarter? Presenting a conceptual framework of power system resilience*. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(3), 58–66. <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397334>

- Pérez, R., Vásquez, C., y Vilorio, A. (2019). *Métodos de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con presencia de generación distribuida*. <https://books.scielo.org/id/hcnhr/pdf/inga-9789978104910-04.pdf>
- Publimetro. (2025a, 26 de febrero). *Minsal aclara que no hubo personas electrodependientes muertas producto del apagón*. <https://www.publimetro.cl/noticias/2025/02/26/minsal-aclara-que-no-hubo-personas-electrodependientes-muertas-producto-del-apagon>
- Publimetro. (2025b, 26 de febrero). *Delincuentes se aprovecharon del apagón: reportan robo a sucursal de banco en Cerrillos*. <https://www.publimetro.cl/noticias/2025/02/26/delincuentes-se-aprovecharon-del-apagon-masivo-reportan-robo-a-sucursal-de-banco-en-cerrillos>
- Radio Comunicativa. (2025, 26 de febrero). *Robos de cables durante el apagón nacional generan preocupación en la Región de Coquimbo*. <https://radiocomunicativa.cl/2025/02/robos-de-cables-durante-el-apagon-nacional-generan-preocupacion-en-la-region-de-coquimbo>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2024). *Informe SEC – Diciembre 2024*. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2025/02/Informe-SEC-Diciembre-2024.pdf>
- Swiss Federal Electricity Commission (ElCom). (2025). Report on the activities of ElCom 2024. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/en/home/documentation/reports-and-studies/taetigkeitsberichte.html>
- Swiss Federal Office of Energy (BFE). (2023). Federal Act on a Secure Electricity Supply from Renewable Energy Sources. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/supply/electricity-supply/federal-act-renewable-electricity-supply.html/>
- SWI swissinfo.ch. (2025). Swiss households faced 21 minutes of power outages in 2024. <https://www.swissinfo.ch/eng/various/swiss-households-faced-21-minutes-of-power-outages-in-2024/89734995>
- World Economic Forum. (2024). *Global Energy Transition Index 2024*. <https://www.weforum.org/reports/fostering-effective-energy-transition-2024>

Zamorano, C. (2019). *PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS FRENTE A TERREMOTOS: BENEFICIOS DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA RESILIENCIA DEL SISTEMA*. (Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico). Universidad de Chile.
[https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/170748/Planificaci%
c3%b3n-de-sistemas-el%
c3%a9ctricos-frente-a-terremotos.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/170748/Planificaci%c3%b3n-de-sistemas-el%c3%a9ctricos-frente-a-terremotos.pdf?sequence=1&isAllowed=y)