

Santiago, 12 de febrero de 2026
EEAG-DER-006-2026

Señor
Mauricio Funes Huerta
Secretario Ejecutivo (s)
Comisión Nacional de Energía
Presente

REF.: Antecedentes técnicos para la revisión de la
Norma Técnica de Calidad de Servicio en
Distribución en materia de eventos de alto
impacto

De nuestra consideración:

En el marco de la Agenda Regulatoria definida por la Comisión Nacional de Energía, con fecha 09 de enero, aprobó la Resolución Exenta N°5 mediante la cual se dio inicio al proceso de revisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. Si bien el alcance de esta revisión considera prioritariamente materias vinculadas a la atención comercial, la propia resolución indica que *“Sin perjuicio de las materias antes señaladas, en el desarrollo de las sesiones del Comité Consultivo se podrán someter a discusión otras materias que puedan ser relevantes para sus integrantes, quienes las evaluarán en su mérito, a fin de disponer de una regulación adecuada y en consistencia tanto con el objetivo del procedimiento normativo que por este acto se inicia como con el buen devenir de la actividad de distribución eléctrica en general.”*

En este contexto, desde la Asociación de Empresas Eléctricas, estimamos que uno de los ámbitos que deberían ser considerados en el marco de esta revisión se encuentra el perfeccionamiento del tratamiento de regulatorio de aquellos eventos de baja frecuencia, pero con un alto impacto en las redes de distribución. Esto implica revisar la normativa vigente, así como los indicadores, estándares y procedimientos aplicables, con el objeto de asegurar una respuesta regulatoria proporcional y técnicamente adecuada.

En consideración a lo anterior, como Asociación hemos elaborado un estudio sobre *“Tratamiento Normativo de Eventos Extremos Poco Usuales y de Alto Impacto”*, el cual ponemos a disposición de esta Comisión. Este documento incluye una comparativa de experiencias internacionales y análisis de marco chileno regulatorio vigente, cuyos antecedentes podrían contribuir como insumo técnico para las sesiones del Comité Consultivo y apoyar el proceso de revisión de la Norma.

Esperamos que este documento resulte utilidad para el desarrollo del proceso y quedamos a disposición de proporcionar cualquier antecedente adicional que se estime pertinente.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Juan Meriches Riveros
Director Ejecutivo
Empresas Eléctricas A.G.

TRATAMIENTO NORMATIVO DE
EVENTOS EXTREMOS POCO USUALES Y DE ALTO IMPACTO
FEBRERO DE 2026



TABLA DE CONTENIDOS

1.	Antecedentes.....	3
2.	Marco normativo chileno en materia de continuidad de suministro eléctrico	4
2.1.	Normativa aplicable al servicio eléctrico para la continuidad del suministro	4
2.2.	Fuerza mayor en el derecho chileno y su aplicación al sector eléctrico	9
3.	Calidad de servicio, correlato tarifario y eventos extraordinarios	13
3.1.	El estándar tarifario como "techo regulatorio"	13
3.2.	La empresa eficiente como determinante del estándar de debido cuidado....	14
3.3.	Riesgo de desalineación: exigencia de estándares superiores a los tarifarios .	15
3.4.	Fiscalización y sanción	15
3.5.	El problema de coordinación administrativa entre CNE y SEC.....	16
3.6.	La función equilibradora del caso fortuito en sectores sujetos a tarificación....	17
3.7.	Acreditación de fuerza mayor y probatorio para estados de operación	17
4.	Modelo retributivo y calidad de suministro	19
5.	Benchmarking.....	20
5.1.	Brasil.....	21
5.1.1.	Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad	21
5.1.2.	Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales	23
5.1.3.	Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro.	26
5.1.4.	Lecciones y elementos destacables	29
5.2.	Colombia	31
5.2.1.	Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad	31
5.2.2.	Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales	32
5.2.3.	Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro.	33
5.2.4.	Lecciones y elementos destacables	35
5.3.	Reino Unido.....	36
5.3.1.	Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad	37
5.3.2.	Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales	38
5.3.3.	Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro.	39
5.3.4.	Lecciones y elementos destacables	40
5.4.	Italia	41
5.4.1.	Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad	42
5.4.2.	Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales	44
5.4.3.	Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro.	45
5.4.4.	Lecciones y elementos destacables	47
5.5.	España.....	49
5.5.1.	Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad	50



5.5.2.	Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales	51
5.5.3.	Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro.	52
5.5.4.	Lecciones y elementos destacables	53
6.	Comparación entre Chile y experiencias internacionales	54
6.1.	Cuadro síntesis	54
6.2.	Diferencias normativas relevantes.....	56
6.2.1.	Objetivación del evento excepcional	57
6.2.2.	Grado de procedimentalización de la calificación.....	57
6.2.3.	Separación del riesgo ordinario del extraordinario.....	57
6.3.	Mecanismos objetivos utilizados en otros países	58
6.3.1.	Declaración formal de emergencia/calamidad como gatillo regulatorio..	58
6.3.2.	Umbral es cuantitativos/estadísticos para identificar excepcionalidad.....	58
6.3.3.	Tipificación reglada de causales y exclusión de “lo habitual”	58
6.3.4.	Procedimiento probatorio para excluir consecuencias económicas	58
6.4.	Rol de indicadores estadísticos y umbral es.....	59
6.5.	Prácticas recomendadas para clasificación de eventos extremos	59
7.	Propuestas de mejora para el marco normativo chileno	60
7.1.	Reformulación del Estado Anormal Agravado hacia una activación objetiva...	61
7.2.	Acreditación de destrucción de red compatible con el estado de operación .	62
7.3.	Declaración provisional del Estado Anormal Agravado	63
7.4.	Auditoría ex-post con consecuencias proporcionales	64
7.5.	Fortalecer institucionalidad.....	65
7.6.	Financiamiento del costo de eventos extremos.....	66
7.7.	Calificación de fuerza mayor: coherencia tarifaria y estándar probatorio	67
7.8.	Priorización de lecciones internacionales para el contexto chileno	67
7.9.	Revisión periódica de parámetros técnicos y umbral es operativos	68
8.	Materialización normativa de las propuestas en la NTD.....	68
9.	Conclusiones	74
9.1.	Diagnóstico: el problema no es la falta de herramientas, sino su operatividad	74
9.2.	Lecciones del benchmarking	75
9.3.	Síntesis de la propuesta: cuatro ejes normativos.....	75



TRATAMIENTO NORMATIVO DE EVENTOS EXTREMOS POCO USUALES Y DE ALTO IMPACTO

FEBRERO DE 2026

El presente informe tiene por objeto analizar el tratamiento regulatorio de los eventos climáticos inusuales y de alto impacto en el sector eléctrico chileno, a la luz de los términos de referencia proporcionados, y proponer mejoras normativas que otorguen mayor certeza jurídica y operativa. En Chile, al igual que a nivel mundial, se observa un aumento en la frecuencia y severidad de fenómenos meteorológicos extremos – temporales con vientos intensos, lluvias torrenciales, olas de calor, nevazones inusitadas, etc.– los cuales desafían la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Este contexto exige que el marco regulatorio eléctrico evolucione para reconocer objetivamente dichas situaciones excepcionales, brindando criterios claros y predictivos que delimiten cuándo un hecho constituye caso fortuito o fuerza mayor a efectos regulatorios.

La motivación central es reforzar la certeza regulatoria, de modo que empresas, reguladores y usuarios sepan ex-ante cómo se clasificará un evento extremo y cuáles serán sus consecuencias a nivel de cumplimiento normativo, evitando ambigüedades en la interpretación. Para ello, resulta necesario integrar el análisis técnico-operativo con el jurídico, pues la definición y aplicación de los conceptos de fuerza mayor y de los estados operacionales de emergencia, determinan responsabilidades, exenciones y obligaciones legales en el sector.

A continuación, se describe el marco normativo chileno vigente en la materia, incluyendo la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Sistemas de Distribución (NTD) -cuya última modificación fue aprobada mediante Resolución Exenta N° 210-2024 de la Comisión Nacional de Energía (CNE)-, identificando sus debilidades y vacíos relevantes. Posteriormente, se presenta un benchmarking internacional que examina los criterios utilizados en Brasil, Colombia, Reino Unido, Italia y España para eventos excepcionales. Sobre esa base, se contrasta la situación chilena con prácticas comparadas, destacando convergencias, divergencias y lecciones aplicables. Finalmente, se proponen modificaciones regulatorias concretas para Chile, con redacción sugerida de artículos en la NTD, que establezca criterios objetivos y verificables para la declaración de estados operacionales excepcionales y su acreditación, reduciendo espacios de discrecionalidad en su calificación.

1. Antecedentes

El sector eléctrico enfrenta el desafío creciente de asegurar la continuidad y calidad del suministro ante fenómenos climáticos cada vez más extremos. Sequías prolongadas, temporales con fuertes vientos, agua e incluso nieve, olas de calor y otros eventos climáticos inusuales de alto impacto ocurren cada vez con mayor frecuencia, poniendo a prueba los sistemas eléctricos y provocando, en ocasiones, interrupciones masivas y prolongadas del servicio. Chile ha experimentado recientemente sucesos de este tipo, como el temporal de nieve de julio de 2017 o el temporal de vientos y lluvias de 2024. Estos eventos han evidenciado la necesidad de contar con criterios objetivos en la regulación que permitan reconocer estas

situaciones excepcionales y determinar si resulta razonable exigir a las empresas eléctricas niveles de continuidad y respuesta equivalentes a los requeridos en condiciones normales, incluso frente a circunstancias extraordinarias de tal gravedad.

En varias jurisdicciones, la regulación eléctrica ha incorporado metodologías estadísticas para determinar umbrales de anormalidad sobre la base de la ocurrencia histórica de interrupciones, definiendo qué constituye un evento “fuera de lo normal” desde el punto de vista operativo y regulatorio. Estos criterios buscan delimitar cuándo un operador del sistema puede invocar caso fortuito, fuerza mayor u otros mecanismos de excepción para justificar impactos en los indicadores de calidad de servicio y, al mismo tiempo, promover la planificación de medidas de mitigación.

En Chile, un hito importante en la materia fue la dictación de la NTD, que por primera vez distinguió distintos estados de operación de la red para caracterizar la severidad de las interrupciones del suministro eléctrico (Normal, Anormal y Anormal Agravado), diferenciando en base a ello las exigencias de calidad de suministro.

Estos conceptos introducidos en la normativa chilena buscan delimitar escenarios excepcionales dentro de la operación de la red, transparentando que las exigencias de calidad no pueden ser idénticas durante eventos excepcionales que sobrepasan el diseño de la empresa modelada. Sin embargo, la experiencia de los últimos eventos meteorológicos extremos ha evidenciado limitaciones en la aplicación de la metodología establecida en la NTD para declarar Estados Anormales y Anormales Agravados. Lo anterior se debe a la existencia de algunos espacios de discrecionalidad, en particular en el caso del Estado Anormal Agravado, que han producido diferencias notorias entre la posición de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la de las empresas.

Por lo anterior, resulta esencial avanzar en una mayor precisión normativa y probatoria que permita dotar de mayor certeza jurídico-regulatoria y menor incertidumbre la declaración de los distintos estados de operación, reduciendo la conflictividad derivada de interpretaciones divergentes y permitiendo, a su vez, lograr algún nivel de coherencia, como se verá, entre los criterios de diseño para efectos tarifarios y las exigencias efectivas de respuesta por parte de la autoridad.

2. Marco normativo chileno en materia de continuidad de suministro eléctrico

La continuidad del suministro eléctrico como obligación esencial se consagra en la normativa chilena en diversos niveles. A continuación se examinan las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas más relevantes en esta materia, para luego abordar la noción de fuerza mayor en nuestro ordenamiento jurídico y su aplicación específica al sector eléctrico.

2.1. Normativa aplicable al servicio eléctrico para la continuidad del suministro

En el plano constitucional, la Carta Fundamental chilena establece bases para la participación del Estado en la provisión de servicios públicos. Si bien la Constitución Política de 1980 no menciona explícitamente la electricidad, reconoce la facultad estatal de otorgar concesiones y regular servicios esenciales. Reformas recientes han enfatizado este carácter, identificando a la energía eléctrica como infraestructura crítica y servicio de utilidad pública. Este marco



constitucional obliga a que la regulación sectorial eléctrica incorpore el principio de continuidad como un deber estructural del servicio, en atención a que el suministro eléctrico constituye un insumo indispensable para el ejercicio de derechos fundamentales, el funcionamiento de los servicios públicos y la operación normal de la economía.

A nivel legal, el núcleo normativo lo constituye la LGSE, regulando la generación, transmisión y distribución de energía, el régimen de concesiones, los procesos de fijación tarifaria y las obligaciones de seguridad y continuidad del suministro por parte de las empresas eléctricas. Dicha ley impone a los concesionarios eléctricos el deber de prestar un servicio público continuo y seguro, salvo en las circunstancias excepcionales que la misma LGSE y sus reglamentos reconocen (por ejemplo, caso fortuito o fuerza mayor). En otras palabras, la LGSE exige que las empresas distribuidoras adopten todas las medidas razonables para evitar interrupciones, admitiendo como excepciones solamente aquellas causadas por hechos fuera de su control o autorizados por la normativa.

Por su parte, la Ley N° 18.410 (Ley de SEC) faculta a este organismo para supervigilar el cumplimiento de las normas eléctricas, dictar instrucciones e interpretar administrativamente la normativa cuyo cumplimiento debe fiscalizar. En particular, el artículo 3° de la Ley de SEC le otorga a dicho organismo la atribución para interpretar dichas disposiciones, pero sin alterar su contenido ni exceder el marco legal -límite reafirmado por la jurisprudencia nacional-. Asimismo, esta ley fija el régimen sancionatorio aplicable a las infracciones, incluyendo multas por cortes de suministro no justificados. En síntesis, la Ley de SEC delimita el actuar de este organismo al perseguir y sancionar eventuales incumplimientos.

A nivel reglamentario, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería, el Reglamento), desarrolla técnicamente las obligaciones impuestas por la LGSE a las empresas eléctricas. Entre sus disposiciones, se establecen requerimientos sobre calidad y continuidad del servicio público eléctrico, precisando que los concesionarios de distribución deben mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas de seguridad y efectuar las acciones preventivas necesarias para evitar interrupciones del suministro, salvo caso fortuito o fuerza mayor¹. Es decir, el Reglamento confirma que solo factores extraordinarios fuera del control de la empresa (o suspensiones programadas autorizadas) excusan el incumplimiento del deber de continuidad.

Ahora bien, un componente clave del marco técnico es la NTD, la cual introdujo formalmente indicadores y estándares de continuidad del suministro eléctrico en los sistemas de distribución. Lo más novedoso de esta norma fue que reconoce tres estados operativos distintos para el sistema de distribución, diferenciando las obligaciones de calidad de suministro para cada uno de ellos. Anteriormente, la regulación no distinguía entre situaciones normales y situaciones extraordinarias en cuanto a los estándares de continuidad exigidos, lo que

¹ Título VI del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos

resultaba en una asimetría regulatoria. La NTD estableció definiciones claras para cada estado:

- a) Estado Normal: "Estado del Sistema de Distribución en que se disponen de los recursos necesarios y suficientes para prestar el servicio de distribución eléctrica de acuerdo a las exigencias de calidad establecidas en la presente Norma Técnica y en la normativa vigente."
- b) Estado Anormal: "Estado del Sistema de Distribución que se alcanza luego de una o más Interrupciones de Suministro que afectan a la Red de Distribución en Estado Normal y en donde se requieren recursos adicionales con el objeto de restablecer dicho estado."

Así, en conformidad con lo definido en la propia NTD, un par comuna-empresa se encuentra en Estado Anormal cuando se cumple alguna de las siguientes situaciones:

- i) El número de clientes afectados por una interrupción de suministro y el número de interrupciones de suministro en redes de media tensión que se produzcan dentro de una hora superen los umbrales que se definen.
- ii) El número de clientes del par comuna-empresa y de la provincia a la que pertenezca dicho par afectados por una interrupción de suministro que se produzca dentro de una hora superen los umbrales que se definen.

En Estado Anormal, las distribuidoras deben adoptar las medidas establecidas en sus Planes de Contingencia y todas las que sean necesarias para reponer el suministro en los tiempos máximos que se definen en la NTD. Una vez cumplidos dichos tiempos máximos, se entiende que el sistema de distribución se encuentra en Estado Normal.

Por otro lado, las interrupciones de suministro ocurridos en estos Estados Anormales no son consideradas para la determinación de los indicadores de continuidad (TIC, FIC, SAIDI y SAIFI), respecto de los cuales se definen estándares.

- c) Estado Anormal Agravado: "Estado del Sistema de Distribución en donde parte o la totalidad de sus instalaciones se encuentran destruidas y no se disponen de los recursos necesarios y suficientes para restablecer el Estado Normal."

En relación con lo anterior, la calificación de Estado Anormal Agravado debe ser realizada por SEC, pudiendo, para dichos efectos, considerar la declaración de Estados de Excepción Constitucional. SEC debe efectuar esta calificación en la medida que se presenten, copulativamente, las siguientes condiciones:

- Que el evento hubiese provocado la destrucción de las instalaciones del sistema de distribución del par comuna-empresa pese al cumplimiento

fuerza mayor: se trata de planos distintos que pueden converger o divergir según el caso.

Esta tensión tuvo una manifestación temprana, y particularmente ilustrativa en 2015, cuando SEC emitió el Oficio N° 7547-2015, mediante el cual propuso un criterio considerablemente más restrictivo para reconocer fuerza mayor en cortes de suministro. En lo medular, el Oficio N° 7547-2015 buscaba acotar las hipótesis aceptables de caso fortuito, llegando a sostener que ciertos eventos meteorológicos relativamente previsibles -por ejemplo, temporales anunciados con días de anticipación- no debían considerarse fuerza mayor. La propuesta generó una controversia intensa, no sólo por su impacto práctico, sino por un problema de juridicidad: mediante un oficio interpretativo, SEC no podía, en los hechos, reducir el alcance de una eximente contemplada en la LGSE y el Reglamento sin seguir el procedimiento normativo correspondiente. El Oficio N° 7547-2015 fue impugnado y su aplicación quedó, en los hechos, suspendida, dejando como lección que los cambios sustantivos de estándar -y, en particular, los que inciden en la frontera entre riesgo ordinario y extraordinario- deben canalizarse mediante modificaciones formales de la normativa, con participación de CNE y del Ministerio de Energía, y no por vías unilaterales de la autoridad fiscalizadora. Esta experiencia, además, anticipa el núcleo del problema que se abordará a continuación: el estándar probatorio y la calibración práctica de la fuerza mayor en un servicio público tarifado.

Sin perjuicio de lo anteriormente señalado, y aun cuando la incorporación de estados operativos mejora la objetividad del estándar aplicable, en la práctica existe una dificultad relevante en la aplicación del Estado Anormal Agravado. En efecto, su activación no descansa únicamente en la constatación de daño y en la superación de umbrales de indicadores, sino que incorpora un componente asociado al cumplimiento de exigencias normativas cuya acreditación puede ser especialmente compleja en emergencias masivas. Como resultado, el reconocimiento del Estado Anormal Agravado y sus efectos tiende a resolverse con posterioridad al evento, elevando la incertidumbre regulatoria y aumentando la probabilidad de controversias sobre calificación y evidencia. A ello se suma que los estándares operativos y probatorios tienden a aplicarse a emergencias masivas que afectan simultáneamente varias comunas, donde la reposición se debe priorizar debido al despliegue de recursos limitados, por lo que la evidencia se consolida progresivamente mientras se restablece el servicio.

Adicionalmente, en la aplicación práctica del Estado Anormal Agravado se observa una dificultad de medición asociada a los “criterios estadísticos” del artículo 1-9 de la NTD, ya que, por ejemplo, la indisponibilidad de un tramo acotado de un alimentador puede inutilizar operativamente una porción mayor de éste, aun cuando dicha porción no se encuentre “material y directamente afectada”. Si la determinación del indicador de indisponibilidad considera únicamente la longitud o capacidad “material y directamente afectada”, sin reconocer la indisponibilidad estructural provocada por dicha parte del alimentador, el indicador puede subestimarse y el Estado Anormal Agravado perder operatividad precisamente en escenarios para los que fue diseñado.



Un caso reciente ilustra estas dificultades. En el contexto de los temporales de agosto de 2024, ENEL DISTRIBUCIÓN solicitó a SEC la declaración de Estado Anormal Agravado para diversos pares comuna-empresa, solicitud que fue desestimada por SEC, quién asimiló el concepto de “destrucción” a una destrucción física o material, pese a que el artículo 1-9 de la NTD opera sobre criterios estadísticos de indisponibilidad (transformadores y longitud de líneas indisponibles). Este caso muestra cómo la controversia no se limita a la ocurrencia del fenómeno, sino que se desplaza a la medición y calificación del daño relevante (destrucción/indisponibilidad).

En síntesis, el marco normativo chileno combina: i) obligaciones legales de continuidad del servicio eléctrico sujetas a excepciones dadas por fuerza mayor o caso fortuito; ii) facultades fiscalizadoras robustas a cargo de SEC, con un régimen sancionatorio detallado; iii) estándares técnicos definidos a través de normas técnicas de calidad que buscan reflejar en la regulación los distintos escenarios operativos (desde condiciones normales hasta emergencias severas) y; iv) un conjunto de consecuencias económicas ex-post -como compensaciones a usuarios y sanciones- que inciden sobre la actividad, pero que en el caso chileno no constituyen, por sí solas, un mecanismo sistemático de alineación entre el estándar de calidad exigido y el nivel de inversiones reconocido en tarifa, lo que abre precisamente el problema de desalineación que se analiza en las secciones siguientes. Adicionalmente, la aplicación práctica del Estado Anormal Agravado puede tensionarse por exigencias de acreditación difíciles de satisfacer durante eventos masivos, desplazando su reconocimiento a una etapa posterior y reduciendo la operatividad de una herramienta diseñada para modular el estándar en la emergencia.

2.2. Fuerza mayor en el derecho chileno y su aplicación al sector eléctrico

Como se desprende de la síntesis precedente del marco normativo, el deber de continuidad en distribución se estructura como una obligación legal y técnica, pero reconoce excepciones -entre ellas, la fuerza mayor- y se proyecta sobre un entramado de consecuencias económicas ex-post (compensaciones, sanciones y otros efectos), cuya operación no asegura -y en ocasiones tensiona- la coherencia entre las exigencias regulatorias de continuidad y el nivel de inversiones reconocido en tarifa.

En ese contexto, esta sección no se limita a exponer la definición civil de fuerza mayor. Su propósito es precisar su operatividad en la distribución eléctrica -actividad concesionada y sujeta a tarificación- de manera consistente con la estructura del régimen: continuidad y calidad exigibles, estándar de diligencia técnica y organizacional presupuesta por la normativa, y nivel de inversiones y costos reconocidos ex-ante en tarifa.

Hasta ahora, la autoridad fiscalizadora ha tratado la fuerza mayor como una cuestión puramente civilista, evaluándola con un estándar probatorio rígido y, en la práctica, desconectado del marco técnico-económico que define qué riesgos son ordinarios (internalizados en el diseño tarifario) y cuáles exceden razonablemente lo exigible a una empresa eficiente. Este enfoque resulta particularmente problemático porque habilita, por la vía de la imputación ex-post y la sanción, una elevación fáctica del estándar de cumplimiento sin el ajuste



normativo y tarifario correspondiente, tensionando la coherencia interna del sistema, aumentando la litigiosidad y debilitando la previsibilidad regulatoria. En un sector regulado, por tanto, la fuerza mayor no opera sólo como eximente individual, sino también como mecanismo de asignación institucional de riesgos y de preservación del equilibrio del régimen de servicio público.

En efecto, desde la perspectiva del derecho común, la fuerza mayor o caso fortuito opera como causal de exoneración de responsabilidad por incumplimiento de obligaciones. El Código Civil, en su artículo 45º, define la fuerza mayor como “el imprevisto al que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, etc.”. En distribución eléctrica, esta definición constituye un punto de partida conceptual: su aplicación debe leerse a la luz del estándar institucional de diligencia que el propio régimen configura (normativa técnica, obligaciones concesionales y diseño tarifario) para el modelamiento de la empresa para efectos tarifarios, evitando tratar la fuerza mayor como una cuestión puramente abstracta o desligada de la frontera entre riesgo ordinario y extraordinario.

La doctrina y la jurisprudencia nacionales suelen exigir copulativamente tres elementos para configurar caso fortuito o fuerza mayor: i) inimputabilidad o ajenidad del hecho respecto del deudor (extrañeidad); ii) imprevisibilidad, apreciada según un criterio objetivo y relativo; y iii) irresistibilidad, esto es, imposibilidad de evitar el resultado aun empleando la diligencia debida. Sin embargo, en distribución eléctrica, estos elementos deben interpretarse a la luz del estándar de diligencia propio de un servicio público tarifado: la inimputabilidad se vincula con la ausencia de déficits de diseño, mantenimiento y preparación exigibles; la irresistibilidad, con la imposibilidad material de evitar o mitigar el daño aun desplegando los recursos y protocolos razonablemente exigibles; y la imprevisibilidad no se agota en la existencia de pronósticos o alertas, sino que se relaciona con si el evento excede el rango de contingencias cuya gestión se encuentra internalizada en el estándar técnico-económico reconocido en tarifa y en la normativa aplicable.

Así, en términos simples, para exonerar de responsabilidad a un deudor por incumplimiento, el evento causante debe ser externo a su control, no haber podido ser previsto en condiciones normales y no haber podido ser evitado con los medios humanos y técnicos disponibles².

La Corte Suprema ha reiterado la doctrina tradicional civilista del caso fortuito o fuerza mayor, precisando además que la evaluación de la imprevisibilidad debe hacerse caso a caso y ex-post, atendiendo a las circunstancias concretas de cada evento. En la práctica, esta aproximación se ha traducido en un entendimiento marcadamente formalista de la eximente, en el sentido de reconducir la controversia a categorías de derecho común (imprevisibilidad/irresistibilidad) y a la suficiencia de la prueba rendida por la empresa. Ello es institucionalmente explicable: las particularidades de qué es y qué no es exigible a una empresa sometida a regulación técnica y tarificación -en particular, el vínculo entre el estándar de empresa eficiente, el riesgo ordinario y el diseño tarifario- no

² Al respecto, véase Abeliuk R. Las Obligaciones.

siempre se encuentran a la vista en sede judicial, donde predomina el uso de categorías generales de responsabilidad; a lo anterior se suma, además, un cierto grado de deferencia hacia los órganos especializados, especialmente respecto de la calificación administrativa de SEC.

Así, por ejemplo, el máximo tribunal ha sostenido que un temporal anunciado con anticipación por la autoridad meteorológica no califica como suceso imprevisible y, por ende, no constituye caso fortuito liberatorio de responsabilidad para una empresa distribuidora. De igual manera, ha señalado que no puede considerarse fuerza mayor un hecho cuyo origen está en la negligencia o falta de preparación de la empresa concesionaria, descartando la eximente cuando el daño pudo prevenirse adoptando medidas de resguardo razonables³.

Estas líneas jurisprudenciales han moldeado la aplicación del concepto en el sector eléctrico, imponiendo un estándar estricto de diligencia, quedando únicamente fuera de la responsabilidad aquellos cortes de suministro verdaderamente causados por agentes externos inevitables y no aquellos debidos a falencias previsibles o controlables por la empresa. Sin embargo, y como se verá, el problema no está en esa estructura -coherente en el derecho común- sino en la calibración de qué debe entenderse por “previsible” y “resistible” en la distribución de electricidad, a la luz de un régimen regulado y tarifado sobre la base de una empresa modelo: un evento climático extremo anunciado con pocos días de anticipación no se vuelve “predecible” ni “resistible” solo por el aviso, si las medidas necesarias para evitar o mitigar sus efectos no forman parte de las inversiones, capacidades y holguras que el sistema tarifario reconoce como diligencia exigible.

En el ámbito del derecho eléctrico y en general de los servicios sujetos a tarificación, la fuerza mayor opera como una pieza estructural del régimen de continuidad: no sólo como eximente de responsabilidad en abstracto, sino como un mecanismo que delimita la frontera entre el riesgo ordinario exigible al concesionario y el riesgo extraordinario que el sistema reconoce como no imputable. En esta materia, el propio ordenamiento sectorial fija un límite decisivo que confirma la relevancia jurídico-regulatoria del componente tarifario: conforme al inciso segundo del artículo 225° del Reglamento, *“todas aquellas circunstancias de operación que fueron previstas para el cálculo de los precios, no podrán ser aducidas como condiciones de fuerza mayor o caso fortuito que justifiquen un incumplimiento de la calidad del suministro”*. Esta regla impide calificar como fuerza mayor aquello que el diseño regulatorio ya consideró gestionable -y, por ende, internalizado en la tarificación-, y refuerza que la

³ En materia sancionatoria eléctrica, la Corte Suprema ha tendido a aplicar con rigor los requisitos clásicos del caso fortuito/fuerza mayor, valorando especialmente la existencia de antecedentes ex-ante y la suficiencia de la preparación empresarial: así, en el Rol N° 2.947-2022 (26 de septiembre de 2022) razonó que instrucciones preventivas de SEC podían constituir un “aviso circunstanciado” del hecho luego alegado como imprevisible, debilitando la eximente. En la misma línea, se citan los Roles N° 15.035-2018 y 15.036-2018 (CONAFE c/ SEC) como precedentes en que se confirmaron sanciones por interrupciones, descartando que el “mal tiempo” baste por sí solo para configurar fuerza mayor. Asimismo, en controversias asociadas a indicadores de continuidad, la Corte ha confirmado sanciones administrativas, manteniendo un control de legalidad que, en general, respalda la calificación sectorial de la autoridad fiscalizadora.

discusión sobre fuerza mayor no puede analizarse al margen del estándar técnico-económico que estructura el régimen de cumplimiento.

Sobre esa base, la LGSE y su Reglamento recogen expresamente la fuerza mayor como causal relevante para modular las consecuencias del incumplimiento del deber de continuidad, tanto en el plano sancionatorio como en el tratamiento regulatorio de interrupciones. Pero, sobre todo, la regla del artículo 225°, segundo inciso, permite extraer una consecuencia a contrario sensu decisiva para este informe: si el ordenamiento prohíbe calificar como fuerza mayor las circunstancias de operación que fueron previstas para el cálculo de los precios, es porque presupone que ese universo de contingencias integra el riesgo ordinario exigible -y, por ende, el estándar de diligencia esperable- de una empresa eficiente. Correlativamente, cuando un evento o sus efectos exceden el rango de eventos internalizados en el diseño tarifario y en el estándar técnico de la red, no resulta jurídicamente consistente exigir su completa neutralización por la sola vía de la imputación ex-post y la sanción, como si el régimen hubiese reconocido ex-ante las inversiones y capacidades necesarias para ello. En términos prácticos, esto se traduce en que interrupciones originadas en hechos externos, inevitables y no imputables -y que desbordan el riesgo ordinario considerado al momento de modelar la empresa para efectos tarifarios- podrían quedar excluidas de consecuencias típicas del régimen, siempre que la empresa acredite diligencia conforme a la normativa y ausencia de déficits de diseño, mantenimiento o preparación que debieron estar cubiertos por el estándar exigible.

A partir de lo anterior, el punto a establecer no es la definición abstracta de la fuerza mayor, sino el estándar probatorio en sede regulatoria. En la práctica, la controversia se desplaza hacia: i) qué umbral de prueba exige SEC para reconocer que un evento excede el riesgo ordinario y, por tanto, no debe producir las consecuencias típicas del régimen; ii) cómo se valora la diligencia de la empresa (cumplimiento normativo, mantenimiento, planes de contingencia y respuesta efectiva) frente a eventos extremos; y iii) cómo se evita que la noción de previsibilidad se confunda con la mera existencia de pronósticos, elevando ex- post el estándar de cumplimiento más allá de lo internalizado en el diseño tarifario. Esta tensión -entre un estándar probatorio de raíz civilista y la lógica institucional de un servicio público tarifado- es la que explica buena parte de la conflictividad reciente y justifica avanzar hacia criterios más objetivos y verificables.

En términos prácticos, mediante Resolución Exenta N° 15704-2016, SEC fijó el alcance y los requisitos del concepto de fuerza mayor o caso fortuito para situaciones de interrupciones de suministro eléctrico, refrendado lo señalado previamente, es decir, que la causa que provoque la interrupción de servicio eléctrico debe cumplir copulativamente con los requisitos de exterioridad, imprevisibilidad e irresistible del hecho. Añade SEC que la empresa eléctrica debe aportar antecedentes suficientes que acrediten que el evento que ocasiona la interrupción reúne dichos requisitos.

En síntesis, la noción de fuerza mayor en el derecho eléctrico chileno funciona como mecanismo de salvaguarda del equilibrio regulatorio: exime de



responsabilidad a la empresa diligente frente a catástrofes o contingencias extraordinarias, al tiempo que impide trasladar a ésta -vía sanciones o exigencias adicionales- los riesgos que no fueron contemplados en el diseño tarifario ni en las obligaciones ordinarias del concesionario.

En las siguientes secciones se profundiza en cómo este principio interactúa con el régimen de calidad de servicio y tarifas, así como en los desafíos de coordinación institucional que deberían existir para su correcta implementación.

3. Calidad de servicio, correlato tarifario y eventos extraordinarios

3.1. El estándar tarifario como “techo regulatorio”

La regulación eléctrica establece un vínculo indisoluble entre la calidad de servicio exigida y las tarifas que pagan los usuarios. En términos simples, la tarifa reconoce cierto nivel de calidad, por lo que exigir un nivel superior sin un ajuste tarifario implicaría sobrepasar el marco previsto. De esta forma, el estándar de calidad considerado en la fijación de tarifas opera como un “techo regulatorio” en materia de continuidad del suministro eléctrico. Esto se desprende de la LGSE y su Reglamento. Por un lado, como ya se mencionó, el artículo 225° del Reglamento establece la obligación para CNE de calcular las tarifas considerando los costos necesarios para cumplir con los estándares de calidad definidos en la normativa y, por el otro, la propia LGSE delimita las expectativas de los usuarios al indicar que no pueden exigir calidades más altas que las asociadas a los precios regulados -debiendo costear por sí mismos cualquier calidad adicional que deseen-. Estas disposiciones evidencian un principio de correlación, en el sentido que el nivel de inversión reconocido en la tarifa está directamente ligado al nivel de continuidad y calidad que la empresa debe proporcionar.

La lógica económica subyacente es clara. En el proceso tarifario se busca un equilibrio técnico-económico entre el costo del servicio eléctrico y el nivel de calidad que los consumidores están dispuestos a pagar. Un sistema eléctrico absolutamente infalible sería teóricamente posible, pero requeriría inversiones tan enormes que resultaría en tarifas prohibitivamente altas, que los usuarios difícilmente aceptarían⁴. Por ello, en el proceso tarifario se tolera un cierto grado de falibilidad del suministro, correspondiente a interrupciones ocasionales dentro de márgenes considerados razonables. Dichos márgenes se expresan en indicadores como la duración y frecuencia promedio de cortes permitidos (SAIDI, SAIFI, etc.), los cuales son congruentes con los costos eficientes incorporados en la tarifa. En consecuencia, el estándar de calidad implícito en la tarifa marca el máximo nivel de continuidad exigible a la empresa en condiciones normales.

Cuando se diseña y dimensiona una empresa de capitales intensivos en inversión, como las empresas de distribución de electricidad, las decisiones de inversión dadas al momento de la fijación tarifaria no son modificables en el corto plazo, por lo que no es posible esperar y exigir cambios importantes en los niveles de calidad de servicio en el corto plazo. Esto, vuelve clave tener absoluta

⁴ Véase Gómez, T. “Electricity Distribution” en “Regulation of the Power Sector”, Pérez-Arriaga I. (Springer 2013). Pg. 199-250.

conciencia y claridad respecto de los estándares de calidad de servicio y las situaciones para las cuales estos se encuentran dimensionados. La calidad de servicio es una consideración de largo plazo y por lo tanto su correcto dimensionamiento será fundamental, ya que por un lado deberá cumplirse con las expectativas y requerimientos de la sociedad, pero teniendo en consideración la relación existente entre calidad e inversiones, pues en definitiva son los usuarios finales quienes se verán afectados con una mejor calidad, pero también con tarifas más altas.

Este marco tiene importantes implicancias regulatorias. Las autoridades (SEC, CNE) deben ceñirse a ese estándar definido: si SEC pretendiere demandar un nivel de continuidad mayor que el asumido en el cálculo de la tarifa, estaría imponiendo obligaciones no financiadas, rompiendo el equilibrio económico de la concesión.

En suma, el estándar tarifario de calidad de servicio es el umbral máximo de deber de cumplimiento para la empresa, determinado en función de criterios de eficiencia y costo-beneficio social. Exigir por sobre ese nivel -sin la correspondiente retribución económica- implicaría desequilibrar el esquema regulatorio vigente. Este principio es fundamental al evaluar la actuación de SEC frente a eventos extraordinarios.

3.2. La empresa eficiente como determinante del estándar de debido cuidado

El concepto de “empresa eficiente” desempeña un aspecto clave del proceso tarifario sirviendo también para delimitar el estándar de diligencia exigible a las empresas eléctricas. En cada fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD), CNE modela una empresa distribuidora teórica que, bajo la normativa vigente, opera y mantiene la red, cumpliendo los estándares obligatorios de seguridad y calidad de suministro. Esta empresa modelo fija el nivel de prestaciones que se entiende razonablemente exigible a través de la tarifa.

La relevancia de esta empresa modelo radica en que establece el estándar de diligencia esperable por parte de la empresa real. En términos simples, el comportamiento exigible a la concesionaria se aprecia, primero, a la luz del cumplimiento de las obligaciones técnicas y de seguridad aplicables y, segundo, considerando que la tarifa fue calculada suponiendo que una empresa eficiente ejecuta precisamente esas obligaciones. Por ello, si la distribuidora acredita que actuó conforme a la normativa (diseño, mantenimiento, operación y gestión de contingencias exigidos), su conducta se aproxima al estándar regulatorio esperado, lo que se vincula con la noción de “culpa infraccional” en la doctrina: mientras la empresa observe todas las normas técnicas y de seguridad aplicables, no podría imputársele negligencia en caso de falla, pues habría actuado dentro del estándar reglamentario esperado.

Así, no resulta jurídicamente razonable exigir a la distribuidora obligaciones o niveles de desempeño que excedan lo que la propia normativa impone y lo que la empresa eficiente –dimensionada para fijar la tarifa– está en condiciones de cumplir. Pretender lo contrario implicaría que asumiera riesgos y costos que el diseño regulatorio no internaliza: sería exigir resultados no financiados ni previstos en el estándar regulatorio.



Este estándar no es estático ni arbitrario, sino que emana del marco normativo técnico. Las normas de calidad de servicio y las normas de seguridad aplicables determinan cuáles son las condiciones operativas y de infraestructura que se presuponen en una explotación diligente.

A modo de ejemplo, si la empresa eficiente modelada para determinar la tarifa se dimensiona para cumplir las exigencias normativas bajo un escenario de condiciones climáticas “típicas”, no es posible exigir a la distribuidora el mismo nivel de cumplimiento operativo frente a condiciones climáticas significativamente más adversas, que exceden las capacidades que el propio modelo tarifario presume disponibles. Ello, porque la tarifa -y el modelo que la sustenta- no internalizan los recursos adicionales que serían necesarios para enfrentar sistemáticamente ese escenario extremo.

3.3. Riesgo de desalineación: exigencia de estándares superiores a los tarifarios

Uno de los problemas que se identifican en el régimen eléctrico, es la posible desalineación entre los estándares de calidad asumidos al fijar las tarifas y los estándares que ex-post SEC exige a las empresas. Este riesgo se materializa si se evalúa a las distribuidoras con un criterio más estricto que el previsto en el diseño tarifario, generando un quiebre del correlato tarifa-calidad y, con ello, incertidumbre regulatoria, pues las empresas podrían ser sancionadas aun cuando hubiesen actuado conforme al estándar considerado.

En la experiencia reciente, diversos antecedentes muestran indicios de esta desalineación. SEC ha tendido a cursar multas automáticas frente al incumplimiento de índices de continuidad, aplicando la normativa de manera literal y sin distinguir suficientemente si las causas de dichos cortes fueron circunstancias extraordinarias fuera del alcance razonable de la empresa. Esta aproximación formalista llega al extremo de considerar que no importa lo que ocurra, siempre los concesionarios deberán adoptar todas las medidas existentes para evitar cortes, aún sin importar el nivel de inversiones que ello pueda implicar.

Un ejemplo concreto de esta tendencia fue la mencionada propuesta contenida en el ya mencionado Oficio N° 7547-2015, según el cual sólo se considerarían fuerza mayor algunas categorías acotadas de eventos (grandes desastres naturales, hechos de orden público, órdenes de autoridad, etc.), y además cada evento debía superar cierto umbral de clientes afectados para ser reconocido como tal. En la práctica, esto equivale a exigir a las distribuidoras que soporten operativa y económicamente cualquier evento meteorológico previsible estacionalmente, independientemente de su magnitud, so pena de multas millonarias y obligaciones de compensar, lo que es claramente superior al estándar técnico-económico resultante del modelo tarifario.

3.4. Fiscalización y sanción

El régimen de fiscalización de la calidad de servicio eléctrico y la aplicación de sanciones por incumplimientos está a cargo de SEC, con base en las facultades otorgadas por la LGSE y la Ley de SEC. Ante infracciones, SEC puede cursar multas significativas.

Resulta fundamental, entonces, que la fiscalización y sanción se ejerzan con criterios técnicamente fundados y con sentido de proporcionalidad. Como se analizó, SEC tradicionalmente ha aplicado un enfoque formalista en esta materia limitándose a constatar el incumplimiento numérico de un indicador de continuidad y a sancionar en consecuencia. Esta metodología puede llevar a sancionar situaciones que estaban dentro de lo esperable, de acuerdo al equilibrio técnico-económico alcanzado en la tarificación. Si bien la incorporación de criterios de diferenciación en la normativa técnica (por ejemplo, la inclusión de los estados de operación) ha sido un avance importante, se requiere que SEC integre plenamente esos criterios en su accionar cotidiano, evaluando las circunstancias de cada interrupción mayor, su forma de acreditación y ponderación antes de sancionar.

La definición de umbrales concretos para Estados de Operación Anormal y Anormal Agravado en la NTD es un avance en la facilitación de la labor fiscalizadora de SEC y en la reducción de espacios de discrecionalidad en el accionar de dicho órgano fiscalizador, pues ofrece un marco previo y conocido para distinguir cuándo un evento está fuera de la normalidad.

3.5. El problema de coordinación administrativa entre CNE y SEC

Lo expuesto hasta aquí refleja un problema estructural de coordinación entre CNE y SEC. Mientras CNE fija ex-ante tarifas y estándares bajo criterios de eficiencia técnico-económica, SEC fiscaliza y sanciona ex-post el cumplimiento de las obligaciones de calidad de suministro. Cuando ambos enfoques no se alinean, se produce una señal regulatoria inconsistente, de modo que lo que la tarifa asume como nivel de desempeño financiable no siempre es considerado al evaluar responsabilidades y sanciones, generándose incertidumbre y controversias. Esta falta de coordinación puede traducirse en criterios divergentes, con efectos relevantes.

La literatura en política regulatoria ha identificado que la falta de coordinación entre agencias con competencia en un mismo sector puede generar efectos indeseados. La propia OCDE, en un informe sobre Chile, señaló que la ausencia de una visión comprensiva y articulada entre los entes regulatorios impide optimizar las prácticas institucionales⁵. Pueden ocurrir tanto superposiciones (dos organismos interviniendo sobre un mismo asunto con criterios distintos) como vacíos (asuntos no atendidos por presumir cada cual que era rol del otro).

Cabe señalar que el ordenamiento jurídico chileno fomenta expresamente la coordinación administrativa. La Constitución Política, en el inciso final del artículo 120° impone a los órganos del Estado el deber de coordinación. Asimismo, la Ley Orgánica de Bases Generales de la Administración del Estado (Ley N° 18.575), refuerza dicho principio en sus artículos 3° y 5°. La doctrina administrativa define la coordinación como la adopción de medios de relación

⁵ OECD (2016). Op. Cit., p. 16. Esta institución tiene una tradición extensa recomendando la implementación de *mejor regulación*. Véase por ejemplo, OECD (2014). *The Governance of Regulators, OECD Best Practice Principles for Regulatory Policy*, OECD Publishing. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264209015-en>

que permitan información recíproca, homogeneidad técnica en aspectos comunes y evitar duplicidades o disfuncionalidades.

3.6. La función equilibradora del caso fortuito en sectores sujetos a tarificación

En un sector sujeto a fijación tarifaria, la adecuada consideración de la fuerza mayor o caso fortuito cumple una función de equilibrio del modelo. La fijación tarifaria implica reconocer ciertos costos para alcanzar determinados estándares de calidad. Cuando ocurre un evento extraordinario que excede ese diseño, la eximente de fuerza mayor permite evitar que se exija a la empresa responder por resultados que el propio esquema tarifario no financió ni pretendió garantizar.

Si la fuerza mayor no existiera -o se interpretara en forma excesivamente restrictiva-, las distribuidoras se verían obligadas a asegurar un suministro “perfecto”, incluso ante contingencias extremas. Esto, lejos de beneficiar al usuario, tendría consecuencias negativas: tarifas más altas, para cubrir esos riesgos adicionales o, en su defecto, exposición de las empresas a pérdidas financieras que podrían comprometer el servicio eléctrico. En ambos casos el perjudicado final sería el usuario.

Por eso, una concepción amplia y balanceada de las hipótesis de fuerza mayor es esencial para mantener el equilibrio económico-técnico del sistema regulado. Dicha amplitud no implica impunidad ni laxitud en la exigencia, sino simplemente reconocer que ciertos eventos no previsibles deben quedar fuera del balance de responsabilidades, tal como quedaron fuera del cálculo de tarifas.

En los últimos años, la regulación chilena ha buscado reducir estas zonas de controversia mediante una vía distinta a la fuerza mayor civil: la creación de estados operativos en la NTD. Estos estados no son equivalentes a la fuerza mayor del derecho común, pero cumplen una finalidad convergente al introducir criterios operativos ex-ante que permitan modular el estándar regulatorio exigible y el tratamiento de las interrupciones frente a situaciones de anormalidad. Por ello, ante el cumplimiento de umbrales objetivos de afectación y daño, el debate debiera desplazarse desde la discusión abstracta sobre imprevisibilidad/irresistibilidad hacia la correcta calificación del estado operativo y la verificación de la diligencia exigible.

En conclusión, el caso fortuito en el sector eléctrico regulado cumple una función equilibradora esencial, pues garantiza que el régimen de obligaciones de las empresas se mantenga alineado con los supuestos económicos y técnicos de la tarificación, incluso frente a la incertidumbre de la naturaleza. El resultado es un círculo virtuoso: se protege al usuario, asegurándole que la empresa hará todo lo razonable para mantener el suministro -y responderá si no lo hace-, y se protege la sostenibilidad del servicio al resguardar a la empresa de asumir pérdidas catastróficas que pondrían en entredicho su viabilidad o encarecerían de manera desproporcionada las tarifas futuras.

3.7. Acreditación de fuerza mayor y probatorio para estados de operación

Como hemos visto supra, la tensión central en el tratamiento regulatorio de eventos masivos radica en que la acreditación, ante SEC, de fuerza mayor y la



calificación del Estado Anormal Agravado requieren un estándar probatorio de raíz civilista, desalineado de los principios que rigen los mercados sujetos a regulación tarifaria.

En este contexto, la discusión se desplaza desde “qué ocurrió” (hecho público y notorio en emergencias de gran escala) hacia “cómo se prueba” (detalle por activo y nexo causal caso a caso), con el resultado de dificultar la aplicación de eximentes justamente cuando su función equilibradora es más necesaria para preservar coherencia regulatoria.

En la práctica, para la acreditación de fuerza mayor, SEC suele exigir a las empresas distribuidoras que acrediten detalladamente que los correspondientes eventos fueron imprevisibles y absolutamente irresistibles, en línea con la conceptualización clásica del derecho civil, la que entra en conflicto con la regulación tarifaria del sistema de distribución eléctrica. En ocasiones, además, se exige acreditar un nexo causal directo entre el fenómeno y la afectación específica de la infraestructura (por ejemplo, mediante evidencia puntual, caso a caso, de caída de árboles o destrucción de postes atribuible al viento), una carga que en eventos masivos resulta prácticamente imposible de satisfacer de manera individualizada.

En efecto, exigencia probatoria y su trazabilidad se encuentra en procesos formales de la plataforma STAR de SEC (Sistema Tecnológico de Apoyo a la Regulación):

- Proceso “Interrupciones 2018” (Resolución Exenta N° 27017-2018 de SEC): que establece la entrega mensual, por parte de las concesionarias de distribución, de la información de interrupciones, tipificando cada una de ellas (desconexión programada, desconexión no programada, fuerza mayor o caso fortuito, interrupción a solicitud de usuario, etc.).
- Proceso “Compensaciones Dx” (Resolución Exenta N° 9134-2015 de SEC): que establece el proceso de entrega de información y fiscalización de compensaciones por interrupciones de suministro, incluyendo reglas de recalificación administrativa y efectos en meses posteriores. La metodología específica para determinar interrupciones compensables y el tratamiento de la recalificación por fuerza mayor se modificó mediante Resolución Exenta N° 26526-2018, la cual dispuso expresamente que las empresas eléctricas sólo pueden postular como fuerza mayor aquellas interrupciones cuyas causales correspondan con las definidas en las instrucciones impartidas por SEC y deben remitir a ese organismo un “Informe de Interrupción” y los probatorios establecidos para cada causa.

Adicionalmente, mediante Oficio Circular N° 544-2019, SEC estableció un catálogo de causales de interrupción y el procedimiento para postularlas como fuerza mayor, creando el formato para los ‘Informes de Interrupción’ y definiendo la información que debe conformar los probatorios. Además, se precisa que toda esta información debe ser presentada en el proceso STAR “Interrupciones 2018”.

Como se aprecia, la declaración de fuerza mayor se materializa a través de un proceso administrativo de registro, tipificación, postulación y eventual



recalificación, que exige la estructuración de un ‘Informe de Interrupción’ con probatorios mínimos por causal. En eventos masivos, esta configuración desplaza el centro de la controversia: desde la mera ocurrencia del fenómeno hacia la suficiencia, trazabilidad y oportunidad de la evidencia exigida para obtener la calificación y sus efectos regulatorios.

En relación con lo anterior, existen variados casos en que SEC ha desestimado las postulaciones de interrupciones a fuerza mayor que han efectuado las empresas, incluso considerando causales relacionadas, además de la excepcionalidad de la intensidad de los eventos climáticos, con conexiones ilegales en campamentos y hurto de conductores. En términos amplios, SEC ha resuelto que las empresas no han acreditado adecuadamente la existencia de las condiciones que permitan efectuar la correspondiente calificación como de fuerza mayor.

Esto genera una paradoja regulatoria: cuanto más monitoreado y anticipable es un fenómeno -por la mejora en pronósticos-, más difícil puede volverse alegar fuerza mayor, aunque sus consecuencias superen cualquier capacidad razonable de respuesta conforme al estándar normativo y tarifario.

Una situación similar se ha presentado en las escasas ocasiones en que las empresas distribuidoras han requerido la activación del Estado Anormal Agravado, regulado en el artículo 1-8 de la NTD, para lo cual se requiere la concurrencia copulativa de: i) la destrucción o inutilización de una parte importante de las instalaciones, aun cuando estas cumplan con normas de diseño y mantenimiento; y ii) el cumplimiento de umbrales técnicos específicos. SEC ha exigido una demostración minuciosa del nivel de destrucción de la red, incluso habiendo evidencia visual y testimonial pública, como postes derribados en medios de comunicación o declaraciones de autoridades regionales. Adicionalmente, la controversia se ha concentrado en cómo se acredita el nivel de destrucción/indisponibilidad y, como ya se mencionó, en la reciente interpretación restrictiva de SEC del concepto de destrucción frente a los criterios de indisponibilidad que plantea la NTD.

4. Modelo retributivo y calidad de suministro

Existe una relación directa entre el modelo empleado para la determinación de la retribución de las distribuidoras y los incentivos de éstas para dar cumplimiento a las exigencias de calidad de suministro. En efecto, en los esquemas RAB-based (Regulatory Asset Base), la lógica económica es directa: la empresa recibe ingresos regulados que, en parte relevante, se construyen sobre el capital efectivamente empleado en el negocio regulado (la “base de activos”), remunerado mediante depreciación y una tasa de retorno.

Esto tiende a mejorar los incentivos para invertir en continuidad y resiliencia:

- Recuperación y retorno de inversiones prudentes: si la regulación aprueba (ex-ante o ex-post) inversiones eficientes para mejorar desempeño, las que se agregan a la base remunerada y, por tanto, se pagan vía tarifa durante su vida útil.



- Señales explícitas de desempeño: además del “pago por activos”, estos modelos suelen incorporar incentivos/penalizaciones por calidad. En RIIO-ED2, por ejemplo, el Interruptions Incentive Scheme (IIS) es un incentivo para reducir número y duración de interrupciones, con recompensas si se superan metas y penalidades si no se cumplen.
- Tratamiento regulatorio de incertidumbres y eventos mayores: cuando hay shocks relevantes, el modelo suele tener “válvulas” (mecanismos de incertidumbre, reopeners, etc.) para recalibrar ingresos/outputs sin romper el marco general, evitando que la inversión en resiliencia quede sin reconocimiento.

En Chile, en cambio, el Valor Agregado de Distribución se determina a partir del diseño de una empresa eficiente que “parte de cero” en cada proceso tarifario y da cumplimiento a la normativa vigente, incluyendo las exigencias de calidad de suministro.

Por lo anterior, dado que la empresa eficiente diseñada -sobre la base de la cual se determina la remuneración- da cumplimiento a las exigencias de calidad de suministro, los incentivos para ejecutar nuevas inversiones que reduzcan la brecha entre los indicadores de calidad de la empresa y los estándares definidos para ellos, son muy acotados, ya que su reconocimiento tarifario no está anclado a una base de activos remunerada, sino a un resultado de modelación regulatoria periódica.

5. Benchmarking

En este capítulo se presenta un análisis comparado del tratamiento regulatorio de los eventos de fuerza mayor y de los estados de operación (o categorías funcionalmente equivalentes) en cinco jurisdicciones seleccionadas: Brasil, Colombia, Reino Unido, Italia y España. El objetivo es identificar cómo estos marcos normativos reconocen eventos climáticos u operativos excepcionales, de qué manera definen los requisitos para configurar eximentes de responsabilidad, y cómo dichas definiciones se traducen en efectos concretos sobre la calidad de servicio, las compensaciones a usuarios y, en algunos casos, los mecanismos tarifarios asociados al desempeño de las distribuidoras.

La selección de países permite observar enfoques regulatorios diversos. En particular, se incluyen sistemas de tradición civilista (Brasil, Colombia, España e Italia), donde la fuerza mayor suele tener definiciones legales generales con aplicación sectorial, y un sistema de tradición common law (Reino Unido), donde el tratamiento de eventos excepcionales se apoya con mayor intensidad en estándares regulatorios y obligaciones de desempeño. Este contraste resulta especialmente útil para evaluar alternativas de mayor objetivación normativa, tanto en la calificación de eventos extremos como en el diseño de mecanismos preventivos y de respuesta.

Para asegurar una comparación homogénea, la descripción de la normativa de cada sección se desarrolla siguiendo una estructura común: i) fuerza mayor y eximentes de responsabilidad; ii) estados de operación o tratamiento de eventos excepcionales aplicables a la distribución; iii) relación entre fuerza mayor, estados operativos, indicadores de calidad, compensaciones y eventuales impactos tarifarios; y iv) lecciones y elementos destacables para el caso chileno. De este modo, en este benchmarking no solo se describen normas, sino que también se evidencia cómo

cada sistema busca equilibrar la protección del usuario, la asignación de riesgos y los incentivos regulatorios para robustecer la resiliencia de las redes ante contingencias extraordinarias.

5.1. Brasil

En el caso de Brasil, el tratamiento regulatorio de los eventos excepcionales en la distribución eléctrica se estructura sobre una combinación particularmente robusta entre responsabilidad objetiva del prestador de servicio público, reglas generales de fuerza mayor/caso fortuito y un desarrollo sectorial detallado de estándares de continuidad y compensaciones.

En términos generales, el marco jurídico brasileño establece un estándar para la continuidad del servicio, reforzado por el régimen de protección al consumidor y por la noción de servicio público esencial, al mismo tiempo que reconoce eximentes de responsabilidad cuando se acredita la ocurrencia de hechos extraordinarios, imprevisibles e irresistibles conforme a las reglas civiles y de consumo aplicables.

En el plano regulatorio sectorial, la autoridad brasileña ha buscado objetivar el tratamiento de estos eventos mediante categorías funcionales específicas para la continuidad del suministro, destacando el rol de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y la consolidación normativa de los Procedimientos de Distribución (Procedimentos de Distribuição - PRODIST). En particular, la regulación de calidad de servicio incorpora mecanismos para excluir del cómputo de indicadores ciertas interrupciones asociadas a circunstancias extraordinarias, bajo condiciones estrictas de verificación y evidencia, lo que pretende articular un balance entre protección al usuario y reconocimiento de contingencias fuera del control de la distribuidora. Complementariamente, Brasil ha avanzado en el uso de criterios formales y cuantitativos para identificar interrupciones vinculadas a emergencias, evitando que eventos normales o previsibles sean invocados indebidamente como fuerza mayor, y reforzando así los incentivos preventivos de inversión, mantenimiento y gestión de riesgos en las empresas distribuidoras.

5.1.1. Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad

La Constitución Federal de Brasil, en el §6° de su artículo 37, consagra la responsabilidad objetiva de las entidades legales públicas y privadas prestadoras de servicios públicos de electricidad, estableciendo que deben responder por los daños que sus agentes causen a terceros en el ejercicio de esas funciones. En aplicación de este mandato general, las concesionarias de distribución eléctrica, como prestadoras de un servicio público esencial, enfrentan responsabilidad objetiva por perjuicios causados a los usuarios. Por su parte, el Código de Defensa del Consumidor (CDC, Ley N° 8.078-1990) refuerza este principio en su artículo 22°, el cual impone el deber de suministrar servicios adecuados, eficientes, seguros y continuos, debiendo reparar los daños causados en caso de incumplimiento.



No obstante, el ordenamiento brasileño reconoce la figura de la fuerza mayor y el caso fortuito como causales eximentes de responsabilidad, siguiendo la tradición civilista. El Código Civil (Ley N° 10.406-2002), en su artículo 393°, dispone que el deudor no responde por los perjuicios resultantes de caso fortuito o fuerza mayor, salvo que expresamente se hubiere responsabilizado de ellos, añadiendo que *“el caso fortuito o de fuerza mayor se verifica en el hecho necesario, cuyos efectos no era posible evitar o impedir”*. Como se aprecia, el elemento explícito central de esta definición es la inevitabilidad/irresistibilidad del evento o de sus efectos. En otras palabras, son eventos inevitables e irresistibles, fuera del control del obligado, que en principio lo eximen de responsabilidad si impiden el cumplimiento de la obligación. De igual forma, el propio CDC contempla eximentes análogos: el artículo 14° establece la responsabilidad objetiva del proveedor de servicios por fallas en la prestación, salvo dos hipótesis: i) que se pruebe la inexistencia de defecto en el servicio; ii) que se demuestre la culpa exclusiva del consumidor o de un tercero. Esta segunda causal (culpa exclusiva de un tercero ajeno al proveedor) se equipara en la práctica a eventos de fuerza mayor. Así, una distribuidora puede eludir la responsabilidad si acredita que la interrupción del suministro se debió exclusivamente a un acontecimiento externo imprevisible e irresistible (por ejemplo, un desastre natural extremo o un acto malicioso de terceros) y no a deficiencias propias del servicio.

Ahora bien, cuando este régimen general se aplica al sector eléctrico, la interpretación doctrinal y jurisprudencial ha desarrollado un estándar más estricto para admitir la eximente de fuerza mayor. En particular, se distingue entre “fortuito externo” (eventos totalmente ajenos a la esfera de la empresa) y “fortuito interno” (eventos inherentes a la propia actividad o riesgos típicos del negocio). Sólo el fortuito externo e imprevisible libera de responsabilidad a la distribuidora; en cambio, los eventos derivados de la operación normal de la red o de riesgos usuales de la concesión se consideran fortuitos internos y no eximen de indemnizar. Este criterio ha sido afirmado por los tribunales. El Superior Tribunal de Justicia (STJ), máxima corte federal en materia infra-constitucional, ha reiterado que la empresa eléctrica responde objetivamente por las fallas del servicio, salvo prueba de fuerza mayor, y que las interrupciones causadas por factores inherentes a la actividad no constituyen fuerza mayor, sino fortuito interno. Por ejemplo, en el caso EDP São Paulo Distribuição de Energia vs. Mogi Café Solúvel⁶, el STJ confirmó la condena a la distribuidora por daños derivados de repetidos cortes de energía, al concluir que la empresa no probó un caso fortuito hábil para exonerarla. El fallo enfatizó que las causas de las interrupciones eran inherentes a la operación y, por tanto, “fortuito interno, inherente al negocio, cuyo riesgo debe ser asumido por quien la ejerce”. En consecuencia, la defensa de caso fortuito fue rechazada.

La jurisprudencia inferior concuerda con esta línea. Tribunales estatales han dictado fallos contundentes rechazando la “fuerza mayor” en cortes de luz vinculados a eventos habituales. Por ejemplo, la Corte de Apelaciones

⁶ Recurso Especial 1.730.849/SP

de São Paulo (TJ-SP) resolvió que las “fuertes lluvias de verano” no son imprevisibles, sino eventos estacionales esperables, por lo que no encuadran en la imprevisibilidad requerida de la fuerza mayor. En ese caso⁷, una tormenta causó la caída prolongada del suministro; el tribunal reconoció que el fenómeno tuvo gran magnitud, pero igualmente condenó a la distribuidora, señalando que aun frente a eventos meteorológicos intensos la empresa debe haber adoptado todas las medidas preventivas razonables (poda de árboles, mantenimiento de redes, protecciones) y desplegar esfuerzos máximos para restablecer el servicio en el menor plazo. En suma, las lluvias fuertes o los rayos forman parte del riesgo operativo de las eléctricas, especialmente en ciertas regiones, y no se consideran caso fortuito salvo que revistan carácter absolutamente excepcional (por ejemplo, un tornado inusual en zona no proclive, un huracán atípico, actos terroristas fuera de todo cálculo, etc.). Esta interpretación pro-consumidor, consolidada tanto por el STJ como por tribunales locales, obliga a las distribuidoras a elevar sus estándares de diligencia y resiliencia, pues difícilmente pueden excusar su responsabilidad por cortes prolongados alegando fenómenos relativamente corrientes en su zona de concesión.

En adición, la Ley de Concesiones de Servicios Públicos (Ley N° 8.987-1995) refuerza el principio de continuidad del servicio eléctrico y delimita sus excepciones. En efecto, el artículo 6° de dicha ley exige que toda concesión preste un servicio adecuado y continuo; a su vez, el §3° del mismo artículo aclara que no se considera una discontinuidad ilícita del servicio su interrupción en situación de emergencia o con aviso previo al usuario, cuando obedezca a razones técnicas o de seguridad, o por morosidad del usuario. En otras palabras, la norma reconoce que ciertas suspensiones justificadas –por ejemplo, cortes urgentes para proteger instalaciones o por mantenimiento programado anunciado, así como cortes por falta de pago del cliente– no configuran per se un incumplimiento de la obligación de continuidad, y por ende no generan responsabilidad indemnizatoria. Este precepto se armoniza con la idea de fuerza mayor: en casos de emergencia o necesidad técnica ineludible, la interrupción está permitida legalmente. Con todo, fuera de esas circunstancias, rige la responsabilidad objetiva: ante una interrupción no autorizada o atribuible a deficiencias de la empresa, la distribuidora responderá aunque no haya mediado culpa, salvo que pruebe de modo fehaciente que el hecho fue causado por caso fortuito o fuerza mayor, conforme a la definición restrictiva antes descrita.

5.1.2. Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales

A diferencia de Chile, Brasil carece de un sistema formal de “estados operativos” predefinidos para el sector eléctrico. En su lugar, la regulación brasileña maneja los eventos excepcionales mediante categorías y procedimientos especiales, estrechamente vinculados al concepto de fuerza mayor. En particular, los PRODIST –dictados por ANEEL– establecen

⁷ Apel. 1000609-45.2016.8.26.0157, sent. 2020

índices de calidad y contemplan la posibilidad de excluir de dichos índices las interrupciones cuando se deban a circunstancias extraordinarias fuera de control de la empresa. La Resolución Normativa ANEEL N° 1.000/2021 consolidó estas reglas e introdujo explícitamente la figura de la “Interrupción en Situación de Emergencia” (ISE), que corresponde a cualquier interrupción originada en el sistema de distribución, resultante de un evento que comprobadamente imposibilite la actuación inmediata de la distribuidora, siempre que no haya sido provocada ni agravada por ésta.

Una interrupción de suministro puede clasificarse como ISE⁸ cuando: i) está asociada a un decreto oficial de Declaración de Emergencia o Estado de Calamidad Pública emitido por la autoridad competente; o ii) su severidad supere un cierto umbral estadístico de impacto masivo, medido en número de consumidores-hora interrumpidos ($CHI_{límite}$)⁹, determinado en función del tamaño de la concesión. En otras palabras, se requiere ya sea una declaración gubernamental formal de situación de emergencia o un evento tan extenso que exceda los valores máximos esperados estadísticamente para la empresa. Sólo si se cumple al menos uno de estos criterios, el hecho puede ser tratado como fuerza mayor a nivel regulatorio.

En la práctica, cuando ocurre un desastre natural severo o un apagón de gran escala, se activa un protocolo de emergencia entre la empresa afectada y ANEEL. La distribuidora declara la ocurrencia de la situación de emergencia, documenta los hechos (datos meteorológicos, daños sufridos, etc.) y notifica al regulador. A la vez, las autoridades locales suelen emitir decretos declarando emergencia o calamidad pública en la región afectada, lo cual sirve de sustento jurídico para la evaluación regulatoria. Posteriormente, la empresa debe recabar evidencias del evento (informes técnicos, imágenes satelitales, registros de la magnitud del apagón, decretos oficiales) y publicar un informe detallado, en cumplimiento de las exigencias de transparencia. ANEEL, por su parte, analiza dicho informe y verifica si el evento realmente fue fortuito e inevitable para la concesionaria. Si concluye afirmativamente, ANEEL autoriza la exclusión de las horas de interrupción causadas por ese evento de los indicadores colectivos de continuidad (DEC -Duración Equivalente de Interrupciones por Consumidor - y FEC -Frecuencia Equivalente de Interrupciones por Consumidor-, equivalentes a SAIDI y SAIFI, respectivamente) y exime a la empresa de las sanciones administrativas asociadas al incumplimiento de metas de calidad en ese período. En esencia, el regulador reconoce oficialmente que el corte fue causado por fuerza mayor y no por falencias imputables a la distribuidora.

Una vez reconocido un evento como ISE, sus consecuencias en términos de calidad del servicio se tratan de forma diferenciada. Las horas y usuarios afectados por ese corte no se contabilizan para el cálculo de los índices de duración y frecuencia (DEC y FEC), ni para las metas de continuidad del

⁸ PRODIST Modulo 1 - Glosario de Términos Técnicos de PRODIST.

⁹ $CHI_{límite} = 2.612 \times N^{0.35}$, donde N es el número de unidades consumidoras facturadas y atendidas en BT y MT del mes de octubre del año anterior al período de cálculo.

periodo. De este modo, la distribuidora no incurre en multas ni penalizaciones por dichos indicadores a causa de ese evento excepcional. Asimismo –y muy importante para los usuarios–, durante un evento declarado de fuerza mayor tampoco se aplican las compensaciones automáticas individuales que normalmente proceden cuando un cliente supera cierto tiempo sin suministro (ver número 5.1.3 de este documento). En condiciones ordinarias, si un usuario permanece más de la cantidad de horas máximas permitidas sin luz, la empresa debe abonarle un descuento en su factura siguiente; pero si esa interrupción específica es clasificada como ISE, la obligación de compensar automáticamente queda suspendida para ese caso. Esto busca no castigar a la empresa por cortes que realmente escapen a su control.

Con todo, aunque la distribuidora no pague la compensación reglamentaria por una interrupción considerada como ISE, el cliente conserva su derecho a reclamar daños y perjuicios por la vía judicial o administrativa si considera que la empresa actuó con negligencia antes, durante o después del evento. De hecho, el CDC permite que, aun mediando fuerza mayor, el consumidor demande indemnización, siendo tarea de los tribunales determinar en cada caso si la concesionaria adoptó todas las medidas razonables de prevención y respuesta para mitigar el daño. En la práctica, muchas demandas por apagones prolongados durante temporales se apoyan en argumentar que, si bien la tormenta pudo ser intensa, la empresa no había podados los árboles o contaba con menos cuadrillas de las necesarias, entre otros argumentos, lo que contribuye a la extensión de la interrupción. ANEEL misma, en su rol sancionador, ha mostrado un enfoque estricto. Por ejemplo, ha rechazado defensas de distribuidoras que atribuían malos indicadores de continuidad a “lluvias fuertes”, cuando se comprobó que tales lluvias eran habituales en la región y los problemas derivaron más bien de una red mal mantenida (lo que configura fortuito interno). Inversamente, ANEEL ha reconocido en contadas ocasiones ciertos eventos climáticos de magnitud extraordinaria como fuerza mayor válida para eximir sanciones.

Un caso ilustrativo del tratamiento de eventos excepcionales fue el apagón del estado de Amapá en noviembre de 2020. Este incidente se originó por el incendio de un transformador en una subestación de transmisión (fuera del sistema de distribución), dejando sin luz por hasta 21 días a la mayoría de la población del Amapá. El Gobierno Federal declaró de inmediato estado de calamidad pública en la región, coordinando acciones de contingencia (generadores de emergencia, ayuda humanitaria, etc.). ANEEL investigó las causas y detectó deficiencias de mantenimiento por parte de la empresa transmisora que propiciaron el siniestro, imponiéndole una multa histórica de R\$ 3,6 millones. Adicionalmente, debido a la gravedad social del evento, el Congreso Nacional y el Ejecutivo implementaron medidas legislativas especiales: se aprobó una ley que indemnizó a todos los consumidores afectados mediante un crédito equivalente a 30 días de consumo en sus facturas de electricidad, costo que fue cubierto con fondos sectoriales (Cuenta de Desarrollo Energético, CDE) en vez de cargarse a la distribuidora local. En cuanto a esta última,



dado que la causa del apagón fue externa a su red, ANEEL consideró que se trató de un caso fortuito externo fuera de su control inmediato. Por ende, a priori no sería sancionada por los días sin suministro en sus indicadores. Sin perjuicio de ello, la tragedia evidenció la enorme vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica ante eventos críticos y motivó reformas para robustecer la resiliencia del sistema ante emergencias.

En síntesis, sólo se exonera a las empresas en casos realmente atípicos e inevitables, evitando abusos en la invocación de la fuerza mayor. Eventos de escala catastrófica o única en el siglo podrían ser reconocidos como eximentes, pero contingencias menos extraordinarias se tratan como parte del riesgo regulatorio normal, que la concesionaria debe gestionar.

5.1.3. Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro

Brasil cuenta con una regulación técnica detallada de los estándares de continuidad y calidad del suministro eléctrico, que fija índices máximos de duración y frecuencia de interrupciones de suministro y un esquema de compensaciones económicas a los usuarios cuando se sobrepasan dichos límites. Los principales indicadores colectivos son el DEC y el FEC, que miden la duración y frecuencia promedio de cortes. También se controlan indicadores individuales por cliente, como el DIC (Duración de Interrupciones por Unidad Consumidora), FIC (Frecuencia de Interrupciones por Unidad Consumidora) y DMIC (Duración Máxima por Unidad Consumidora), entre otros. La normativa fija límites máximos para estos índices, diferenciados por región y tipo de zona (urbana/rural), en períodos mensuales, trimestrales y anuales. Si la distribuidora excede los límites de continuidad establecidos, incurre en sanciones administrativas y debe pagar compensaciones automáticas a los usuarios afectados.

Es importante destacar que la normativa excluye explícitamente del cálculo de dichos indicadores las interrupciones originadas por ciertas causas excepcionales. En concreto, el PRODIST (Procedimientos de Distribución), Módulo 8, prevé las siguientes situaciones que no se contabilizan en la evaluación de los indicadores DEC y FEC:

- Fallas internas del usuario: interrupciones causadas por problemas en las propias instalaciones del cliente.
- Interrupciones programadas con aviso: interrupciones notificadas previamente al usuario por razones técnicas o de seguridad.
- Interrupciones en Situación de Emergencia (ISE): cortes debidos a eventos fortuitos o de fuerza mayor debidamente comprobados (desastres naturales, catástrofes, etc.).
- Cortes por racionamiento o causas externas al sistema: interrupciones derivadas de racionamientos declarados por la autoridad federal, o fallas originadas fuera del sistema de distribución (por ejemplo, un colapso en la red de transmisión).

De esta forma, la regulación libera a las distribuidoras de los impactos en sus índices de continuidad cuando las interrupciones se deben a eventos extraordinarios fuera de su control, evitando penalizaciones injustas en tales casos.

En cuanto a las compensaciones a los usuarios, la misma normativa establece un mecanismo de resarcimiento automático cuando la calidad individual del servicio no alcanza los estándares. Por ejemplo, si un usuario en zona urbana sufre en un mes interrupciones que suman más horas que el límite DIC permitido, la distribuidora debe acreditarle de oficio un descuento en la próxima factura por cada hora o fracción adicional en exceso. Estos pagos no requieren que el cliente los reclame: son calculados y aplicados automáticamente, típicamente en el ciclo de facturación siguiente al incumplimiento. Constituyen así un incentivo económico directo para que las empresas mejoren su desempeño, ya que los cortes prolongados impactan sus ingresos.

No obstante, tal como se indicó, si la empresa demuestra que la interrupción prolongada se debió a un caso fortuito o de fuerza mayor reconocido, entonces no estará obligada a pagar la compensación automática por ese evento excepcional.

Desde la perspectiva de la remuneración base de la actividad de distribución, Brasil aplica un esquema tipo price-cap con revisiones periódicas, distinguiendo entre costos no gestionables y costos gestionables de la empresa. En los contratos de concesión se denomina Parcela A a los costos no controlables (principalmente compra de energía para revender, peajes de transmisión, impuestos y cargos sectoriales) y Parcela B a los costos gestionables propios de la distribuidora (operación, mantenimiento, inversiones, comercialización y administración). En términos funcionales, la Parcela B puede entenderse como el componente más cercano a la remuneración base de la actividad, en cuanto refleja el reconocimiento regulatorio de costos eficientes y de inversiones prudentes necesarias para suministrar el servicio con los estándares exigidos.

A diferencia del caso chileno, en Brasil la consideración de los objetivos de calidad del servicio no redefine ni condiciona la remuneración de las instalaciones existentes propiamente tales, en cuanto la base de activos reconocida se remunera en función de los activos efectivamente en servicio. En este sentido, los incentivos de calidad operan principalmente como ajustes sobre los ingresos y como compensaciones automáticas a los usuarios, pero no como una herramienta que “redimensione” teóricamente la base de infraestructura para efectos de determinar qué instalaciones deben ser reconocidas y remuneradas.

En este marco, la continuidad del servicio se vincula con la remuneración base mediante un componente de calidad incorporado en los mecanismos tarifarios. De acuerdo con el diseño regulatorio brasileño, en cada Revisión Tarifaria Periódica (normalmente cada 4 o 5 años) se fijan parámetros que se reflejan en los reposicionamientos o reajustes tarifarios



en los años siguientes, de modo que el desempeño en indicadores como DEC y FEC puede traducirse en ajustes positivos o negativos sobre el reconocimiento de ingresos asociados a la Parcela B en los ciclos tarifarios posteriores.

Así, si la distribuidora supera consistentemente las metas (es decir, tiene menos interrupciones de las previstas, brindando mejor servicio que el estándar), puede recibir un ajuste a su favor (llamado factor X_Q)¹⁰, permitiéndole conservar parte de ese beneficio en forma de ingresos ligeramente mayores en reajustes tarifarios posteriores (típicamente anuales). Por el contrario, si presenta índices de continuidad peores que los objetivos, se aplica un factor de calidad negativo, reduciendo los ingresos operativos para el siguiente período tarifario. Este ajuste funciona como una recompensa o penalización de mediano plazo: las empresas que invierten y logran alta confiabilidad son premiadas con una rentabilidad algo mayor, mientras que las que incumplen sistemáticamente en calidad ven recortados sus ingresos futuros regulados.

En síntesis, este modelo incentiva la calidad y la resiliencia del servicio, principalmente a través de dos mecanismos complementarios:

- a) Compensaciones directas a los usuarios por mala calidad: operan fuera de la tarifa mediante descuentos en las facturas cuando se exceden los límites permisibles de continuidad, salvo fuerza mayor reconocida. Esto penaliza a la distribuidora en el corto plazo y visibiliza el costo de los incumplimientos.
- b) Factores de calidad en la tarifa: un componente específico (X_Q) en la fórmula tarifaria premia o penaliza a la distribuidora según su desempeño en los indicadores DEC/FEC respecto a las metas regulatorias, ajustando a la baja o al alza sus ingresos permitidos en la siguiente revisión. Si la empresa logra sistemáticamente mejores índices de continuidad que los objetivos, puede retener parte del beneficio (mayores ingresos futuros); si presenta índices peores, ANEEL recortará la Parcela B reconocida, reduciendo su rentabilidad.

En esencia, las concesionarias ganan o pierden ingresos de acuerdo a la calidad de servicio entregada. Este esquema alinea los incentivos con la confiabilidad: los apagones frecuentes no solo generan multas y resarcimientos inmediatos, sino que también erosionan su rentabilidad regulada en el mediano plazo. Por el contrario, una empresa que invierte en robustez y mantiene índices de continuidad mejores que la norma puede ver recompensado ese desempeño con un ligero alivio en las exigencias de eficiencia futuras.

Por otra parte, el sector eléctrico brasileño cuenta con fondos compartidos (como la Reserva Global de Reversión, RGR, o la citada CDE) que en

¹⁰ PRORET Módulo 2 Submódulo 2.5, que regula el factor general, y Submódulo 2.5A, que desarrolla específicamente el componente de calidad X_Q asociado al desempeño en continuidad.

situaciones excepcionales pueden emplearse -previa aprobación gubernamental- para distribuir costos extraordinarios entre todos los agentes. Un ejemplo fue, nuevamente, el apagón de Amapá 2020: el Gobierno autorizó utilizar recursos de la CDE para financiar la compensación extraordinaria de 30 días de consumo gratuito a los clientes, evitando cargar ese costo directamente a la distribuidora local (que de otro modo hubiera entrado en insolvencia). Cabe mencionar también que la ANEEL ha estudiado medidas regulatorias para fomentar la resiliencia ex-ante, incluyendo la posibilidad de introducir un esquema que permita reconocer anticipadamente en tarifas ciertas inversiones en reforzar la red contra eventos climáticos (como el soterramiento de líneas críticas o la instalación de tecnología inteligente que aísle fallas). A la fecha, dicho esquema no se encuentra definido ni vigente, y sería objeto de una discusión regulatoria específica. Cualquier gasto adicional, sin embargo, se evalúa bajo el principio de tarifas justas, sopesando no encarecer excesivamente las cuentas de luz y al mismo tiempo garantizar la confiabilidad del suministro.

5.1.4. Lecciones y elementos destacables

Brasil cuenta con un marco normativo y regulatorio en evolución para responder a los desafíos de eventos extremos y cambio climático. Tradicionalmente, la regulación brasileña ha estado muy orientada a la protección del consumidor, con estándares estrictos de calidad del servicio y una interpretación limitada de la fuerza mayor en favor de los usuarios. Esto se refleja en la responsabilidad objetiva impuesta a las distribuidoras (Constitución y CDC) y en la postura tanto del regulador como de los tribunales: la fuerza mayor solo se admite cuando el evento es imprevisible, inevitable y ajeno a los riesgos ordinarios de la actividad. En la práctica, si los usuarios sufren apagones prolongados o daños por falta de energía, reciben compensaciones automáticas y pueden lograr indemnizaciones judiciales, salvo que la empresa demuestre claramente un caso fortuito externo. Paralelamente, las distribuidoras operan bajo incentivos para mejorar su resiliencia: un desempeño deficiente les acarrea multas, pagos compensatorios e incluso reduce sus ingresos reconocidos en las tarifas futuras.

Sin embargo, los eventos recientes de alta severidad -tormentas atípicas, inundaciones catastróficas, el apagón masivo de Amapá, entre otros- pusieron de manifiesto vacíos y puntos de mejora en el modelo. En respuesta, Brasil está implementando reformas que incorporan lecciones aprendidas y mejores prácticas internacionales. El foco se ha desplazado de un análisis meramente retrospectivo caso a caso (decidir ex-post si un corte fue o no fuerza mayor) hacia una mayor planificación ex-ante de la respuesta a emergencias y la adaptación a eventos extremos. En respuesta a eventos de alta severidad, ANEEL ha venido reforzando exigencias operativas y de preparación para contingencias en distribución, con foco en la atención de emergencias, la gestión preventiva de riesgos y la mejora de la información al usuario. Entre las medidas adoptadas, destacan:



- Compensación financiera de los consumidores en situaciones de emergencia, cuando la interrupción supera las 24 horas en el área urbana y las 48 horas en la zona rural. La compensación se realiza considerando el valor de la tarifa y las horas que el consumidor estuvo sin servicio.
- Indemnización por daños a equipos. Se establece la compensación a los consumidores en caso de daños a los equipos eléctricos durante la ocurrencia de una situación de emergencia o estado de calamidad.
- Planes de contingencia obligatorios y manejo de vegetación: Todas las distribuidoras deberán contar con Planes de Contingencia estandarizados para atender eventos climáticos extremos, incluyendo protocolos de comunicación con clientes y autoridades, entrenamiento de equipos de emergencia, y estrategias de reconexión según distintos niveles de gravedad. Asimismo, se establecieron directrices precisas para el manejo preventivo de la vegetación: las empresas deben realizar podas y despejes de árboles periódicamente en las cercanías de sus líneas, llevando un registro anual de dichas acciones y coordinando con los municipios cuando corresponda. Si bien la poda urbana es responsabilidad primaria de las alcaldías, la regulación ahora exige que las distribuidoras actúen proactivamente para proteger la red de caídas de árboles, so pena de sanciones. Estas medidas buscan reducir la incidencia de cortes durante temporales - se aprendió, por ejemplo, del gran apagón de São Paulo en 2024 por vientos huracanados, en que la falta de poda contribuyó a la caída masiva de ramas sobre el tendido.

En conclusión, las tendencias actuales en Brasil apuntan a un endurecimiento en la calificación de la fuerza mayor -con el fin de incentivar a las empresas a elevar sus estándares de diligencia- combinado con la adopción de políticas pro-resiliencia. Regulador y Poder Judicial actúan alineados exigiendo altos estándares de prevención: la fuerza mayor se reconoce, pero con alcance limitado y condicionado a que la concesionaria haya hecho todo lo razonable por evitar el daño. Por ejemplo, la ocurrencia de lluvias fuertes ya no es excusa válida per se; se espera que la distribuidora esté preparada para los patrones climáticos típicos de su región y mitigue sus efectos. Solo fenómenos verdaderamente extraordinarios y fuera de todo parámetro serán aceptados como fortuitos externos, y aun en esos casos se evalúa el desempeño de la empresa durante la emergencia. Al mismo tiempo, Brasil ha consolidado un amplio esquema de compensaciones automáticas al usuario y ha integrado la calidad del suministro en la fórmula tarifaria, asegurando que la confiabilidad del servicio tenga consecuencias financieras directas para las empresas (tanto en el corto plazo, vía pagos a los clientes, como en el mediano plazo, vía ajuste de sus ingresos permitidos).



5.2. Colombia

En Colombia, la continuidad del servicio eléctrico como servicio público esencial está consagrada a nivel constitucional y legal. La Constitución impone al Estado el deber de asegurar la prestación eficiente y continua de los servicios públicos, y la ley desarrolla este mandato estableciendo la responsabilidad del prestador de garantizar un suministro ininterrumpido y de calidad. No obstante, el ordenamiento jurídico colombiano prevé eximentes de responsabilidad para situaciones extraordinarias: la figura de la fuerza mayor o caso fortuito permite exceptuar al operador del estricto cumplimiento de la continuidad cuando enfrenta eventos imprevisibles e irresistibles fuera de su control.

5.2.1. Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad

De acuerdo con el artículo 64° del Código Civil, se llama fuerza mayor o caso fortuito el imprevisto o que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.

En el sector eléctrico, este concepto general se incorpora mediante las Leyes N° 142-1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones, y N° 143-1994, mediante la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional y se dictan otras disposiciones en materia energética. Estas leyes disponen que la empresa prestadora no incurre en falla en la prestación del servicio cuando la interrupción obedece a circunstancias de fuerza mayor debidamente demostradas. En otras palabras, la obligación primordial de brindar un servicio continuo cede ante eventos extremos ajenos al control del prestador, siempre que éstos cumplan las condiciones legales de imprevisibilidad e irresistibilidad.

En efecto, la Ley N° 142-1994 establece en su artículo 136° que la prestación continua y de buena calidad es la principal obligación contractual de la empresa de servicios públicos. El incumplimiento de esta obligación se considera, para efectos legales, una falla en la prestación del servicio. Sin embargo, la misma ley prevé excepciones:

- El artículo 137° señala que la falla del servicio da derecho al suscriptor o usuario, desde el momento en el que se presente, a la resolución del contrato, o a su cumplimiento con las reparaciones que señala, entre las que se incluye, en el numeral 137.3, la indemnización de perjuicios, que en ningún caso debe tasarse en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; más el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al usuario; más el valor de las inversiones o gastos en que cliente haya incurrido para suplir el servicio. No obstante en ese mismo numeral 137.3 se dispone que esta indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito.

Esto significa que, demostrado el evento imprevisible e irresistible, el prestador queda liberado de pagar compensaciones por los daños ocasionados durante el corte.

- El artículo 139° señala que no se configura falla en la prestación cuando la suspensión del servicio se hace en interés del propio servicio por circunstancias justificadas. En particular, el numeral 139.1 dispone que no habrá falla cuando la empresa realiza suspensiones para reparaciones técnicas, mantenimientos programados, o racionamientos por fuerza mayor, siempre que medie aviso amplio y oportuno a los usuarios. Esta disposición reconoce expresamente la fuerza mayor como causal eximente, condicionada a que el prestador notifique previamente de la interrupción.

En igual sentido, la Ley N° 143-1994, en su artículo 6°, consagra el principio de continuidad del servicio eléctrico, indicando que el suministro de energía es un servicio público esencial que debe prestarse de forma permanente y sin interrupciones, salvo aquellas interrupciones programadas por razones técnicas o por causa de fuerza mayor o caso fortuito, o las derivadas de sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones (por ejemplo, cortes por mora).

Como se aprecia, la ley eléctrica incorpora la fuerza mayor dentro de las causas legítimas por las cuales puede suspenderse el servicio sin que ello implique un incumplimiento del deber de continuidad.

En particular, el número 6.3.1.1 de la Resolución CREG N° 70-1998 se establece que si ocurre un evento de fuerza mayor que cause indisponibilidades en el servicio, el operador de la red afectado debe declararlo oficialmente ante la Superintendencia de Servicios Públicos tan pronto como sea posible, asumiendo la responsabilidad por dicha declaración. Esta notificación formal es crucial para que el evento quede registrado como causa exógena y se active el tratamiento regulatorio especial.

En conclusión, la normativa colombiana configura la fuerza mayor como un claro eximente de responsabilidad del prestador, reflejando un balance entre la obligación de continuidad y la realidad de eventos catastróficos que escapan al control empresarial.

5.2.2. Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales

El régimen eléctrico colombiano no prevé denominaciones técnicas para los diferentes estados de operación del sistema. Sin embargo, reconoce situaciones excepcionales que puedan afectar la continuidad del servicio y considera protocolos para el manejo de estos. Así, en condiciones normales, los operadores de red deben mantener el suministro dentro de estándares de calidad, aplicando planes de mantenimiento programado con las debidas notificaciones.



La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha definido los indicadores para medir la calidad de suministro, principalmente la duración y frecuencia de las interrupciones que experimentan los usuarios. Específicamente, mediante su Resolución CREG N° 15-2018, adoptó explícitamente los indicadores agregados SAIDI y SAIFI y los indicadores individuales DIU y FIU, excluyendo de su cómputo los eventos debidos a catástrofes naturales -tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados- y los eventos debidos a actos de terrorismo. En estos casos, el operador de red debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información.

Así, no basta la mera afirmación de la empresa de haber sufrido un evento de fuerza mayor; es necesario que una autoridad competente declare formalmente que ocurrió un desastre natural o un atentado terrorista, para que la empresa pueda excluir ese evento de sus índices de SAIDI y SAIFI y de la base para sanciones.

Colombia cuenta con reglas y procedimientos regulatorios para el tratamiento de eventos excepcionales, especialmente orientados a la calificación y validación de exclusiones en indicadores de calidad y a los deberes de notificación y soporte probatorio ante la autoridad competente.

5.2.3. Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro

La ocurrencia de eventos de fuerza mayor o estados operativos de excepción tiene implicancias importantes en los indicadores de calidad del servicio, los derechos de los usuarios a compensaciones y el régimen tarifario del sector eléctrico. El marco regulatorio colombiano ha ido refinando un esquema que equilibra la protección al usuario frente a la prestación deficiente del servicio, con la protección al prestador frente a sucesos catastróficos.

En condiciones normales, si un operador supera los niveles máximos admisibles de interrupciones, incurre en incumplimiento. Sin embargo, la regulación permite excluir del cómputo de estos índices las interrupciones originadas en fuerza mayor u otras causas externas definidas.

Por otro lado, en el número 5.2.3.2 de la Resolución CREG N° 15-2018 se establece que, con base en el desempeño anual de la calidad media de cada operador de red, se debe aplicar un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle.

El desempeño anual de la calidad media de cada operador de red se mide a partir de la comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores.

Los incentivos serán iguales a cero cuando los indicadores anuales de calidad media del sistema se encuentren dentro de la banda de



indiferencia de la calidad media definida, para cada indicador y para cada año.

Colombia ha desarrollado un sistema de compensaciones automáticas al usuario por deficiencias en la calidad, en paralelo con los derechos indemnizatorios consagrados en la ley. El artículo 137° de la Ley N° 142-1994 otorga al suscriptor o usuario derecho a reparaciones cuando el servicio falla continuamente por 15 días o más dentro de un mismo periodo de facturación, incluyendo el descuento del cargo fijo y una indemnización de perjuicios tasada al menos en el consumo no suministrado por cada día de falla. Esta indemnización legal contempla además el resarcimiento de multas o gastos en que el usuario incurra debido a la suspensión del servicio. No obstante, la norma establece expresamente que *"la indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito"*, reflejando nuevamente la excepción por caso fortuito en la responsabilidad del prestador.

Independiente de las vías legales individuales, la regulación creó un esquema de descuentos automáticos en la factura cuando la calidad del servicio no alcanza ciertos estándares. Desde 1998, la CREG limitó el número de horas e interrupciones admisibles al año por empresa, fijando que si se exceden esos límites, la empresa debe compensar a los usuarios el tiempo extra sin servicio, mediante créditos en la facturación. Este sistema de compensación, refinado por la Resolución CREG N° 15-2018, funciona aun si la causa del corte fue exógena, salvo que la empresa haya declarado formalmente la fuerza mayor. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha enfatizado que la obligación de compensar al usuario no desaparece automáticamente por alegar fuerza mayor, es decir, el evento se considera falla hasta que la empresa demuestre lo contrario¹¹. En la práctica, esto obliga al operador a aplicar el descuento en la factura al usuario dentro del ciclo comercial correspondiente, y si considera que la suspensión de suministro se debió a fuerza mayor, debe tramitar ante la Superintendencia o la CREG la exclusión del evento.

Particularmente, en el número 5.2.4.3 de la Resolución CREG N° 15-2018 establece los criterios y condiciones para determinar el valor de las compensaciones.

Por otro lado, cuando ocurre un evento catastrófico, el régimen tarifario colombiano prevé mecanismos para que las empresas recuperen costos de inversiones imprevistas por fuerza mayor. En efecto, si un activo del sistema resulta destruido por un desastre natural o evento catastrófico, la empresa puede reconstruirlo e incluir esa nueva inversión en su base de activos regulada, aunque no hubiera estado en el plan de inversiones

¹¹ Al respecto la SSPD ha señalado que: "Cuando el daño se presenta por situaciones ajenas al prestador, como ocurre en eventos de fuerza mayor o caso fortuito, no se puede hablar de responsabilidad civil contractual, pues el daño no se deriva de un incumplimiento del contrato celebrado entre las partes, sino de un evento de la naturaleza imposible de resistir por parte del prestador y que, por ende, constituye un eximente de responsabilidad, siempre y cuando se demuestre tal circunstancia. Para tales efectos, será necesario que se examine probatoriamente, quién o cual fue el agente generador del hecho dañoso, con el propósito de determinar en cabeza de quien se encuentra la responsabilidad de su ocurrencia, así como la necesidad de reparación."

original aprobado ex-ante. La CREG ha emitido normas que permiten reconocer en la tarifa dichas inversiones de reposición por causa mayor, de modo que la empresa no quede desfinanciada tras atender la emergencia. Por ejemplo, luego del huracán Iota de 2020, que devastó la infraestructura eléctrica del archipiélago de San Andrés y Providencia, autorizó a la empresa distribuidora local registrar la reconstrucción de la red de Providencia como inversión necesaria, financiada parcialmente vía tarifa a nivel nacional y complementada con recursos públicos. Este caso mostró la flexibilidad regulatoria para responder a eventos extremos: se aceleró la reposición de activos y se socializó el costo entre todos los usuarios del país y el Estado, dada la magnitud del desastre.

Adicionalmente, en situaciones muy excepcionales, se pueden autorizar cargos tarifarios transitorios para cubrir costos de rehabilitación por desastres (mecanismo de pass-through de costos excepcionales). Si bien esto no se ha aplicado ampliamente en distribución, un paralelo es el *Cargo por confiabilidad* en el mercado mayorista (que transfiere costos de asegurar respaldo en generación). En distribución, la figura serían los Planes de Normalización y Reposición: si por una calamidad la red queda inservible, la empresa formula un plan de inversiones extraordinarias, que la CREG puede avalar y trasladar gradualmente a tarifa. Alternativamente, podrían emplearse recursos del presupuesto nacional (subsidios de capital) para esas obras, lo cual ha ocurrido en zonas de desastre para no recargar por completo al usuario.

Por su parte, cuando el impacto económico es desproporcionado, también entran en juego fondos estatales: Colombia cuenta con el Fondo de Solidaridad para áreas especiales y con los recursos de atención de desastres del Estado, que pueden subsidiar parte de la recuperación de servicios públicos esenciales. Por ejemplo, tras el huracán de Iota, el Gobierno destinó partidas presupuestarias para restablecer servicios básicos en Providencia, complementando lo cubierto por tarifas. Si bien no es un fondo permanente para distribuidoras, en la práctica el Estado ha intervenido con recursos cuando la magnitud del desastre excede la capacidad financiera de la empresa (especialmente si es estatal o intervenida).

En resumen, frente a eventos de fuerza mayor, el régimen tarifario colombiano protege la sostenibilidad financiera del servicio mediante herramientas como: i) inclusión de nuevas inversiones en la base tarifaria, ii) autorización de cargos especiales o planes tarifarios extraordinarios, y iii) apoyo fiscal en casos extremos. Todo ello sujeto a la aprobación y control de la CREG y demás autoridades, garantizando que los recursos se destinen efectivamente a restablecer el servicio.

5.2.4. Lecciones y elementos destacables

La experiencia colombiana ofrece varias lecciones útiles sobre cómo equilibrar la continuidad del servicio, la protección al usuario y la sostenibilidad financiera de las empresas frente a eventos extraordinarios.



Primero, el modelo combina un régimen estricto de responsabilidad y calidad -con compensaciones automáticas, estándares exigentes y sanciones por bajo desempeño- con un reconocimiento explícito de que la obligación de continuidad no es absoluta. Cuando la causa de un corte se configura como fuerza mayor, la regulación permite excluir esos eventos de los indicadores de calidad, lo que evita castigar a la empresa por hechos fuera de su control.

Segundo, en el modelo colombiano existe un reconocimiento de que la estructura tarifaria ordinaria no está diseñada para financiar daños derivados de fenómenos extremos. Por ello, el régimen prevé mecanismos que permiten recuperar costos extraordinarios generados por la reposición de activos destruidos por fuerza mayor. Este enfoque resulta especialmente relevante para sistemas sujetos a tarifas reguladas y con estándares de calidad definidos ex-ante: si un evento de magnitud inusual destruye parte relevante de la infraestructura, la empresa puede incorporar inversiones de reposición en la base de activos regulados, aun cuando dichas obras no estuvieran contempladas en los planes de inversión originales.

Además, en casos de desastres severos la autoridad ha mostrado flexibilidad, permitiendo el reconocimiento acelerado de inversiones necesarias, habilitando mecanismos tarifarios extraordinarios y complementando la recuperación mediante aportes fiscales cuando la magnitud del daño excedía la capacidad financiera de la empresa o hacía inviable trasladar todos los costos a tarifa. Este precedente demuestra que el sistema colombiano asume que la resiliencia ante eventos extremos no puede financiarse exclusivamente vía tarifa, y que en circunstancias excepcionales resulta legítimo recurrir a instrumentos adicionales, ya sea tarifarios temporales o recursos públicos.

En síntesis, el caso colombiano demuestra que un régimen de tarifas reguladas debe distinguir de manera clara entre riesgos ordinarios -cubiertos por la tarifa y sujetos a estándares estrictos- y riesgos extraordinarios -que requieren mecanismos específicos de reconocimiento de costos-, preservando tanto la continuidad del suministro como la sostenibilidad del sistema eléctrico.

5.3. Reino Unido

El marco regulatorio del sector eléctrico en el Reino Unido se caracteriza por normas detalladas que equilibran la protección al consumidor con incentivos a las empresas para garantizar la calidad del suministro. Bajo la supervisión de la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) -creada por la ley Electricity Act 1989-, los operadores eléctricos, tanto de transmisión como de distribución, deben cumplir licencias y códigos técnicos que contemplan procedimientos para operaciones normales y situaciones excepcionales. En este capítulo se describe cómo la normativa británica aborda la fuerza mayor y las exenciones de responsabilidad, los estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales, la interacción de estos con la calidad del servicio,



compensaciones y tarifas, y finalmente las lecciones y elementos destacables de esta regulación, con referencias a la normativa vigente en que se basan.

5.3.1. Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad

En el ordenamiento británico, a diferencia de los sistemas de derecho civil, no existe una definición legal general de fuerza mayor establecida por estatuto. La figura de la fuerza mayor es de naturaleza eminentemente contractual: su aplicación y efectos dependen de lo estipulado en los contratos.

En ausencia de una cláusula de fuerza mayor, ante eventos sobrevenidos que dificulten o impidan la ejecución de un contrato, la doctrina relevante es la “frustración del contrato”, que se configura cuando, sin culpa de las partes, el cumplimiento se vuelve imposible o radicalmente distinto de lo originalmente pactado. No es la mera onerosidad, inconveniencia o pérdida económica lo que activa la frustración; debe ocurrir un cambio tal en la naturaleza de la obligación que lo que se prometió hacer pase a ser esencialmente algo diferente a lo acordado. La consecuencia de la frustración es la extinción automática de las obligaciones futuras, con liquidación de prestaciones pendientes, aunque los tribunales aplican esta doctrina con moderación, reservándola para casos extremos donde la base misma del contrato se ha quebrado.

Así, la fuerza mayor debe estar prevista contractualmente y se interpreta de forma estricta, exigiendo que el evento esté fuera del control de la parte, haya imposibilitado realmente la ejecución, y que la parte afectada haya tomado todas las medidas razonables para evitar o mitigar el incumplimiento. Las cláusulas típicas de fuerza mayor en contratos ingleses suelen enumerar eventos (desastres naturales, actos de autoridad, etc.) y requieren notificar por escrito el suceso, suspendiendo las obligaciones mientras dure la causa. Asimismo, suelen incluir la obligación de mitigación, de modo que el afectado debe emplear esfuerzos razonables para sobreponerse al evento. Este estándar refleja los elementos clásicos de la fuerza mayor: externidad, imprevisibilidad e inevitabilidad del impedimento.

Ahora bien, en el sector eléctrico, aun sin fuerza mayor legal, la normativa sí contempla deberes de continuidad y calidad del suministro y, a la vez, eximentes acotadas frente a eventos extremos. El marco base es la Electricity Act 1989 (y sus modificaciones, incluyendo la Utilities Act 2000), que sustenta el sistema de licencias¹² y habilita al regulador OFGEM para establecer condiciones aplicables a los operadores.

En particular, las licencias de distribución incorporan un tratamiento específico para eventos fuera del control razonable del operador, sin eliminar el deber de diligencia ni las obligaciones esenciales, sino modulando su exigibilidad durante la contingencia.

¹² Sección 6 del Electricity Act 1989

En cuanto a los estándares garantizados y compensaciones, la regulación aplicable se encuentra, entre otras normas, en las Electricity (Standards of Performance) Regulations 2015. En la sección 7 de este instrumento, se establecen deberes de reposición del suministro y compensaciones asociadas a condiciones climáticas severas y, en la sección 8, para eventos de desconexión de rotación.

A su vez, en la sección 9 del mismo instrumento, se delimitan expresamente las exenciones a la aplicación de los estándares de reposición y al pago de compensaciones. En particular, se contemplan diversas hipótesis, tales como escenarios cubiertos por regulaciones de emergencia dictadas bajo la Civil Contingencies Act 2004; situaciones en que no es razonablemente practicable restablecer antes del plazo por causas externas, incluyendo acción sindical, actos u omisiones de terceros, imposibilidad de acceso, cumplimiento de obligaciones legales o instrucciones de autoridad, y, de manera relevante, circunstancias de naturaleza excepcional más allá del control del distribuidor de electricidad correspondiente (que no sean el clima severo o los efectos del clima severo o las circunstancias establecidas en la sección 8)

Finalmente, debe tenerse presente que las obligaciones de continuidad, calidad y compensación derivan del marco regulatorio y de licencia, por lo que su alcance y eventuales exenciones se determinan conforme a dichos instrumentos y no por estipulaciones contractuales entre privados. En consecuencia, una cláusula contractual de fuerza mayor no puede, por sí sola, desplazar la exigibilidad de deberes regulatorios ni extender exenciones más allá de lo previsto en la normativa y en las condiciones de licencia aplicables.”

5.3.2. Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales

En el Reino Unido, el tratamiento de eventos excepcionales en distribución eléctrica se estructura en dos planos complementarios: i) el régimen de estándares garantizados y compensaciones al usuario, aplicable ante determinados incumplimientos del servicio, y ii) el régimen de gestión operativa de emergencias del sistema, previsto en códigos y planes sectoriales, sin perjuicio del tratamiento específico que pueda contemplarse en las licencias y esquemas de incentivos por desempeño.

En el primer plano, la referencia normativa central es el Electricity (Standards of Performance) Regulations 2015 (SI 2015/699), que define objetivamente las condiciones de “severe weather” para efectos de estándares y compensaciones. En particular, el instrumento distingue las siguientes categorías:

- Categoría 1: tormenta severa de impacto moderado. Se configura cuando la cantidad de averías en alta tensión supera en 8 veces o más el promedio diario, pero sin alcanzar el umbral de clientes de un evento catastrófico.



- Categoría 2: tormenta de impacto excepcional. Corresponde a condiciones climáticas muy severas donde las averías alcanzan al menos 13 veces el promedio diario, sin límite de clientes (o afectando menos que un evento catastrófico global).
- Categoría 3: eventos catastróficos de gran escala. Definidos como aquellos en que el número de clientes interrumpidos es igual o superior a un umbral específico por distribuidora.

Estas categorías operan como un criterio técnico estandarizado para modular la exigibilidad de determinados estándares y la detonación y/o magnitud de compensaciones, conforme a las reglas aplicables a la reposición del suministro y a los pagos asociados en el propio SI 2015/699. En la práctica, ante eventos clasificados en las señaladas categorías, se amplían los tiempos antes de que nazca el derecho a compensación y se modulan umbrales, plazos y compensaciones en el régimen de estándares garantizados; adicionalmente, cuando corresponda, estos eventos pueden recibir un tratamiento diferenciado en los mecanismos de evaluación de desempeño e incentivos conforme a las condiciones de licencia y a la metodología aplicable.

En el segundo plano, ante contingencias sistémicas de alcance nacional, el Reino Unido dispone de marcos de emergencia que permiten ordenar medidas extraordinarias, incluyendo desconexiones rotativas de carga para preservar la seguridad del sistema. En este contexto se inserta el Electricity Supply Emergency Code (ESEC), utilizado como marco operativo para coordinar la aplicación de medidas de emergencia por el operador del sistema bajo directrices de la autoridad competente, en coherencia con los planes nacionales de contingencia para gas y electricidad y con los códigos aplicables a la operación del sistema. Desde la perspectiva regulatoria, este tipo de desconexiones rotativas se trata como una situación excepcional de defensa del sistema, diferenciada del régimen ordinario de continuidad y compensaciones.

5.3.3. Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro

El sector de distribución eléctrica está regulado mediante un esquema de control de tarifas e incentivos denominado RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). Este modelo reemplazó al antiguo método RPI-X y busca alinear los ingresos de las empresas con la entrega de resultados (outputs) valiosos para los consumidores, fomentando la eficiencia y la innovación.

Bajo RIIO, se fija un ingreso máximo regulado para cada distribuidora a varios años vista que incorpora:

- Costos permitidos eficientes para operar, mantener e invertir en la red (determinados tras evaluación de planes de negocio).
- Incentivos: ajustes financieros según desempeño en ciertos índices de servicio (output incentives). Por ejemplo, existe un incentivo de



continuidad (Interruption Incentive Scheme) que aumenta o reduce ingresos anuales si la empresa supera o queda por debajo de sus metas de SAIDI/SAIFI (CI/CML), ajustadas por excepciones.

- + Innovación: fondos para proyectos de innovación e implementación de nuevas tecnologías.
- + Outputs: compromisos de resultados medibles en varias categorías, cuyo cumplimiento puede afectar reputación e incluso pagos.

En este marco, la calidad de suministro se internaliza mediante incentivos y penalizaciones. Un instrumento clave es el Interruption Incentive Scheme (IIS), que ajusta ingresos según el desempeño anual de continuidad, medido en indicadores agregados como Customer Interruptions (CI) y Customer Minutes Lost (CML). La lógica es que mejores resultados (menos interrupciones y menor duración) se traducen en incentivos, y resultados inferiores, en penalizaciones. Así, las distribuidoras tienen metas anuales de continuidad del suministro: una empresa que sobrepasa las metas de fiabilidad puede enfrentar penalizaciones financieras, mientras que si las supera positivamente puede obtener recompensas. De esta manera, las tarifas finales reflejan en parte la calidad lograda –los usuarios pagan ligeramente más a una empresa que brinda mejor servicio, y menos (o la empresa asume costos) si el servicio fue deficiente.

A nivel de protección individual del usuario, operan los Guaranteed Standards establecidos en las Electricity (Standards of Performance) Regulations, que imponen plazos máximos de reposición y compensaciones automáticas. Así, si un cliente sufre una interrupción prolongada de electricidad, las normas británicas le reconocen el derecho a una indemnización estandarizada por parte de la empresa distribuidora. Sin embargo, para situaciones de meteorología severa u otros eventos anómalos de gran escala, la regulación extiende los plazos de respuesta admisibles y ajusta las compensaciones.

A diferencia de esquemas mutualizados como el italiano, no existe un fondo estatal permanente que reembolse compensaciones por eventos catastróficos. No obstante, el marco RIIO contempla mecanismos regulatorios de ajuste (por ejemplo, reopeners y mecanismos de incertidumbre) que, bajo escrutinio, pueden habilitar recuperación de ciertos costos extraordinarios o financiar inversiones adicionales de resiliencia tras eventos extremos. Un ejemplo de ello fue la incorporación de un “Storm Arwen re-opener” en RIIO-ED2 para abordar inversiones derivadas de lecciones aprendidas y refuerzos de resiliencia.

5.3.4. Lecciones y elementos destacables

La experiencia del Reino Unido ofrece elementos particularmente útiles para el diseño regulatorio de continuidad de suministro:

- Excepcionalidad definida con criterios técnicos y validación regulatoria. El modelo británico diferencia eventos ordinarios y

extremos mediante categorías objetivas y permite la calificación como Exceptional Event con un procedimiento formal ante OFGEM, evitando que la “fuerza mayor” se convierta en una invocación discrecional. Esto aproxima el tratamiento a una lógica de “fuerza mayor estadística”.

- Doble enfoque en calidad de servicio (compensación e incentivos): El Reino Unido ha implementado un esquema que combina compensaciones obligatorias al usuario afectado con incentivos económicos sobre los ingresos de la empresa regulada. Esta combinación garantiza, por un lado, una reparación directa e inmediata al cliente por incumplimiento de los estándares de calidad de suministro y, por otro, motiva a las compañías a mejorar continuamente su desempeño global para evitar penalizaciones en su rentabilidad.
- Exclusión acotada de eventos excepcionales, sin impunidad operativa. La exclusión de métricas busca equidad, pero no elimina el deber de gestión diligente; la práctica muestra escrutinio ex-post y exigencias de mejora, incluso en eventos extremos.
- Ajustes regulados ex-post. El Reino Unido canaliza la gestión de costos extraordinarios principalmente por herramientas del control tarifario (por ejemplo, reopeners).
- Protocolos de emergencia bien establecidos: El hecho de que se contemplen procedimientos detallados para condiciones de emergencia y que exista un código gubernamental de desconexión rotativa (ESEC) representa un compromiso con la resiliencia del sistema eléctrico. Esta previsión significa que, ante eventos extremos, el Reino Unido puede manejar la situación de forma coordinada, evitando improvisaciones.

En suma, la regulación del Reino Unido en materia de fuerza mayor, estados operativos excepcionales, calidad del suministro y compensaciones es ampliamente reconocida por su integralidad y rigor. Combina reglas claras con flexibilidad limitada para casos extremos, protege a los usuarios comunes sin desincentivar la operación en contextos desafiantes, y promueve la transparencia y la responsabilidad de las empresas eléctricas. Estos elementos hacen de su modelo un referente valioso para la mejora de la regulación de servicios públicos a nivel internacional.

5.4. Italia

La regulación italiana en materia de continuidad y calidad del suministro eléctrico se caracteriza por un enfoque que combina estándares de calidad de servicio estrictos, compensaciones automáticas a los usuarios, mecanismos de incentivos y penalizaciones basados en desempeño y un tratamiento específico de los eventos extraordinarios o de fuerza mayor. Este diseño ha sido desarrollado progresivamente por la autoridad reguladora sectorial -Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), anteriormente EEAG-, ente independiente

creado por la Ley N° 481-1995, con competencias para regular, supervisar y fiscalizar los servicios eléctricos y energéticos de Italia.

A lo largo de las últimas dos décadas, Italia ha refinado su marco regulatorio con el objeto específico de equilibrar la protección de los consumidores (garantizando continuidad, calidad y compensaciones) con la necesidad de reconocer límites razonables a la responsabilidad de los operadores cuando se enfrentan circunstancias excepcionales fuera de su control.

En este contexto, el ordenamiento italiano ha desarrollado un mecanismo regulatorio innovador de identificación estadística de eventos excepcionales que permite calificar determinadas interrupciones como no imputables al distribuidor sin recurrir exclusivamente a prueba documental caso a caso.

5.4.1. Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad

El Código Civil establece que el deudor no responde del incumplimiento si este proviene de una causa no imputable a él. En particular, el artículo 1218° dispone que el deudor que no realice exactamente la prestación debida está obligado a indemnizar los daños y perjuicios, si no prueba que el incumplimiento o el retraso se debió a la imposibilidad de la prestación derivada de una causa no imputable a él. De igual modo, el artículo 1256° prevé que la obligación se extingue cuando, por una causa no imputable al deudor, la prestación se vuelve imposible. Así, estas normas recogen los conceptos de caso fortuito y fuerza mayor, tradicionalmente entendidos en la jurisprudencia italiana como situaciones que exoneran de responsabilidad. En suma, en el derecho italiano, la fuerza mayor se equipara a un impedimento imprevisible, inevitable y ajeno al deudor, que puede excusar el incumplimiento de obligaciones.

En la regulación italiana, el concepto de fuerza mayor en materia eléctrica opera como una causa eximente de responsabilidad del distribuidor respecto del cumplimiento de los estándares de continuidad y de la obligación de pagar compensaciones automáticas, cuando las interrupciones del suministro eléctrico tienen su origen en eventos extraordinarios, imprevisibles y no controlables por el operador.

La regulación sectorial eléctrica, en materia de calidad de servicio, identifica de forma expresa diversas causales de fuerza mayor o causas externas, incluyendo actos de terceros, órdenes de autoridades, acciones operativas indispensables para la seguridad del sistema eléctrico y demoras justificadas en la reposición por razones de seguridad. Al respecto, la letra n) del artículo 2º, “Definiciones”, del Texto Integrado de la Regulación basada en los Resultados de los Servicios de Distribución de Energía Eléctrica - Periodo regulatorio 2024-2027 (TIQD), reconoce expresamente la existencia de “eventos excepcionales” como “aquellos que provocan daños en las instalaciones e interrupciones incluso en períodos de condiciones normales en zonas circunscritas (por ejemplo: tornados, avalanchas, etc.), debido al rebasamiento de los límites de diseño de las instalaciones”. Como se aprecia, la norma establece un

vínculo explícito entre la excepcionalidad del evento y el diseño de las instalaciones.

Por su parte, en el número 12.1 del TIQD, se dispone que la empresa distribuidora debe registrar la causa de cualquier interrupción, excluyendo aquellas con origen "sistema eléctrico", según el siguiente desglose: a) causa de fuerza mayor, definida como: interrupciones excepcionales debidas a eventos excepcionales; robos; actos de autoridad, como órdenes de apertura de líneas para extinguir incendios o por razones de seguridad emitidas por TERN A u otros operadores interconectados; interrupciones debidas a cortes de suministro programados; acciones destinadas a garantizar la seguridad del sistema eléctrico; huelgas convocadas sin el preaviso legal, o debido a ataques intencionales y sabotajes. Además, los períodos de interrupción debidos a la suspensión o aplazamiento de las operaciones de restablecimiento por razones de seguridad se atribuyen a fuerza mayor; b) causas externas, es decir: averías causadas por los usuarios, contacto accidental o daños en conductores causados por terceros, fallas causadas en equipos de producción, trabajos o mantenimiento solicitados por terceros o usuarios; c) otras causas, entendiéndose por tales todas aquellas no señaladas en las letras anteriores, incluidas las indeterminadas y las no localizadas.

Así, por ejemplo, si debido a un desastre natural las autoridades ordenan la evacuación de la población en ciertas zonas, los estándares de continuidad (tiempos máximos de reposición, frecuencia de cortes, etc.) no se aplican a los usuarios afectados por la emergencia. En tales casos, la empresa distribuidora debe conservar la documentación que justifique la exclusión del evento como fuerza mayor y anotarlo separadamente en el registro de interrupciones, indicando su causa y origen extraordinarios. La ARERA supervisa el uso adecuado de las causales eximentes mediante los mecanismos de control y verificación previstos en la Ley 481-1995, TIQD y el desarrollo de informes oficiales de calidad del servicio. Esta combinación de definiciones y control regulatorio busca asegurar que la figura de fuerza mayor opere únicamente en situaciones legítimas (casos verdaderamente extraordinarios), garantizando a la vez equidad para los operadores y protección para los consumidores.

Estas exenciones delinear los casos en que el distribuidor puede liberarse de responsabilidad directa, reflejando el principio de no penalizar por interrupciones originadas por causas mayor fuerza o acciones ajenas a su gestión razonable. En todos los demás casos, las empresas deben responder por la calidad del servicio prestado conforme a los estándares vigentes. En este sentido, si bien la obligación de continuidad del servicio constituye la regla general del régimen regulatorio, encuentra un límite normativo en los supuestos de fuerza mayor que están expresamente reconocidos. En tales casos, si bien subsiste el deber operativo del distribuidor de restablecer el suministro con la mayor diligencia posible, la interrupción no se considera incumplimiento de los estándares regulatorios de continuidad.



5.4.2. Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales

El marco regulatorio italiano define el tratamiento de eventos extraordinarios mediante: i) procedimientos objetivos de calificación estadística de condiciones excepcionales en redes de distribución y ii) protocolos de emergencia sistémica a nivel de operación del sistema.

Particularmente, el TIQD incorpora un mecanismo de identificación estadística de “condiciones perturbadas” que opera como una forma de “fuerza mayor estadística” para fines regulatorios. Este mecanismo se estructura en la Scheda 1 (Allegato A) del TIQD y considera dos gatillos principales:

- Períodos de Condiciones Perturbadas (PCP) en redes de distribución de media y baja tensión (fuerza mayor estadística por eventos)¹³. El TIQD incorpora un mecanismo de “fuerza mayor estadística” que permite identificar objetivamente períodos en que la magnitud de las interrupciones supera lo esperable bajo condiciones normales, sin basarse únicamente en una acreditación documental caso a caso. Para ello, se analiza el impacto de las interrupciones originadas en redes de baja tensión mediante ventanas temporales móviles y se compara el número de clientes afectados con un umbral estadístico definido a partir del comportamiento histórico, con granularidad territorial a nivel provincial. Cuando, en una provincia, el impacto observado excede dicho umbral, se configura un PCP que se delimita alrededor de la ventana crítica (incluyendo horas previas y posteriores), con el propósito de capturar el episodio completo. Así, las interrupciones que se inician dentro de un PCP son tratadas como eventos excepcionales para efectos regulatorios de calidad, permitiendo su exclusión del cómputo de los indicadores de continuidad, cuando corresponda, aplicando los criterios de agregación y clasificación que el propio TIQD prevé.

Este enfoque busca mantener la comparabilidad y equidad de los indicadores, evitando que eventos de magnitud estadísticamente excepcional distorsionen la evaluación ordinaria de la gestión del distribuidor.

- Días con rayos excepcionales (GFE) en redes de media y baja tensión (fuerza mayor estadística por severidad meteorológica)¹⁴. Complementariamente, el TIQD contempla un segundo mecanismo objetivo de “fuerza mayor estadística” para capturar episodios meteorológicos específicos asociados a tormentas eléctricas. En este caso, la regulación identifica días con rayos excepcionales a partir de series históricas de descargas atmosféricas a nivel provincial, fijando un valor de referencia que representa un umbral alto de ocurrencia

¹³ Scheda 1, Sezione 1A - Modalità di calcolo per l'identificazione di periodi di condizioni perturbate (reti MT/BT) del TIQD

⁴⁴ Scheda 1, Sezione 1B - Modalità di calcolo per l'identificazione dei giorni con fulminazioni eccezionali del TIQD

(definido sobre la distribución histórica diaria de fulminaciones, considerando únicamente los días en que efectivamente se registran descargas). Se consideran GFE aquellos días en que el número de fulminaciones observadas supera ese valor de referencia.

La finalidad regulatoria de esta clasificación es reconocer que ciertos episodios de rayos presentan una intensidad estadísticamente extraordinaria y, por tanto, pueden justificar un tratamiento diferenciado de las interrupciones que se inician en esos días, en particular respecto de su calificación como eventos excepcionales para efectos del control de calidad y del cómputo de continuidad.

Este diseño busca separar, con base en reglas verificables y replicables, la afectación atribuible a la gestión del distribuidor de aquellas condiciones que, por su intensidad o concentración, justifican un tratamiento excepcional en la medición del desempeño. En coherencia con ello, el TIQD contempla mecanismos de control, estableciendo consecuencias regulatorias ante la aplicación incorrecta de las metodologías de PCP o GFE, reforzando la trazabilidad y la disciplina del sistema de reporte.

Adicionalmente, a nivel de seguridad del sistema, Italia dispone de protocolos formales de emergencia gestionados por TERNA, entre los que destaca el Plan de Emergencia para la Seguridad del Sistema Eléctrico (PESSE), previsto en el Código de Red¹⁵ como instrumento nacional de desconexión rotativo y programado para evitar escenarios de colapso sistémico ante desequilibrios graves entre oferta y demanda. En estos casos, las desconexiones se ejecutan de forma coordinada por los distribuidores en cumplimiento de instrucciones del operador del sistema, y su tratamiento regulatorio se encuadra como interrupciones derivadas de órdenes obligatorias por razones de seguridad del sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, la regulación exige a las distribuidoras capacidades de preparación y respuesta: planes operativos de emergencia alineados con las directrices nacionales, coordinación con TERNA y con distribuidores vecinos, y sistemas adecuados de información al público durante contingencias. En particular, ante la activación de medidas como el PESSE, se refuerzan obligaciones de comunicación transparente respecto de turnos, zonas y condiciones de las desconexiones programadas, con el propósito de mitigar el impacto en los usuarios y preservar la estabilidad operativa del sistema.

5.4.3. Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro

En Italia, la remuneración de la distribución eléctrica se estructura sobre una lógica RAB-based, en la que los ingresos permitidos reconocen, en términos generales, la recuperación del capital invertido y una tasa de retorno sobre la base de activos regulatoria, junto con componentes de costos operacionales, incorporando además ajustes por desempeño. Sobre esa base, la regulación de la calidad de suministro considera ajustes

¹⁵ Codice di Rete

económicos adicionales, que premian o sancionan el desempeño y, en paralelo, aseguran indemnizaciones automáticas a los usuarios cuando corresponde.

En particular, el TIQD establece un esquema de premios y penalizaciones asociado a la continuidad del servicio en interrupciones sin preaviso, cuyo objetivo es alinear el comportamiento del distribuidor con metas regulatorias de desempeño. Este mecanismo se articula mediante un indicador de continuidad aplicado por ámbito territorial y por empresa, de forma que el desempeño observado se compara con valores de referencia regulatorios. La estructura general del sistema, así como sus parámetros y reglas de aplicación, se regulan en el artículo 27° del TIQD.

En esta línea, el artículo 28° del TIQD regula, entre otros aspectos, límites aplicables al monto del premio o penalidad y condiciones en que procede su ajuste, incluyendo reglas para evitar efectos desproporcionados frente a determinadas trayectorias de desempeño y para compatibilizar el esquema con situaciones que alteran significativamente la comparabilidad interanual.

Adicionalmente, el diseño italiano contempla un premio específico para empresas con desempeño sobresaliente en continuidad, orientada a reconocer a quienes se ubican entre los mejores resultados del sector. Este reconocimiento se regula en el artículo 29° del TIQD, que establece el acceso a un incentivo adicional para empresas que se sitúan en un grupo de mejor desempeño, fortaleciendo la señal regulatoria a favor de mejoras sostenidas y verificables en continuidad.

Junto con los incentivos/penalizaciones de carácter agregado, el ordenamiento italiano incorpora un régimen de compensaciones automáticas a usuarios cuando se superan determinados estándares individuales de continuidad, de modo que el usuario recibe un resarcimiento objetivo sin necesidad de gestión o reclamación.

En coherencia con el tratamiento de fuerza mayor y de eventos excepcionales, las interrupciones calificadas como no imputables al distribuidor no se consideran incumplimientos a efectos del régimen ordinario de continuidad y, por tanto, quedan fuera del ámbito típico de aplicación de compensaciones y/o del cómputo relevante para ciertos mecanismos de desempeño, conforme a las definiciones y registros de causa exigidos por el TIQD.

Adicionalmente, en casos de acontecimientos excepcionales, Italia ha implementado un mecanismo solidario de reparto de costos a través del Fondo per Eventi Eccezionali Resilienza e Altri Progetti Speciali (FEERAPS). Este fondo especial, administrado por la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA, anteriormente conocida como Cassa Conguaglio del Sector Eléctrico), se utiliza para reintegrar a las empresas los gastos incurridos al pagar indemnizaciones a los usuarios por interrupciones vinculadas a causas de fuerza mayor o grandes eventos fuera de su control. En la práctica, este mecanismo opera de manera ex-post: el distribuidor

paga primero la compensación al cliente y, posteriormente, solicita el reconocimiento de la fuerza mayor y el reembolso correspondiente a través del fondo, sujeto a verificación y aprobación.

El FEERAPS se alimenta mediante pequeñas aportaciones obligatorias de todos los usuarios del sistema eléctrico a través de la tarifa eléctrica. De esta manera, el impacto económico de los apagones catastróficos se distribuye colectivamente: los consumidores siguen recibiendo sus compensaciones automáticas aun cuando el origen del corte haya sido, por ejemplo, una tormenta histórica o una orden de alivio de carga nacional, pero la empresa distribuidora puede recuperar esos pagos retirando fondos de esta cuenta común. El artículo 47° del TIQD define con detalle cuáles son los supuestos en que una interrupción da derecho al operador a acudir a este fondo: i) Interrupciones prolongadas más allá de los estándares que se originan en las redes de distribución de media y baja tensión que comienzan en períodos de condiciones perturbadas, o atribuidas debido a fuerza mayor con exclusión de los robos documentados, o a causas externas, hasta una duración máxima de 240 horas; ii) cuota de interrupciones prolongadas más allá de los estándares atribuibles a casos de suspensiones o aplazamientos de las operaciones de restauración por razones de seguridad; y iii) disposición de la autoridad para superar el límite de exposición para las empresas distribuidoras.

La normativa también impone límites a la exposición financiera de cada distribuidor, de modo que, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 48° del TIQD, si una empresa distribuidora, como resultado de las disposiciones señaladas precedentemente, debe pagar reembolsos automáticos a su cargo superiores en total, sobre una base anual, al 2% de los ingresos que se le reconocen por la actividad de distribución, puede solicitar que el excedente con respecto a este techo se impute al FEERAPS.

Este esquema híbrido garantiza, por un lado, que los usuarios estén protegidos y reciban compensación incluso ante apagones masivos, y por otro, que las empresas no quiebren por tener que indemnizar sumas exorbitantes en situaciones catastróficas, fomentando al mismo tiempo la inversión continua en resiliencia.

5.4.4. Lecciones y elementos destacables

La experiencia italiana ofrece diversas lecciones y prácticas destacables en la regulación de la continuidad del suministro eléctrico y la gestión de eventos de fuerza mayor, que pueden servir de referencia para otros entornos regulatorios:

- Definición exhaustiva de fuerza mayor: Italia ha logrado acotar de manera más precisa el concepto de fuerza mayor en el sector eléctrico, listando las circunstancias específicas que califican como tales (desastres naturales, órdenes de autoridades, sabotajes, etc.). Esta claridad normativa reduce ambigüedades y litigios, ya que tanto operadores como consumidores conocen de antemano en qué casos extraordinarios el distribuidor queda exento de responsabilidad.



Asimismo, el regulador ha implementado herramientas de supervisión ex-post para verificar que las empresas sólo invoquen fuerza mayor cuando realmente corresponde. La combinación de una definición detallada y control regulatorio disuade el uso indebido de la fuerza mayor, garantizando su credibilidad y legitimidad.

- **Distinción de estados operativos y planes de emergencia:** El marco italiano diferencia entre operación normal, períodos de condiciones perturbadas y días con rayos excepcionales, ajustando las obligaciones de las empresas a cada contexto. Esto ha permitido introducir mayor flexibilidad regulatoria en situaciones límite sin sacrificar la protección al usuario en circunstancias habituales. La existencia de un plan nacional de cortes rotativos (PESSE) y su incorporación explícita en la normativa como medida de último recurso es un elemento destacable.
- **Mecanismo de compensaciones automáticas:** Italia contempla compensaciones automáticas y generalizadas por interrupciones de suministro. La obligación de indemnizar de oficio a los usuarios cuando el servicio no cumple los estándares ha resultado una herramienta eficaz para mejorar la continuidad: por un lado, los clientes reciben reparación económica sin trámites engorrosos cuando sufren apagones prolongados; por otro lado, las empresas tienen un incentivo financiero directo para minimizar la frecuencia y duración de las interrupciones, so pena de incurrir en costos por dichos reembolsos.
- **Integración de calidad en la tarifa (incentivos/penalizaciones):** La regulación italiana muestra que incorporar indicadores de calidad de servicio en el cálculo de las tarifas puede alinear efectivamente los incentivos de las empresas con los objetivos de política pública. El sistema de premios y penalizaciones por desempeño de continuidad ha fomentado inversiones en modernización de redes, automatización y mantenimiento preventivo, con una mejora palpable en la continuidad del suministro. Este enfoque output-based ha sido complementado con auditorías y controles de calidad de los datos reportados, asegurando la confiabilidad de la información sobre interrupciones y, por ende, la justicia en la aplicación de incentivos.
- **Fondo mutualizado para eventos catastróficos:** Un componente particularmente notable de la regulación italiana es el FEERAPS, que actúa como un seguro colectivo frente a desastres. Esta herramienta refleja la comprensión de que ciertos eventos de fuerza mayor (grandes nevadas, terremotos, etc.) pueden generar costos extraordinarios que ninguna empresa, por diligente que sea, podría absorber individualmente sin repercutir en tarifas o ver comprometida su solvencia. Esta fórmula de reparto de riesgos puede ser un modelo valioso para otras jurisdicciones propensas a eventos climáticos extremos, garantizando resiliencia financiera del sector ante la fuerza mayor.



En conclusión, la regulación italiana de la continuidad del suministro eléctrico se caracteriza por un enfoque integral y equilibrado. Combina la responsabilidad estricta de los operadores bajo condiciones normales (con altos estándares de calidad y compensaciones automáticas) con mecanismos de flexibilidad y apoyo mutuo en escenarios extraordinarios (eximentes por fuerza mayor, planes de emergencia coordinados y fondos de alivio económico). Las experiencias y soluciones adoptadas –desde la definición operativa de la fuerza mayor hasta la implementación de incentivos basados en desempeño– constituyen referencias valiosas para el desarrollo de políticas en otros países que busquen robustecer la resiliencia y la calidad de sus sistemas eléctricos.

5.5. España

En el caso de España, el tratamiento de los eventos excepcionales en la distribución eléctrica se articula sobre la base de la noción general de fuerza mayor del Derecho civil, combinada con un desarrollo sectorial muy detallado en materia de calidad de suministro y protección al consumidor.

El Código Civil, al definir la fuerza mayor como sucesos imprevisibles o inevitables que exoneran de responsabilidad, se proyecta sobre la actividad eléctrica, mientras que la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo imponen a las empresas distribuidoras obligaciones estrictas de continuidad, calidad y atención al cliente, en cuanto se trata de un servicio esencial de interés económico general. El punto de partida, por tanto, es un régimen que exige estándares de servicio, pero que admite la existencia de contingencias extraordinarias que pueden justificar interrupciones y modular la responsabilidad de las empresas.

En el plano regulatorio sectorial, España cuenta con una normativa particularmente minuciosa para medir, controlar y sancionar la calidad del suministro. El Real Decreto N° 1.955/2000 y otras disposiciones técnicas definen indicadores específicos de continuidad como TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada) y NIEPI (Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada), clasifican el territorio en distintas zonas (urbana, semiurbana, rural concentrada y dispersa) con objetivos diferenciados y establecen límites colectivos e individuales de número y duración de interrupciones. Sobre esa base se configuran mecanismos de compensación automática en factura para los usuarios cuando se superan los umbrales admisibles, así como facultades sancionadoras en caso de baja calidad persistente. Al mismo tiempo, la normativa delimita de forma explícita qué interrupciones pueden considerarse debidas a fuerza mayor o a actuaciones de terceros, las cuales, previo reconocimiento administrativo, se excluyen del cómputo de calidad y del régimen sancionador.

Por último, el modelo retributivo de la distribución –de tipo RAB-based– integra la calidad del servicio como un elemento relevante de la remuneración anual, a través de incentivos y penalizaciones ligados al desempeño en continuidad. La regulación económica, actualmente bajo la metodología fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), combina el reconocimiento estable de los costos de inversión y operación con términos de incentivo por



calidad y eficiencia, de manera que las distribuidoras pueden ver aumentada o reducida su retribución en función de su desempeño comparado. En este contexto, el tratamiento de los eventos excepcionales y de la fuerza mayor adquiere especial importancia: por un lado, evita penalizar a las empresas por catástrofes fuera de su control; por otro, impide que fenómenos meteorológicos habituales o deficiencias de mantenimiento se disfracen de fuerza mayor para eludir compensaciones y sanciones.

5.5.1. Fuerza mayor y eximentes de responsabilidad

En el ordenamiento jurídico español, la fuerza mayor o caso fortuito se define como un suceso imprevisible o inevitable que exime de responsabilidad por el incumplimiento de obligaciones. El Código Civil, en su artículo 1105º, establece expresamente que “fuera de los casos expresamente mencionados en la ley, y de los en que así lo declare la obligación, nadie responderá de aquellos sucesos que no hubieran podido preverse, o que, previstos, fueran inevitables”. Esta regla general se aplica a toda clase de obligaciones, incluidas las relacionadas con el suministro eléctrico, reconociendo que ante circunstancias extraordinarias fuera del control del deudor no procede exigir el cumplimiento estricto de la prestación ni indemnizar por los daños derivados de su incumplimiento. En materia de suministro eléctrico, esta regla general implica que la distribuidora sólo puede ampararse en fuerza mayor si acredita un evento extraordinario ajeno a su esfera de control y cuyos efectos no pudo evitar pese a una diligencia razonable.

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, en su artículo 2º, califica el suministro eléctrico como un servicio esencial de interés económico general y, en su artículo 40º, atribuye a las empresas distribuidoras la obligación de garantizar la continuidad y calidad del suministro en los términos que se determinen reglamentariamente, teniendo en cuenta la seguridad, regularidad y eficiencia del sistema. Esta ley remite expresamente a la normativa de desarrollo la concreción de los niveles mínimos de calidad y de los indicadores de continuidad del suministro. Sobre esa base, el Real Decreto N° 1.955/2000, mediante el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece en sus artículos 104º y siguientes el régimen de calidad del suministro y precisa que no se considerarán incumplimientos de las obligaciones de continuidad las interrupciones debidas a fuerza mayor o a actuaciones de terceros, siempre que tales circunstancias queden debidamente acreditadas. De este modo, el régimen sectorial articula la obligación general de servicio continuo con un conjunto de eximentes que operan como límites a la responsabilidad de las empresas cuando las interrupciones obedecen a acontecimientos de fuerza mayor o a actuaciones de terceros debidamente acreditadas.

Ahora bien, el régimen eléctrico aplica esta eximente de manera restrictiva. El Real Decreto N° 1.955/2000, en el número 8 del artículo 105°, excluye expresamente de la categoría de fuerza mayor, a estos efectos, los

fenómenos atmosféricos habituales o normales en cada zona geográfica conforme a los datos estadísticos disponibles. Con ello, el ordenamiento sectorial refuerza la distinción entre eventos verdaderamente externos y extraordinarios -potencialmente eximentes- y contingencias propias del riesgo operativo y del mantenimiento de la red, que deben ser gestionadas por la distribuidora.

En consecuencia, la invocación de fuerza mayor en interrupciones del suministro exige un estándar probatorio robusto: no basta acreditar el evento, sino también su carácter extraordinario, su ajeneidad respecto de deficiencias de conservación, inversión, operación o planificación, y la imposibilidad de evitar sus efectos mediante medidas razonables. A falta de dicha acreditación, la interrupción se reconduce al ámbito del riesgo ordinario de la actividad y se sujeta al régimen sectorial de calidad y continuidad del suministro.

El procedimiento habitual es el siguiente: tras un gran apagón causado por, por ejemplo, una tormenta histórica, la empresa distribuidora recopila la información del evento (causas, daños en la red, meteorología) y la remite al órgano energético de la Comunidad Autónoma, solicitando que dicho suceso sea reconocido como causa de fuerza mayor a efectos de calidad. En caso de que la autoridad determine que las condiciones fueron extraordinarias y la empresa actuó diligentemente, autoriza la exclusión de las interrupciones correspondientes para la determinación de los niveles de calidad de suministro.

Los criterios meteorológicos y estadísticos juegan un papel clave para definir un evento como excepcional. Siguiendo el reglamento, no basta con alegar mal tiempo; hay que probar que fue un fenómeno inusitado para la región. Por ejemplo, una nevada ligera en invierno no sería fuerza mayor en el norte de España, pero la nevada extrema “Filomena” de enero 2021 sí lo fue en zonas como Madrid, por romper todos los récords de copos y duración.

5.5.2. Estados de operación y tratamiento de eventos excepcionales

A diferencia de Chile, el marco español no se articula sobre “estados operativos” predefinidos para modular, en abstracto, los efectos de eventos excepcionales en la continuidad. En su lugar, el tratamiento regulatorio se estructura mediante: i) la clasificación normativa de las interrupciones (programadas/imprevistas y por causa); y ii) un régimen de acreditación que permite calificar determinadas interrupciones como fuerza mayor o actuación de terceros, con efectos en el cómputo de calidad y en las compensaciones. Este esquema se apoya, principalmente, en el Real Decreto N° 1.955/2000 y en la Orden ECO/797/2002, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico).

En particular, la Orden ECO/797/2002 establece que toda interrupción debe registrarse y desagregarse, distinguiendo si es programada o imprevista y asignando una causa con un nivel mínimo de detalle

(generación, transporte, terceros, fuerza mayor, o causas propias). Además, en el caso de incidencias debidas a fuerza mayor -aceptadas como tal por la Administración Competente, entre otras, las decisiones gubernativas o de los Servicios de Protección Civil y los fenómenos atmosféricos extraordinarios que excedan los límites establecidos en el Decreto 2022/1986 (Reglamento de Riesgos Extraordinarios sobre las Personas y los Bienes (Real Decreto N° 2.022/1986)-, exige asociar a la causa un “código de la prueba”, orientado a respaldar la eventual exoneración de las consecuencias del incumplimiento de los índices de calidad.

En cuanto a la gestión regulatoria de la calidad y las compensaciones, el procedimiento distingue expresamente entre interrupciones que dan derecho a descuento/compensación y aquellas que no lo generan. En particular, la Orden ECO/797/2002 señala que no dan derecho a descuento en facturación las interrupciones programadas, las de transporte, las debidas a terceros y las de fuerza mayor, siempre que estén debidamente justificadas, así como las incidencias en zonas en las que se están elaborando o ejecutando planes de mejora de calidad de servicio y electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural, siempre que hayan sido autorizados por el órgano competente de la Administración correspondiente.

Finalmente, el tratamiento de estos eventos es eminentemente probatorio y ex-post: la normativa exige conservar documentación que acredite la causa y su relación con la interrupción (por ejemplo, partes meteorológicos cuando se alegue fenómeno extraordinario; requerimientos de protección civil o autoridad competente cuando la interrupción obedezca a dichas solicitudes; denuncias o pruebas periciales cuando se invoquen actos de terceros), además de mantener trazabilidad de cambios en la clasificación de incidencias.

En consecuencia, el sistema español no “declara” un estado operativo general, sino que canaliza los eventos excepcionales a través de una tipología reglada, con umbral alto de acreditación, para decidir si una interrupción queda excluida del cómputo de calidad y de las compensaciones automáticas, o si se mantiene dentro del riesgo operativo ordinario de la distribuidora.

5.5.3. Remuneración, incentivos y compensaciones por calidad del suministro

En España, la relación entre fuerza mayor, “estados” o situaciones excepcionales, calidad del suministro y compensaciones se articula principalmente a través del régimen sectorial de calidad: la obligación de continuidad y calidad se configura como un deber exigible a las distribuidoras, pero su verificación y sus consecuencias económicas dependen de si las interrupciones computan o no para los indicadores regulados, lo que a su vez exige calificar su causa.

Desde el punto de vista técnico-regulatorio, el Real Decreto N° 1.955/2000 define los principales índices de continuidad para medir la calidad del

suministro, como el TIEPI y el NIEPI, cuya construcción se basa en la potencia interrumpida y la potencia instalada a nivel de sistema o zona.

La remuneración de la actividad de distribución eléctrica en España se fija mediante un modelo tarifario basado en costos reconocidos e incentivos. En términos generales, la normativa asegura a las empresas distribuidoras una “retribución adecuada” por el ejercicio de su función, aplicando el principio de rentabilidad razonable sobre las inversiones realizadas. Esto significa que las empresas recuperan los costos eficientes de construir, operar y mantener las redes, más un beneficio razonable alineado con los rendimientos del mercado.

Para los efectos anteriores, la metodología vigente se encuentra definida en la Circular 6/2019 de la CNMC, la que introdujo algunos ajustes significativos, entre los que se cuenta la reformulación de los incentivos a la calidad de servicio¹⁶. Así, el modelo tarifario ahora integra de forma explícita un término de incentivo/penalización por calidad de suministro: las distribuidoras que superan los objetivos de calidad pueden obtener una bonificación en su retribución anual, mientras que las que queden por debajo sufren una detracción. Así, si una empresa presenta mejoras notables en calidad se ve recompensada, y si, por el contrario, empeora o tiene zonas muy rezagadas, se incrementan las penalidades.

Resumiendo, en términos de calidad regulatoria, las interrupciones calificadas como fuerza mayor se excluyen del cómputo de los índices de continuidad que sirven para verificar el cumplimiento de los niveles de calidad exigibles; el esquema de compensaciones y/o descuentos asociados a incumplimientos de calidad se estructura sobre la base de interrupciones computables; por tanto, cuando la interrupción queda correctamente calificada y acreditada como fuerza mayor, no gatilla compensaciones automáticas por calidad, sin perjuicio de las acciones que puedan proceder si se discute la diligencia de la empresa en la gestión del evento; y finalmente, en cuanto al vínculo con tarifas y remuneración de la distribución, el ordenamiento incorpora incentivos y penalizaciones por el cumplimiento de las exigencias de calidad de suministro.

5.5.4. Lecciones y elementos destacables

En España, el tratamiento de eventos excepcionales en la distribución eléctrica combina: i) un mandato sectorial de continuidad y calidad, ii) un régimen reglamentario que tipifica y acota las interrupciones “excluíbles” por causas externas y fuerza mayor, y iii) mecanismos económicos (compensaciones y ajustes retributivos) que trasladan parte del costo de la mala calidad a la empresa. Esta arquitectura parte de reconocer que el suministro es un servicio esencial de interés económico general y que la

¹⁶ En la Circular 6/2019, la CNMC señala que “se modifican los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad, al haberse detectado que, con la regulación anterior de estos incentivos, no se habían alcanzado los objetivos perseguidos. Dicha modificación se ha realizado mediante la reformulación de los mismos, siendo de aplicación más sencilla, y penalizando o bonificando a cada empresa en base a su desempeño respecto al resultado medio del sector, de tal forma que su impacto económico resulte neutro para el consumidor...”.

obligación de continuidad y calidad se concreta en los términos reglamentarios.

Un elemento distintivo es que el ordenamiento objetiva y restringe la invocación de la fuerza mayor para fines sectoriales. En particular, el Real Decreto N° 1.955/2000 integra expresamente la fuerza mayor y las actuaciones de terceros como supuestos que, si se acreditan, permiten no computar determinadas interrupciones a efectos del cumplimiento de estándares de continuidad y, al mismo tiempo, delimita qué supuestos no pueden calificarse como fuerza mayor incluyendo, con carácter general, los fenómenos atmosféricos habituales según estadísticas de la zona. En la práctica regulatoria, además, la clasificación de interrupciones por causa (propias, terceros, fuerza mayor, etc.) y la trazabilidad de la información anual se articulan mediante los esquemas de reporte y definiciones asociados a la Orden ECO/797/2002 y a la obligación anual de remisión de información, incluyendo la lógica de eventos excepcionales respaldados por resolución administrativa cuando corresponda.

Desde la perspectiva de incentivos, el modelo español refuerza la resiliencia por dos vías complementarias:

- Vía usuario (calidad/compensaciones): la continuidad se mide con índices reglamentarios (TIEPI/NIEPI) y el régimen distingue entre interrupciones imputables y aquellas externas (fuerza mayor y de terceros) que, si cumplen los requisitos, pueden quedar fuera del cálculo de los niveles de calidad de suministro y de la determinación de descuentos a los clientes finales.
- Vía retribución (remuneración base y calidad): la retribución de la distribución incorpora incentivos y penalizaciones ligados a la calidad del suministro.

6. Comparación entre Chile y experiencias internacionales

A partir de lo descrito precedentemente, es posible concluir que, en términos amplios, todas las regulaciones buscan equilibrar el carácter esencial del suministro y la exigencia de continuidad/calidad, con mecanismos para reconocer eventos externos y extraordinarios. La diferencia esencial está en cuán objetiva y procedimentalmente cerrada es esa calificación y en cómo se conectan la fuerza mayor y los estados excepcionales con indicadores, compensaciones y señales económicas.

6.1. Cuadro síntesis

	Modelo retributivo	Fuerza mayor y excepciones	Tratamiento	Gestión del "costo extremo"
Chile	Tarifas en base a diseño de una empresa modelo que "parte de cero" y	<ul style="list-style-type: none">• Fuerza mayor: eximente legal.• Excepciones: se definen estados de operación	<ul style="list-style-type: none">• Cómputo: exclusión de indicadores.• Económico: exclusión de compensación.	N/A

	Modelo retributivo	Fuerza mayor y excepciones	Tratamiento	Gestión del "costo extremo"
		para ciertos efectos regulatorios. <ul style="list-style-type: none">Validación: el regulador califica.		
Italia	RAB-based: retorno sobre RAB + depreciación regulatoria + OPEX eficiente.	<ul style="list-style-type: none">Fuerza mayor: exigente legal.Excepciones: "fuerza mayor estadística" mediante metodologías predefinidas (PCP y GFE) con umbrales históricos a nivel territorial.Validación: aplicación por reglas/método + trazabilidad de causas; ARERA supervisa/audita y corrige usos indebidos.	<ul style="list-style-type: none">Cómputo: exclusión de indicadores.Económico: premios y penalizaciones por continuidad y tratamiento especial de compensación.	FEERAPS (fondo mutualizado).
España	RAB-based: retorno sobre RAB + depreciación regulatoria + OPEX eficiente.	<ul style="list-style-type: none">Fuerza mayor: noción civil general, pero se aplica de modo restrictivo (no cubre fenómenos meteorológicos "habituales" de la zona).Excepciones: no hay estados operativos.Validación: procedimiento probatorio ex-post: registro, conservación de evidencia y reconocimiento por la Administración competente.	<ul style="list-style-type: none">Cómputo: se excluyen del cómputo de calidad.Económico: se excluyen de compensación; retribución incorpora incentivos y penalizaciones.	N/A

6.2. Diferencias normativas relevantes

A continuación se sintetiza, de manera comparada, las principales diferencias regulatorias observadas en los países del benchmarking respecto del tratamiento de eventos excepcionales en distribución eléctrica. El objetivo es identificar patrones de diseño que reduzcan discrecionalidad y controversias ex-post, y que mantengan la consistencia entre estándar regulatorio y consecuencias aplicables.

6.2.1. Objetivación del evento excepcional

- Los marcos comparados distinguen dos lógicas: i) fuerza mayor como eximente (Brasil, Colombia, Italia, España; y en el Reino Unido principalmente como categoría contractual) y ii) categorías regulatorias de excepcionalidad, diseñadas para modular efectos sobre indicadores, compensaciones e incentivos (Brasil: ISE; Colombia: exclusiones regladas; Reino Unido: Exceptional Events; Italia: PCP/GFE y “eventi eccezionali”; España: tipificación y acreditación de causa).
- En esta materia, la diferencia relevante no es si existe o no un “estado” normal, sino cómo se define la excepcionalidad y cómo se evita que el régimen ordinario (riesgo del negocio) se confunda con lo extraordinario (Brasil: fortuito interno/externo; España: exclusión de fenómenos habituales; Italia: reglas de clasificación más control; Reino Unido: escrutinio regulatorio; Colombia: validación por autoridad para exclusiones).
- En general, las jurisdicciones con mejor desempeño regulatorio tienden a objetivar la calificación mediante combinaciones de: definiciones regladas, criterios cuantitativos/estadísticos y procedimientos de validación (en vez de depender solo de la prueba civil clásica caso a caso).

6.2.2. Grado de procedimentalización de la calificación

- En Chile, la NTD fija “umbrales” objetivos para Estado Anormal, y condiciones copulativas para Estado Anormal Agravado, pero la discusión histórica muestra que cambios sustantivos en el estándar no pueden hacerse por vía interpretativa (Oficio 7547-2015 de SEC), sino por modificación formal.
- En Reino Unido y España, la calificación excepcional se apoya en exigencias probatorias y trazabilidad (informes, notificación, evidencia) para aceptar exclusiones.
- En Brasil y Colombia, la declaración oficial (decreto de emergencia/calamidad o declaración ante autoridad) y la documentación técnica son parte central del reconocimiento regulatorio.

6.2.3. Separación del riesgo ordinario del extraordinario

- Chile lo hace mediante estados operativos definidos en la NTD y, además, por la regla del Reglamento: lo previsto para el cálculo de precios no puede alegarse como fuerza mayor.
- Brasil lo expresa con fuerza en la distinción entre fortuito interno (riesgo del negocio) y fortuito externo (eximente).



- España lo objetiva restringiendo la fuerza mayor por “fenómenos atmosféricos habituales” y excluyendo causas propias de la empresa.
- Reino Unido e Italia conectan esa separación a consecuencias económicas (compensaciones e incentivos), incorporando filtros para no premiar ni aliviar deficiencias ordinarias.

6.3. Mecanismos objetivos utilizados en otros países

De los marcos revisados, se observan cuatro familias de mecanismos de objetivación:

6.3.1. Declaración formal de emergencia/calamidad como gatillo regulatorio

- En Brasil, una interrupción puede tratarse como ISE si está asociada a decreto oficial de emergencia o calamidad.
- En Colombia, el operador debe declarar fuerza mayor ante la autoridad y existen obligaciones de comunicación pública si el evento se prolonga.

6.3.2. Umbrales cuantitativos/estadísticos para identificar excepcionalidad

- En Brasil, además del decreto, existe el criterio de severidad masiva medido en consumidores-hora ($CHI_{límite}$) en función del tamaño de la concesión.
- En Chile, el Estado Anormal se activa por umbrales de clientes/interrupciones por ventana temporal, y el Anormal Agravado por umbrales de destrucción/afectación de infraestructura y condiciones copulativas de calificación.

6.3.3. Tipificación reglada de causales y exclusión de “lo habitual”

- En España, el marco sectorial acota la fuerza mayor para fines de calidad, excluyendo expresamente los fenómenos atmosféricos habituales conforme a referencias estadísticas territoriales, y evitando que causas internas (por ejemplo, déficits de mantenimiento/gestión) se reclasifiquen como eximentes.
- En Italia, la regulación sectorial tipifica y clasifica causales (fuerza mayor/externas/otras), exige registro y trazabilidad de la causa de interrupción y somete esa clasificación a verificación regulatoria, para reducir discrecionalidad y prevenir usos improcedentes de la eximente.

6.3.4. Procedimiento probatorio para excluir consecuencias económicas

- En Reino Unido, el tratamiento de “Exceptional Events” se articula mediante procesos regulatorios (notificación, reporte e información verificable) que permiten ajustar el tratamiento de métricas y consecuencias económicas solo respecto de lo efectivamente



extraordinario, procurando no diluir los incentivos por desempeño (continuidad/calidad) bajo el marco de control de ingresos.

6.4. Rol de indicadores estadísticos y umbrales

En todos los casos, los indicadores (SAIDI/SAIFI o equivalentes) y los umbrales cumplen dos funciones regulatorias distintas:

a) Función de medición de desempeño ordinario

Sirven para comparar a la empresa contra un estándar y activar compensaciones/incentivos (Chile con TIC/FIC/SAIDI/SAIFI; Brasil con DEC/FEC; España con TIEPI/NIEPI; Reino Unido con métricas de interrupciones/minutos; Italia con metas e incentivos; Colombia con SAIDI/SAIFI).

b) Función de filtro de excepcionalidad (exclusión del cómputo)

- Chile excluye interrupciones en Estado Anormal y Anormal Agravado del cómputo de indicadores.
- Brasil excluye interrupciones ISE.
- Colombia excluye si se declara y acredita fuerza mayor (y otras causas externas).
- España excluye fuerza mayor/terceros acreditados y, en particular, separa lo extraordinario de lo habitual con referencia estadística territorial.
- Reino Unido admite exclusiones por eventos excepcionales bajo procedimiento y evidencia.
- Italia combina exclusiones con control regulatorio de la correcta clasificación.

La lección transversal es que los umbrales deben ser operativos (activan protocolos y consecuencias) y auditables (permiten verificación ex-post). En Chile, la NTD ya avanza en esa dirección para Estado Anormal y Anormal Agravado; la comparación sugiere que la robustez del sistema depende también de cómo se regula la prueba, la trazabilidad y la consistencia de la clasificación.

6.5. Prácticas recomendadas para clasificación de eventos extremos

Sobre la base del diseño chileno y de los modelos comparados, se identifican buenas prácticas recurrentes:

- Criterios duales de calificación: combinar un criterio “institucional” (declaración o acto formal de autoridad, cuando exista) con un criterio “técnico cuantificable” (umbral de afectación o severidad), de modo de reducir discrecionalidad y aumentar certeza.
- Exclusión explícita del riesgo ordinario: reglas que impidan calificar como fuerza mayor lo que corresponde al riesgo típico del negocio (Brasil: fortuito



interno; España: no habitual y exclusión de causas internas; Chile: lo previsto en precios no puede alegarse como fuerza mayor), delimitando con claridad qué no califica.

- Estándar probatorio estándar y trazabilidad regulatoria: exigencias mínimas y verificables de registro, respaldo y consistencia en la clasificación, con capacidad real de auditoría ex-post (Reino Unido: informes y evaluación regulatoria; España: registro/codificación y acreditación; Italia: control de la correcta atribución).
- Separación entre: i) gestión operativa del evento y ii) efectos sobre indicadores/compensaciones. En especial, que la exclusión del cómputo no sea automática sin evidencia y que no se use para neutralizar deficiencias de mantenimiento, inversión u operación.
- Vinculación transparente con consecuencias económicas: cuando corresponda, definir de manera explícita cómo operan compensaciones e incentivos ante eventos excepcionales (exenciones acotadas, topes, mecanismos de reparto), cuidando que la señal económica mantenga incentivos a prevención y respuesta diligente.

7. Propuestas de mejora para el marco normativo chileno

Sin perjuicio de que Chile ya cuenta con un marco de excepcionalidad a través de los estados operativos de la NTD, la comparación internacional muestra que la robustez del sistema no depende solo de la existencia de umbrales, sino también de la “capa procedimental” que los hace operativos y auditables: reglas claras de acreditación, trazabilidad de la clasificación y consistencia ex-post de las exclusiones que afectan indicadores y consecuencias económicas.

En ese sentido, el principal desafío para el caso chileno no apunta a “crear” nuevas categorías, sino a reforzar la objetividad y verificabilidad de los estados anormales, especialmente en aquellos supuestos que descansan en constataciones materiales complejas (es decir, destrucción o inutilización significativa de infraestructura). En términos comparados, se aprecia la conveniencia de combinar criterios cuantificables de afectación con elementos institucionales que faciliten la prueba -por ejemplo, decretos o actos de autoridad en emergencias-, sin trasladar la discusión a estándares probatorios propios del derecho común que resultan poco practicables en contingencias masivas.

La comparación sugiere que el tratamiento regulatorio de eventos extremos debe preservar la separación entre riesgo ordinario y extraordinario, evitando que la exclusión del cómputo o la modulación de consecuencias económicas neutralice deficiencias de mantenimiento, inversión o gestión.

Así, considerando que la normativa chilena ya existe una herramienta -los estados operativos de la NTD- que permite separar el riesgo ordinario y el extraordinario, de manera funcionalmente equivalente a enfoques comparados de "excepcionalidad

objetiva”¹⁷, a continuación se presentan algunas propuestas, particularmente para el diseño del Estado Anormal Agravado y, sobre todo, la acreditación de su activación en condiciones reales de emergencia, minimizando espacios de discrecionalidad y abusos.

Por lo anterior, se debe reforzar principalmente las siguientes dimensiones:

- **Objetividad:** que la calificación de los estados de operación anormal dependa principalmente de hechos verificables y objetivos (daño, indisponibilidad física relevante) y de umbrales predefinidos, minimizando juicios valorativos ex-post, tales como interpretaciones restrictivas del alcance de “destrucción” o discusiones caso a caso sobre suficiencia de cumplimiento previo para activar el Estado Anormal Agravado, que desplazan la decisión hacia controversias probatorias complejas. Un ejemplo reciente es la ya mencionada controversia entre ENEL DISTRIBUCIÓN y SEC respecto de la interpretación aplicada para la negativa de declarar el Estado Anormal Agravado en el marco de los temporales ocurridos en agosto de 2024.
- **Operatividad probatoria:** que la acreditación sea viable durante una crisis, aprovechando información que las empresas y el sistema ya generan (operación, mantenimiento, reposición), sin exigir reconstrucciones caso a caso incompatibles con la urgencia de reposición del servicio. En la práctica, en eventos masivos que afectan simultáneamente múltiples comunas, la reposición se ejecuta por priorización y despliegue de recursos limitados, con restricciones de acceso y seguridad, por lo que la evidencia se consolida progresivamente.
- **Auditabilidad y control:** que el esquema permita verificación ex-post, con trazabilidad suficiente y sanciones por sobre-declaración o manipulación, de modo que la objetivación no se transforme en un “cheque en blanco”.

Como directrices principales, el diseño debe asegurar: coherencia con el estándar tarifario (empresa eficiente) y una separación clara entre la calificación del evento y las consecuencias regulatorias (cómputo, sanción, compensación e incentivos).

7.1. Reformulación del Estado Anormal Agravado hacia una activación objetiva

El Estado Anormal Agravado fue concebido para responder a un escenario distinto del “Estado Anormal” medido por desconexiones: aquél en que existe destrucción material o inutilización relevante de infraestructura que hace inviable restablecer el servicio bajo los tiempos y exigencias propios de un Estado Anormal. El problema es que, tal como está formulado, la activación del Estado Anormal Agravado requiere la configuración simultánea de dos condiciones: una componente material (destrucción que exige reemplazo) con una componente valorativa (“pese al cumplimiento” de exigencias de diseño, construcción, operación y/o mantenimiento). En la práctica, este segundo elemento puede desplazar la discusión desde la constatación del daño -que es verificable- hacia una controversia de diligencia y cumplimiento normativo que es más compleja, lenta y discutible, especialmente en emergencias masivas. Esto abre espacios de



¹⁷ El alcance de este informe no contempla analizar la definición técnica de indicadores ni el establecimiento de los umbrales para ellos.

incertidumbre y, en el límite, de discrecionalidad, ya que la calificación del estado puede terminar dependiendo de debates técnicos y probatorios difíciles de cerrar en tiempo oportuno.

Así, para alinear la definición del Estado Anormal Agravado con su finalidad regulatoria, se propone separar con mayor nitidez dos planos que hoy aparecen mezclados: i) la activación del estado operativo, y ii) la determinación de responsabilidades por eventuales incumplimientos de estándares de diseño, mantenimiento u operación.

En particular, la activación del Estado Anormal Agravado debería descansar en hechos objetivos y umbrales verificables ex-ante, consistentes con la lógica de “excepcionalidad operacional” revisada en el benchmarking: si el regulador busca un estado operativo que module exigencias frente a un daño extraordinario, su declaración no debería depender de un juicio previo sobre si la empresa cumplió o no cumplió adecuadamente (cuestión que, por definición, requiere investigación y análisis ex-post).

Bajo este enfoque, el Estado Anormal Agravado debería gatillarse cuando se verifique -en una zona definida- que la destrucción o inutilización de instalaciones de red supera los umbrales técnicos preestablecidos, con metodologías de medición y registro estandarizadas (criterios estadísticos, como los definidos en el artículo 1-9 de la NTD). En esta etapa, la intervención de SEC se mantendría como validación administrativa, pero acotada a corroborar la superación de umbrales y la consistencia de la evidencia mínima exigida, evitando que la calificación dependa de valoraciones amplias sobre la calidad histórica del mantenimiento o decisiones de inversión. Con ello, se reduce la ambigüedad, se mejora la predictibilidad y se evita que una herramienta pensada para gestionar contingencias extraordinarias termine “judicializada” en su etapa de activación.

Esto no significa relajar el control ni generar espacios para abusos. Al contrario, la atribución de responsabilidades y el control de cumplimiento deben concentrarse ex-post, distinguiendo entre la activación del Estado Anormal Agravado por destrucción objetiva y la eventual constatación de incumplimientos normativos que tengan consecuencias regulatorias, materia que se desarrolla en el número 7.4.

Por otro lado, para reducir controversias y evitar subestimaciones sistemáticas del daño relevante, es necesario que los criterios estadísticos de afectación incorporen expresamente -junto con la destrucción- la "inutilización" o "indisponibilidad estructural" de instalaciones, entendida como aquella porción de red que, sin estar destruida, queda operativamente inservible para prestar servicio, mientras no se repare la red destruida.

7.2. Acreditación de destrucción de red compatible con el estado de operación

Un punto crítico para que el Estado Anormal Agravado entregue los incentivos adecuados, en la práctica, es que la acreditación de destrucción de red sea operativamente realista. En una contingencia severa, la distribuidora despliega cuadrillas, coordina apoyos, restituye alimentadores, prioriza infraestructura crítica y gestiona seguridad en terreno. Exigir, en paralelo, una prueba “caso a

caso” con estándar civilista termina siendo contraproducente, ya que no sólo compete con la reposición¹⁸, sino que además lleva a que el mecanismo excepcional sea derechamente impracticable.

Por lo mismo, la acreditación en emergencia debe ser suficiente, estandarizada y trazable, pero no perfecta ni exhaustiva. La lógica no es “probar cada poste”, sino demostrar -con evidencia mínima robusta- que la destrucción o inutilización supera umbrales predefinidos, dejando una huella verificable para un eventual análisis o una auditoría posterior.

Para implementar esto, se propone estructurar la acreditación en dos etapas:

- Fase inicial: acreditación provisional para efectos operativos

Dentro de un plazo breve desde la constatación del daño (por ejemplo, 24-72 horas, según magnitud), la empresa presenta a SEC un Informe Inicial, cuyo objetivo es sustentar la solicitud de activación del Estado Anormal Agravado con información operacional disponible en la emergencia.

- Fase de consolidación: acreditación final y auditable

Una vez recuperada la fase crítica, la empresa presenta un Informe Consolidado de Daños y Reposición, que confirma (o ajusta) la estimación inicial e identifica las principales tipologías de daño (postación colapsada, conductores cortados, transformadores destruidos, cámaras inundadas, etc.). Aquí se incorpora evidencia más completa, pero ya sin exigir que haya sido reunida durante la gestión de la contingencia.

En ambas etapas, la regulación debería reconocer expresamente que la evidencia puede organizarse con criterios de muestreo y trazabilidad, no siendo necesaria la acreditación individual de cada elemento.

Adicionalmente, para reforzar objetividad y reducir controversias, el procedimiento debería admitir explícitamente fuentes externas como apoyo probatorio cuando existan: decretos o actas de emergencia, reportes de autoridades regionales, cortes de caminos o zonas inseguras certificadas por Carabineros, el Ministerio de Obras Públicas y/o municipios,, informes y alertas de SENAPRED y otros registros meteorológicos oficiales. Estos antecedentes no reemplazan la medición de daño, pero sí fortalecen la coherencia del relato técnico y ayudan a explicar por qué ciertas inspecciones detalladas no pudieron realizarse de inmediato, sobre todo frente a hechos públicos y notorios.

7.3. Declaración provisional del Estado Anormal Agravado

En la práctica chilena, la calificación y sus efectos relevantes tienden a resolverse ex-post, cuando ya se cuenta con antecedentes consolidados. En eventos severos, esto genera una asimetría: durante la fase crítica operan automáticamente el cómputo de interrupciones y sus efectos (indicadores,

¹⁸ De lo contrario, habría que suponer que las mismas cuadrillas llamadas a levantar postes y energizar líneas deberían, al mismo tiempo, detenerse a levantar actas, sacar fotografías y construir el expediente probatorio, como si la emergencia admitiera pausas administrativas.

sanciones y compensaciones), y la discusión sobre su exclusión se traslada a una etapa posterior. Esa secuencia incrementa el costo probatorio y eleva el riesgo de decisiones inconsistentes con un evento que, por definición, se verifica con posterioridad y bajo información consolidada. Por ello, para que el Estado Anormal Agravado sea una herramienta regulatoria útil, su reconocimiento debe ser temprano y operativo. Si la calificación exige cerrar íntegramente la acreditación antes de reconocer efectos, el mecanismo tiende a volverse inaplicable en la fase crítica.

En consecuencia, resulta recomendable introducir un esquema de declaración provisional, que ordene tempranamente el tratamiento regulatorio del evento sobre la base del Informe Inicial y la lógica de evidencia descrita en el número 7.2, sin perjuicio de su confirmación posterior.

Desde el punto de vista de los efectos, el régimen transitorio debería distinguir entre consecuencias sobre indicadores/sanciones y compensaciones a usuarios.

En particular, la declaración provisional del Estado Anormal Agravado debería producir, desde su dictación (o desde el momento en que se verifican los umbrales), un efecto transitorio de resguardo, de modo que, mientras se consolida la evidencia, las interrupciones asociadas al evento quedan provisionalmente excluidas del cómputo de indicadores y de la aplicación de consecuencias económicas (compensaciones y demás efectos vinculados). La lógica es evitar que, en plena emergencia, se gatillen efectos regulatorios irreversibles, o muy difíciles de revertir, por una medición que luego podría ser reclasificada, o por información incompleta propia de las primeras horas o días.

En cuanto al mecanismo de control, la declaración provisional debe estar sujeta a una validación ex-post basada en la confirmación del cumplimiento de umbrales de destrucción o afectación, y la consistencia entre la evidencia inicial y el informe consolidado posterior. Si la auditoría ex-post no confirma la concurrencia de los requisitos (o la confirma solo parcialmente), debe procederse a la reclasificación correspondiente y a la reincorporación total o proporcional de las interrupciones al cómputo, con la aplicación de las consecuencias regulatorias y económicas que correspondan.

Finalmente, para que este diseño sea aplicable en la práctica y reduzca controversias probatorias, la regulación debería incorporar un criterio de "suficiencia" de la evidencia inicial y una regla de oportunidad: la declaración provisional se justifica precisamente porque la acreditación exhaustiva no es posible en la fase crítica. Por ello, el estándar de prueba en esta etapa debe ser proporcionado a la emergencia, sin perjuicio de que el estándar de consolidación sea más exigente una vez superada la etapa crítica. Esta combinación -declaración provisional con efectos transitorios acotados y validación ex-post- permite equilibrar tres objetivos que hoy entran en tensión: certeza regulatoria, operatividad en emergencia y control de abusos.

7.4. Auditoría ex-post con consecuencias proporcionales

Debido a que se propone avanzar hacia un Estado Anormal Agravado más objetivo -activado por umbrales de destrucción y con un procedimiento de



acreditación “compatible con emergencia”- entonces es indispensable que el diseño incorpore, como contrapeso, un régimen claro de control ex-post.

En ese marco, el eje no debiera ser trasladar hacia la emergencia una carga documental pesada -porque eso compite directamente con el objetivo principal de la empresa, que es recuperar el suministro-, sino estructurar un sistema que exija solo una trazabilidad mínima estándar durante el evento, y que concentre la verificación exigente en una auditoría posterior. Con esto, el control se vuelve realista y, al mismo tiempo, más robusto: la empresa no necesita “demostrarlo todo” en tiempo real, pero sí debe ser capaz de reconstruir después, de manera consistente y verificable, qué infraestructura quedó destruida o inutilizable, cómo se estimó la superación de umbrales y qué decisiones operativas se adoptaron para la reposición. Esa reconstrucción, además, debería apoyarse preferentemente en evidencia que la propia operación ya genera (sistemas de gestión de interrupciones, registros de cuadrillas, GIS, inventarios, órdenes de trabajo, trazas de maniobras, etc.), complementada con respaldos adicionales acotados y estandarizados.

Así, la auditoría ex-post debería enfocarse en validar tres dimensiones: primero, que la activación del Estado Anormal Agravado se sostuvo en hechos objetivos y en los umbrales definidos; segundo, que la clasificación de “destrucción/afectación/indisponibilidad” fue técnicamente coherente y no encubrió fallas ordinarias; y tercero, que la empresa desplegó los recursos razonables, priorizó la reposición de manera consistente y gestionó la emergencia conforme a las exigencias y protocolos aplicables en el marco del estado excepcional. En caso de desviaciones, las consecuencias deben ser proporcionales y tipificadas: desde la reclasificación de la condición operativa y la reincorporación (total o proporcional) de interrupciones al cómputo -con los efectos económicos asociados-, hasta sanciones por sobre-declaración o manipulación, reservando las medidas más gravosas para conductas dolosas o reiteradas.

7.5. Fortalecer institucionalidad

La experiencia internacional analizada muestra que, más allá de la técnica específica para calificar eventos excepcionales, la robustez del sistema depende de la consistencia entre el estándar de desempeño incorporado en el diseño tarifario y la forma en que dicho estándar se fiscaliza y sanciona. En Chile, esta consistencia enfrenta tensiones estructurales por la separación funcional entre CNE (definición ex-ante de estándares y supuestos de “empresa eficiente”) y SEC (control ex-post del cumplimiento de la calidad), lo que ha abierto espacio para interpretaciones divergentes sobre el estándar exigible frente a contingencias severas. Cuando la fiscalización opera con un criterio implícitamente más estricto que el considerado en la tarificación, se rompe el correlato entre tarifa y calidad, se incrementa la incertidumbre regulatoria y se debilitan los incentivos eficientes de inversión y de preparación operativa.

Por lo anterior, resulta recomendable considerar una coordinación explícita entre CNE y SEC para el tratamiento de eventos excepcionales, sin alterar la distribución de competencias. El objetivo no es diluir la potestad sancionatoria ni



relativizar el cumplimiento, sino asegurar que la evaluación de diligencia, las exclusiones del cómputo y las consecuencias económicas se determinen bajo un marco común y trazable, consistente con el estándar tarifario y con los estados operativos ya definidos en la NTD. Esto permitiría reducir discrecionalidad, mejorar la previsibilidad para las empresas y reforzar la legitimidad de las decisiones frente a usuarios y autoridades. En particular, resulta clave que los procedimientos y metodologías aplicables a la calificación de eventos excepcionales -tanto en el marco de los estados operativos de la NTD como en la calificación de fuerza mayor- incorporen explícitamente la referencia al estándar técnico-económico reconocido en tarifa y a las exigencias normativas vigentes.

En términos operativos, dicha coordinación puede estructurarse mediante instrumentos administrativos y técnicos de bajo costo institucional, tales como la definición de directrices técnicas comunes para la apreciación de la diligencia exigible durante emergencias, de modo que el análisis de incumplimientos distinga con claridad entre fallas atribuibles a déficits ordinarios de mantenimiento/gestión y afectaciones asociadas a destrucción o indisponibilidades masivas.

7.6. Financiamiento del costo de eventos extremos

Aun con un diseño normativo que objetive adecuadamente la excepcionalidad y reduzca la discrecionalidad en su calificación, subsiste un problema de economía regulatoria: ciertos eventos de escala catastrófica pueden generar costos extraordinarios -en reposición, logística, horas-hombre, equipamiento y eventualmente compensaciones- que exceden lo que un esquema tarifario estándar puede anticipar sin encarecer de forma desproporcionada el servicio en condiciones normales. El benchmarking sugiere que los marcos más estables separan explícitamente el riesgo ordinario (cubierto por incentivos, sanciones y estándares de continuidad) del riesgo extraordinario (tratado con mecanismos de reparto o ajuste), precisamente para preservar la sostenibilidad del servicio y la coherencia del régimen de incentivos.

Desde esa perspectiva, resultaría razonable evaluar -a nivel legal o de política pública sectorial- la creación de un mecanismo de cobertura del “costo extremo”, que opere como una capa excepcional y acotada, sin neutralizar la responsabilidad del concesionario. La lógica no es eximir a la empresa, sino evitar que un evento catastrófico obligue a financiar ex-post, y de manera desordenada, obligaciones que no fueron internalizadas en la tarifa. Para resguardar incentivos, un mecanismo de este tipo debe diseñarse con deducibles y condiciones de elegibilidad estrictas, de modo que la cobertura sólo se active desde umbrales altos y verificables, asociados a la destrucción o indisponibilidad masiva de infraestructura y a la configuración de estados operativos severos (como el Estado Anormal Agravado), idealmente reforzados por actos de autoridad que faciliten la prueba en situaciones de emergencia.

En términos de instrumentos, la alternativa puede tomar distintas formas -por ejemplo, un fondo mutualizado sectorial (como el FEERAPS en Italia) o, en una lógica de socialización de costos excepcionales, fondos sectoriales

con efectos transitorios, ambos elementos orientados a reducir discrecionalidad y fricción probatoria. Otros mecanismos, como incentivos tarifarios específicos o fondos de cobertura, pueden evaluarse de manera complementaria y progresiva, evitando introducir complejidades institucionales, que requerirían perfeccionamientos legales, en una primera etapa de discusión regulatoria.

7.9. Revisión periódica de parámetros técnicos y umbrales operativos

Las propuestas contenidas en este capítulo descansan en la premisa de que la objetivación del Estado Anormal Agravado y de los mecanismos asociados a eventos extremos debe sustentarse en umbrales técnicos, criterios estadísticos y estándares probatorios definidos ex-ante. Sin embargo, para que este diseño mantenga su eficacia y coherencia en el tiempo, resulta igualmente relevante reconocer que dichos parámetros no son inmutables.

En particular, la evolución de la evidencia empírica sobre la frecuencia, extensión y severidad de eventos extremos, así como la experiencia acumulada en la aplicación práctica de la NTD, pueden revelar desajustes entre los umbrales definidos y los escenarios reales que el sistema debe enfrentar. En ausencia de mecanismos de revisión, esta brecha puede traducirse tanto en rigideces excesivas como en una pérdida progresiva de efectividad del régimen.

Por ello, se estima recomendable que el marco normativo contemple una lógica de revisión periódica de los parámetros técnicos y umbrales asociados a los estados operativos excepcionales, mediante procedimientos regulatorios formales, sustentados en evidencia y con instancias de consulta pública. Este enfoque no busca introducir inestabilidad normativa, sino asegurar que los criterios definidos sigan siendo representativos del riesgo que se pretende objetivar y consistentes con el estándar técnico-económico reconocido en la tarificación.

8. Materialización normativa de las propuestas en la NTD

A continuación se presenta los ajustes resultantes de las propuestas modificatorias consideradas en el número 7 en la NTD. El objetivo esencial es que el Estado Anormal Agravado opere de manera objetiva y verificable, con un procedimiento de acreditación compatible con la emergencia, una declaración provisional que evite que los efectos regulatorios se produzcan irreversiblemente “por defecto” en la fase crítica, y una auditoría ex-post robusta que prevenga abusos y permita correcciones proporcionales.

Para lo anterior, se propone la siguiente redacción para el artículo 1-8 de la NTD:

Artículo 1-8 Estado Anormal Agravado

Se entenderá que un Sistema de Distribución se encuentra en Estado Anormal Agravado cuando parte o la totalidad de sus instalaciones se encuentran destruidas y no se disponen de los recursos necesarios y suficientes para restablecer el Estado Normal.

La calificación de Estado Anormal Agravado será realizada por la Superintendencia, debiendo considerar para ello la declaración de Estados de Excepción Constitucional; decretos o actas de emergencia; alertas emitidas por SENAPRED; reportes de autoridades regionales, cortes de caminos o zonas inseguras certificadas por Carabineros, el Ministerio de Obras Públicas y/o municipios; registros meteorológicos u otras declaraciones oficiales de emergencia o calamidad, cuando existan. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que en una o más pares comuna-empresa se verifique el cumplimiento de los criterios estadísticos del Artículo 1-9 de esta Norma, la Superintendencia deberá calificarlos en Estado Anormal Agravado.

La Empresa Distribuidora, en la comuna que se encuentre en Estado Anormal Agravado, será eximida del cumplimiento de las exigencias de Calidad de Servicio establecidas en la presente Norma Técnica, dando solo cumplimiento a lo indicado en el Artículo 5-19.

La eventual determinación de incumplimientos de normas técnicas de diseño, construcción, operación y/o mantenimiento, así como la atribución de responsabilidades por interrupciones específicas, se realizará en sede de auditoría ex-post, sin constituir un requisito para la declaración provisional del Estado Anormal Agravado, conforme a lo dispuesto en el Artículo 1-8 bis de esta Norma, y sin perjuicio de los procedimientos administrativos que correspondan.

La Empresa Distribuidora con algún par comuna-empresa que se encuentre en Estado Anormal Agravado deberá desarrollar un plan de acción con el objetivo de restablecer el servicio en la zona afectada. Este plan debe ser elaborado por la respectiva Empresa Distribuidora y remitido a la Superintendencia, de acuerdo con el procedimiento del Artículo 1-8 bis.

El formato, los plazos, los requisitos y los medios para la presentación del plan de acción a que se refiere el inciso precedente serán definidos por la Superintendencia, mediante resolución. Una vez recibido, y en caso de cumplir con los requerimientos establecidos, el plan será aceptado por la Superintendencia. Con todo, la Superintendencia podrá solicitar a las Empresas Distribuidoras una actualización o modificación de dicho plan.

Adicionalmente, se sugiere la incorporación del siguiente artículo 1-8 bis en la NTD:

Artículo 1-8 bis Procedimiento de acreditación, declaración provisional y auditoría ex-post

Para efectos de la calificación del Estado Anormal Agravado, la Empresa Distribuidora deberá sujetarse a al siguiente procedimiento de acreditación, compatible con la emergencia, basado en un estándar de evidencia proporcional a la magnitud del evento y a la trazabilidad razonablemente disponible. En todas las etapas del procedimiento, la suficiencia de la evidencia se apreciará conforme a este principio.

El procedimiento comprenderá, al menos, las siguientes etapas:

exigencias normativas vigentes al momento del evento, sin que puedan exigirse capacidades, inversiones o niveles de resiliencia no contemplados en dicho estándar. La auditoría concluirá con una resolución final que confirme, modifique o deje sin efecto la calificación.

- f) *Consecuencias por inconsistencias o sobre-declaración. Si la resolución final determina que no se configuraban los supuestos del Estado Anormal Agravado, o que existieron desviaciones relevantes en la información presentada, la Superintendencia deberá disponer la reclasificación del evento y la aplicación, total o proporcional, de los efectos que procedan. En caso de conductas dolosas o manipulación de información, podrá aplicarse las sanciones correspondientes conforme a la normativa vigente.*

Complementariamente, se recomienda la siguiente redacción para el artículo 1-9 de la NTD:

Artículo 1-9 Criterios Estadísticos

Se entenderá que parte o la totalidad de las instalaciones de un Sistema de Distribución de un par comuna-empresa se encuentran destruidas si se configuran al menos uno de los siguientes criterios estadísticos:

1. *Porcentaje de la capacidad total de transformadores indisponibles.*

$$\frac{\sum S_{S/E \text{ Indisponibles}} [kVA]}{\sum S_{S/E \text{ Total}} [kVA]} > 10\%$$

Donde

$\sum S_{S/E \text{ Indisponibles}} [\text{kVA}]$ Suma de las potencias aparentes, medidas en kilo volt-ampere, de las subestaciones de distribución (MT/BT) indisponibles en el par comuna-empresa.

$\sum S_{S/E \text{ Total}} [\text{kVA}]$	Suma de las potencias aparentes del par comuna-empresa, medidas en kilo volt-ampere, de las subestaciones de distribución (MT/BT) existentes en el par comuna-empresa.
---	--

2. *Porcentaje de longitud total de líneas eléctricas indisponibles.*

$$\frac{\sum L_{\text{Líneas Indisponibles}} [Km]}{\sum L_{\text{Líneas Total}} [Km]} > 10\%$$

Donde

$\Sigma L_{\text{Líneas Indisponibles}} [Km]$ Suma de las longitudes, medidas en kilómetros, de las líneas eléctricas indisponibles en el par comuna-empresa.

$\sum L_{\text{Líneas Total}} [\text{Km}]$	Suma de las longitudes, medidas en kilómetros, de las líneas eléctricas existentes en el par comuna-empresa.
--	--

Para efectos de la aplicación de estos criterios estadísticos, se considerarán instalaciones indisponibles aquellas que se encuentren material o directamente afectadas, así como aquellas que, por su dependencia funcional de ellas, no puedan ser energizadas en condiciones de seguridad mientras no se produzca su reposición.

Adicionalmente, en concordancia con los argumentos y la propuesta presentada con anterioridad, es necesario ajustar el artículo 1-10 de la NTD:

Artículo 1-10 Fuerza Mayor o Caso Fortuito

Las Empresas Distribuidoras deberán cumplir con las exigencias y estándares de Calidad del Servicio que establece la normativa vigente y serán responsables en caso de su incumplimiento. Sin perjuicio de lo anterior, las Empresas Distribuidoras estarán eximidas de las sanciones asociadas a incumplimiento de ciertas exigencias y estándares de Calidad de Servicio, en aquellos casos en que los hechos sean atribuibles a eventos calificados como fuerza mayor o caso fortuito por la Superintendencia.

Para calificar un evento como de fuerza mayor o caso fortuito, la Empresa Distribuidora deberá presentar los antecedentes que justifiquen dicha calificación, de acuerdo con el procedimiento que establezca la Superintendencia para ello. Dicho procedimiento deberá ser establecido mediante resolución y contemplar, al menos:

- *La metodología para la calificación del evento como de fuerza mayor o caso fortuito.*
- *Plazos para la presentación de la solicitud y de los antecedentes, considerando la magnitud del evento y la trazabilidad razonablemente disponible durante la emergencia.*
- *Requisitos mínimos de admisibilidad.*
- *Evidencia y documentación mínima exigible.*

El procedimiento y metodología definidos por la Superintendencia deberán resguardar la coherencia entre el estándar aplicable y el estándar técnico-económico reconocido en el diseño tarifario y en las exigencias normativas vigentes.

El estándar de acreditación, aplicado conforme al procedimiento señalado precedentemente, deberá ser proporcional a la magnitud del evento y a la trazabilidad razonablemente disponible durante la emergencia, admitiendo, en eventos masivos, evidencia agregada basada en información operacional habitual y antecedentes públicos y notorios, sin exigir acreditación individualizada incompatible con la reposición del servicio.

En caso de que la Superintendencia califique un evento como de fuerza mayor o caso fortuito, esta deberá indicar, al menos, las siguientes características respecto de dicho evento:

1. *Naturaleza del Evento: se deberá indicar la naturaleza del Evento, tales como falla externa, falla interna, fenómeno de la naturaleza, daños a la infraestructura por terceros, entre otras.*
2. *Duración del Evento: se deberá indicar el periodo de tiempo por el cual se extendió el evento calificado como de fuerza mayor o caso fortuito y, asimismo, el periodo de tiempo por el cual se extendieron sus consecuencias.*
3. *Extensión geográfica del Evento: se debe indicar el área geográfica que fue afectada por el evento de fuerza mayor o caso fortuito y por sus consecuencias.*
4. *Alcance de la exención del cumplimiento de exigencias y estándares: se deben indicar las exigencias y estándares respecto de los cuales la Empresa Distribuidora se exime o verá modificado su cumplimiento, y el periodo de tiempo durante el cual se extiende dicha exención o modificación en el cumplimiento.*

Finalmente, con el fin de explicitar formalmente la necesidad de actualizar parámetros y umbrales relacionados con las exigencias de calidad de suministro, se sugiere perfeccionar el artículo 1-22 de la NTD de la siguiente manera:

Artículo 1-22 Actualización de la NT

La presente NT deberá actualizarse de manera de perfeccionar sus exigencias, aplicación y fiscalización, así como para ajustar sus parámetros técnicos y umbrales a la evidencia empírica y a la experiencia de aplicación acumulada.

Dicha actualización deberá realizarse previo a cada proceso de tarificación del Valor Agregado de Distribución, teniendo a la vista los cambios tecnológicos que se produzcan, la evolución en el cumplimiento de las exigencias de Calidad de Servicio, los problemas e inconvenientes detectados en su aplicación y la necesidad de preservar la coherencia entre el estándar técnico-económico reconocido en la tarificación y el estándar de exigencia aplicado en la fiscalización.

Las Empresas Distribuidoras deberán, entre el primer y el último día hábil del mes de enero de cada año, remitir a la Comisión un informe que contenga, a lo menos, los siguientes antecedentes:

1. Estadísticas con el grado de cumplimiento de las exigencias de la presente NT.
2. Estadísticas de incumplimientos detectados, por tipo de incumplimiento, indicando las sanciones y los montos de las multas, si las hubiera.
3. Identificación de los problemas en la implementación del control y la aplicación de la presente NT.
4. Identificación de situaciones en que se hayan detectado o se prevean afectaciones a la Calidad de Servicio y que no fueron previstas en la NT vigente, incluyendo antecedentes que permitan evaluar la adecuación de los parámetros técnicos y umbrales establecidos a la experiencia efectiva de operación del sistema.

9.2. Lecciones del benchmarking

El análisis comparado muestra una convergencia en tres ideas regulatorias básicas:

- **Objetivación de la excepcionalidad:** los marcos más estables reducen el espacio para decisiones ad-hoc y descansan en hechos verificables, umbrales y categorías operacionales predefinidas.
- **Procedimentalización y trazabilidad:** la exclusión del cómputo y los efectos económicos asociados no se sostienen sólo en definiciones sustantivas; requieren reglas claras de evidencia, notificación, registro y auditoría.
- **Compatibilidad con incentivos:** se busca evitar que la excepcionalidad se convierta en una neutralización de deficiencias ordinarias (mantenimiento, inversión, operación), pero también evitar que un evento realmente extraordinario destruya el correlato tarifa-calidad o afecte la sostenibilidad del servicio.

Estas lecciones son particularmente relevantes para Chile porque el problema observado no es la ausencia de un “régimen de excepcionalidad”, sino el modo en que se activa, se prueba y se audita, y cómo eso interactúa con el régimen de calidad, sanción y compensaciones.

9.3. Síntesis de la propuesta: cuatro ejes normativos

A partir del diagnóstico y del benchmarking, se propone una línea de mejora con un objetivo: reducir discrecionalidad y arbitrariedad sin abrir espacios de abuso, y al mismo tiempo hacer el régimen aplicable en condiciones reales de emergencia.

Las propuestas se ordenan en cuatro bloques, coherentes entre sí:

1. Objetivación del Estado Anormal Agravado

Reformular la activación del Estado Anormal Agravado para que descanse principalmente en hechos físicos verificables (destrucción o indisponibilidad) y en umbrales técnicos predefinidos. La discusión sobre si existieron incumplimientos normativos (diseño, mantenimiento, etc.) no desaparece, pero debe desplazarse al plano correcto: la auditoría ex-post.

2. Acreditación “compatible con emergencia”

Establecer un estándar probatorio realista: suficiente, estandarizado y trazable, pero no individualizado ni incompatible con la reposición. La evidencia debe poder estructurarse con información operacional habitual (sistemas de telemedida, GIS, órdenes de trabajo, registros de cuadrillas, inventarios, maniobras, entre otros), con agregación por alimentadores/zonas y tipologías de daño y, cuando corresponda, con apoyos externos (actos de autoridad, restricciones de acceso y seguridad). La clave es que el sistema sea verificable sin exigir “probar cada poste” durante la crisis.



3. Declaración provisional del Estado Anormal Agravado con régimen transitorio de efectos

Incorporar una calificación provisional basada en evidencia inicial estandarizada, con el objetivo práctico de evitar que, mientras la información es incompleta por razones propias de la emergencia, se gatillen de forma automática efectos regulatorios que después son difíciles de revertir. La lógica es simple: se protege transitoriamente el cómputo y los efectos económicos y, si la auditoría ex-post concluye que no se cumplían los requisitos, se ajusta la clasificación y se reincorporan los efectos que correspondan.

4. Auditoría ex-post con consecuencias proporcionales

El contrapeso del régimen más objetivo y operativo es un control posterior exigente, de modo que se efectúe validación de umbrales, de la consistencia metodológica, de la trazabilidad de la evidencia y de la diligencia dentro del estado excepcional. Las consecuencias deben ser tipificadas y proporcionales, desde ajustes de clasificación y correcciones de cómputo, hasta sanciones agravadas en casos de sobre-declaración o manipulación, reservando las medidas más severas para conductas dolosas o reiteradas.

Estas medidas, tomadas como conjunto, permiten reordenar el sistema hacia una lógica más consistente: primero se califica operativamente el tipo de evento (con objetividad), luego se supervisa y audita (con trazabilidad), y finalmente se asignan responsabilidades y consecuencias (con proporcionalidad).

9.4. Coherencia institucional y fuerza mayor: el estándar tarifario

También se identifica una fuente de inestabilidad que no se corrige sólo con ajustes técnicos: la tensión estructural entre el diseño ex-ante (CNE) y la fiscalización ex-post (SEC). Sin modificar competencias, es posible reforzar consistencia mediante instrumentos técnicos y administrativos (directrices comunes, criterios de apreciación de diligencia en emergencia, marcos compartidos para clasificación y trazabilidad) para reducir la probabilidad de que se exijan estándares “fácticos” más estrictos que los considerados en la tarificación.

En esa misma lógica, se debe explicitar que la calificación de fuerza mayor debe operar con dos límites consistentes con un servicio público tarifado: i) no puede derivar en exigir medidas o niveles de desempeño que excedan los supuestos técnicos y económicos reconocidos en la tarifa; y ii) la carga y el estándar de evidencia deben ser proporcionales a la magnitud del evento y a la trazabilidad razonablemente disponible durante la emergencia, admitiendo evidencia operacional habitual y agregada en eventos masivos, sin exigir acreditación individualizada incompatible con la reposición del servicio.

Esta coordinación no busca debilitar el control; busca hacerlo más predecible, más defendible y alineado con la lógica económica del régimen regulado.



9.5. Gestión del "costo extremo": separar política pública de incentivos ordinarios

Finalmente, aun con un buen régimen de excepcionalidad, existen eventos verdaderamente catastróficos cuyos costos pueden exceder lo que es eficiente internalizar en tarifas normales. El benchmarking sugiere que, para preservar sostenibilidad y evitar respuestas ad-hoc, puede evaluarse un mecanismo excepcional de cobertura del “costo extremo” (fondo mutualizado, seguros regulados o mecanismos acotados de ajuste), diseñado con condiciones de elegibilidad estrictas, deducibles y gobernanza transparente, de manera de no neutralizar la responsabilidad ordinaria ni erosionar los incentivos de prevención y respuesta.

Al respecto, debe considerarse que una propuesta de este tipo podría requerir una modificación legal.

9.6. Resultado esperado: más certeza, mejores incentivos y menos litigiosidad

La implementación de estas propuestas permite esperar, simultáneamente:

- Más certeza regulatoria: reglas claras de activación, evidencia y efectos reducen controversias y arbitrariedad.
- Mejores incentivos: se sanciona lo evitable dentro del riesgo ordinario, pero no se castiga lo extraordinario fuera de diseño; se preserva el esfuerzo eficiente y se evita la señal implícita de “cero interrupciones bajo cualquier escenario”.
- Mayor operatividad en crisis: se compatibiliza reposición con acreditación razonable, sin exigir cargas imposibles.
- Mayor legitimidad institucional: decisiones más trazables y auditables son más defendibles frente a usuarios, autoridades y tribunales.
- Menor judicialización: al objetivar umbrales y procedimientos, disminuye el espacio de disputas caso a caso con estándar civilista rígido.

En síntesis, Chile no parte desde cero, ya que dispone de un marco sectorial para distinguir riesgo ordinario y extraordinario. El énfasis de la propuesta se sitúa en la objetivación, la declaración provisional y una auditoría ex-post con consecuencias proporcionales, priorizando aquellas herramientas que permiten resolver las tensiones observadas en Chile sin requerir, en esta etapa, una reconfiguración del esquema tarifario ni la adopción de instrumentos no que no resulten plenamente compatibles con la arquitectura tarifaria e institucional vigente. Así, el desafío inmediato es perfeccionar el diseño del Estado Anormal Agravado y de su tratamiento probatorio, para que opere como una herramienta regulatoria efectiva en emergencias reales.

Por lo anterior, la propuesta apunta precisamente a reforzar la coherencia institucional del régimen, alineando el estándar técnico-económico reconocido en la tarificación con el estándar de diligencia aplicado en la fiscalización y reorientando el sistema desde un esquema predominantemente ex-post, con alta fricción probatoria y riesgo de desalineación, hacia un esquema más predecible y verificable. Asimismo,

se destaca la importancia de que los parámetros técnicos y umbrales que sustentan este diseño puedan ser revisados periódicamente mediante procedimientos regulatorios formales y transparentes, de modo de asegurar su adecuación a la evidencia empírica y a la experiencia de aplicación acumulada, preservando la sostenibilidad económica del servicio y la protección efectiva de los usuarios en contextos extremos.

