

Informe Final

Comité de Expertos para Proponer Reformas al Marco Regulatorio Vigente del Sector Eléctrico

5 de marzo de 2026

Ministerio de Energía – Secretaría Técnica Comité Experto







CONTENIDOS

- 6** **CAPÍTULO 1**
Resumen Ejecutivo
- 8** **CAPÍTULO 2**
Contexto y objetivo
- 9** **CAPÍTULO 3**
Diagnóstico
- 12** **CAPÍTULO 4**
Reforma a la Distribución
- 19** **CAPÍTULO 5**
Conclusiones
- 21** **CAPÍTULO 6**
Miembros del Comité de Expertos

1



RESUMEN EJECUTIVO

En nuestra calidad de comisionados del Comité de Expertos para Proponer Reformas al Marco Regulatorio Vigente del Sector Eléctrico, sesionamos entre los meses de diciembre de 2025 y marzo de 2026 con el objetivo de analizar la necesidad de introducir diversas reformas al marco normativo del sector eléctrico chileno. Considerando el acotado tiempo con el que contábamos para efectuar el análisis, decidimos, en conjunto con el Ministerio, orientar nuestro análisis principalmente al segmento de la distribución de energía eléctrica. De los numerosos espacios de mejora que requiere la legislación actual, el trabajo se focalizó en priorizar aquellas medidas que permitan elevar los estándares de calidad y seguridad del suministro, así como también, robustecer el sistema eléctrico ante los desafíos de la transición energética y la incorporación de nuevas tecnologías.

El diagnóstico sectorial evidenció que el diseño regulatorio vigente de la distribución, basado en un esquema de monopolio natural con tarifas construidas a partir de una empresa modelo eficiente, requiere ajustes para impulsar la incorporación de nuevas tecnologías y permitir mayor adaptabilidad del sistema frente a los cambios en los patrones de consumo y generación y ante los riesgos de desastres naturales crecientes. En ausencia de dichos ajustes, se seguirán observando: problemas de calidad y continuidad de suministro, señales económicas que no reflejan adecuadamente los costos reales del sistema y que provocan distorsiones significativas, dificultades para el desarrollo e integración de recursos energéticos distribuidos, inflexibilidad de los procesos de planificación, entre otros.

Si bien, como Comité destacamos la necesidad de realizar modificaciones a la normativa vigente que aborden integralmente los desafíos identificados, de manera complementaria y paralela, proponemos avanzar con la adopción de medidas administrativas (no de rango legal), emanadas de los organismos del sector, que puedan ser desarrolladas durante el tiempo en que las eventuales reformas legales integrales se discuten en el Congreso. En este contexto, se priorizan las siguientes líneas de trabajo:

1. Implementación de medidores inteligentes: Avanzar en su implementación mediante un marco regulatorio que defina los esquemas de financiamiento y la gobernanza de datos. Asimismo, resulta necesario validar y uniformar la tecnología de los sistemas de medición a través de pilotos adaptados a clientes y zonas específicas, antes de un despliegue masivo.

2. Modernización de la tarificación: Incorporar señales temporales que alineen los patrones de consumo de la demanda con la necesidad de flexibilidad del sistema. Para ello, se propone ajustar la asignación de costos de red, integrar adecuadamente los recursos energéticos distribuidos y diseñar mecanismos para proteger a los usuarios finales vulnerables frente a eventuales alzas tarifarias.

3. Modificación del modelo de remuneración: Avanzar hacia un esquema que reconozca planes de inversión de activos e incorpore incentivos para robustecer la red mediante el uso eficiente de recursos.


4. Integración de recursos energéticos distribuidos: Diseñar un marco regulatorio que cree espacios de planificación de la red y que atribuya funciones de coordinación y operación a las empresas distribuidoras habilitando nuevos modelos de negocio que aporten flexibilidad al sistema.

5. Incorporación de pilotos y sandbox regulatorios: Establecer un mecanismo de experimentación controlada que permita probar innovaciones tecnológicas, operativas, tarifarias o de mercado, en entornos acotados y evaluables.

6. Análisis de la gobernanza e institucionalidad del sector: Analizar la estructura institucional del sector eléctrico con el propósito de fortalecer la coordinación entre organismos, promover la participación ciudadana en los procesos tarifarios y contar con contrapartes técnicas independientes que validen y den mayor grado de legitimidad a los referidos procesos.

Reconocemos además que la reforma en el sector de la distribución tiene que ser acompañada por un trabajo que involucre al cliente final, para que la transformación del mercado resulte exitosa.

2



CONTEXTO Y OBJETIVO

Si bien el objetivo inicial propuesto por el Ministerio era realizar una revisión general a la regulación del mercado eléctrico, dada la extensión y complejidad de las temáticas identificadas, acordamos acotar el alcance del análisis principalmente al segmento de distribución, por constituir el ámbito más rezagado y aquel que exige transformaciones de mayor envergadura y urgencia. A partir de lo acordado, priorizamos un tratamiento detallado de sus principales brechas y evaluamos si las medidas propuestas requieren modificaciones legales o si es posible avanzar en su implementación mediante instrumentos administrativos de los organismos del sector.

Como base metodológica del análisis y para la orientación de nuestra discusión, se utilizaron como insumos los estudios elaborados por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), Centro Enlace y Centra, junto con el trabajo realizado en el marco del ciclo “Crecer con Energía”, iniciativa impulsada por ICARE y la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI), los cuales revisamos sistemáticamente para identificar los principales desafíos que enfrenta el segmento de la distribución de energía eléctrica y su actual marco regulatorio, evaluando alternativas de rediseño institucional, tarifario y operativo de este segmento.

En este contexto, definimos y priorizamos los siguientes objetivos:

- **Identificar las reformas prioritarias y necesarias en el segmento distribución**, con el objeto de mejorar los estándares de calidad y seguridad de servicio prestados a los usuarios finales, y de adaptar y modernizar la regulación a los desafíos operacionales que se presentan con la transición energética y la penetración de nuevas tecnologías.
- **Presentar las propuestas de mayor relevancia tratadas durante las sesiones**, para ser discutidas a futuro de forma transversal, con todos los actores del mercado eléctrico.

3 DIAGNÓSTICO

El marco regulatorio aplicable al segmento de la distribución eléctrica en Chile fue concebido en la década de los 80's, a través del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, diseñado bajo el supuesto de que la distribución constituye un monopolio natural, estableciéndose un esquema de regulación económica orientado a replicar condiciones de eficiencia, mediante tarifas basadas en los costos medios de largo plazo de una empresa modelo eficiente. Este enfoque regulatorio ha permitido, durante varias décadas, avanzar de manera significativa en la expansión de la cobertura del servicio, el desarrollo de infraestructura y la provisión de electricidad en prácticamente todo el territorio nacional.

Desde su concepción original, la regulación de la distribución ha experimentado modificaciones acotadas y de carácter principalmente incremental. En efecto, la reforma más relevante de los últimos años fue introducida por la ley 21.194, promulgada en 2019, que implementó ajustes orientados a flexibilizar el cálculo de la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras y perfeccionar el proceso tarifario, comprometiendo una reforma estructural¹, dividida posteriormente en tres proyectos de ley, que abordarían individualmente la portabilidad eléctrica (comercialización), calidad de servicio y generación distribuida. No obstante haberse presentado uno de los proyectos², este no tuvo mayores avances en su tramitación legislativa. A partir de la discusión legislativa³ de este proyecto, se concluye que la razón de no haber continuado su avance fue la necesidad planteada por algunos parlamentarios de tramitar de forma coordinada o paralela los tres proyectos, a fin de resguardar otros aspectos

1 El artículo octavo transitorio de la Ley 21.194, comprometió al Presidente de la República el deber de enviar al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica, dentro de los seis meses siguiente a la publicación de esta.

2 Mensaje presidencial de septiembre de 2020, boletín 13782-08 que establece el derecho a la portabilidad eléctrica.

3 Comisión de Minería y Energía, 05/10/2020 -

https://www.camara.cl/verDocaspx?prmID=211025&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

relevantes como la calidad de servicio y el impacto en las tarifas del cliente final. En conclusión, el diseño regulatorio de la distribución eléctrica ha permanecido mayormente inalterado⁴, requiriendo adaptaciones frente a las profundas transformaciones en los patrones de consumo experimentadas durante la última década, la evolución tecnológica y la aparición de nuevos actores y servicios. Asimismo, la modernización del segmento de distribución debe considerar explícitamente los desafíos de resiliencia climática, en coherencia con los planes de mitigación y adaptación impulsados por el Ministerio de Energía.

Diversos estudios y procesos participativos⁵⁶⁷⁸ han evidenciado que esta inercia regulatoria ha derivado en una serie de brechas, dificultades y distorsiones. Entre ellas destacan problemas persistentes en calidad y continuidad de servicio, rezago de inversiones, complejidades y asimetrías de información en los procesos tarifarios, señales económicas desalineadas con la eficiencia y dificultades para integrar de forma adecuada la generación distribuida, la electromovilidad, la gestión activa de la demanda y otros recursos energéticos distribuidos. A ello se suman limitaciones en los mecanismos de planificación de redes, en la coordinación con otros segmentos del sistema eléctrico y en las atribuciones de la institucionalidad pública para enfrentar los desafíos emergentes. Es importante, además, tener presente la heterogeneidad de las redes de distribución a lo largo del país, observándose distintos niveles de desarrollo según los grados de densificación y ruralidad, entre otros factores relevantes.

En este contexto, existe un amplio consenso técnico respecto de la necesidad de modernizar el marco regulatorio de la distribución eléctrica, de modo que este evolucione desde un esquema concebido para la expansión de la cobertura y contención de costos hacia uno capaz de promover eficiencia sistémica, seguridad y calidad de servicio, resiliencia, innovación y equidad en un sistema eléctrico de tecnología crecientemente renovable y digitalizado. También se requiere de incentivos adecuados para promover nuevos servicios que posibilitan la innovación tecnológica, que abran espacios de competencia y participación de nuevos actores que podrán dinamizar el mercado.

Con todo, debe tenerse presente que la legislación actual concibe a la distribución de energía eléctrica como un servicio público que, al revestir el carácter de monopolio natural, se encuentra intensamente regulado. Sin perjuicio de que las reformas propuestas en el presente documento no contemplan la modificación de estos atributos del servicio de distribución, sería deseable realizar un examen normativo que permita identificar si en este segmento existen mercados asociados a redes de distribución que permitan operar bajo un régimen de competencia y, por consiguiente, distinga la estructura monopólica del mercado de aquellos servicios que puedan ser liberalizados.

Las temáticas descritas representan ejes estructurales del sector de la distribución eléctrica, lo que implicaría modificaciones legislativas y ajustes profundos al marco regulatorio vigente. Corresponderían a cambios que afectan pilares centrales del modelo actual, y que por su naturaleza requerirían redefinir roles, incentivos y responsabilidades tanto de los agentes regulados como de la institucionalidad pública. En este contexto, la evidencia disponible sugiere que una parte significativa de estas reformas conllevará mayores requerimientos de inversión, costos de implementación y exigencias operacionales más estrictas, lo que previsiblemente se traduciría, al menos en el corto y mediano plazo, en un aumento de los costos que perciben los usuarios finales.

4 Es importante reconocer que los esfuerzos por proponer reformas al sector de distribución no son algo nuevo. En particular, desde el segundo mandato de Michelle Bachelet se han desarrollado múltiples diagnósticos y formulado diversas recomendaciones en sucesivos gobiernos, lo que evidencia la persistencia y transversalidad de esta preocupación en la agenda pública.

5 Recomendaciones Regulatorias para la Distribución Eléctrica en Chile – ISCI 2025

6 Estrategia compartida para activar el potencial de Chile - CENTRA 2025

7 Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica - ISCI 2020

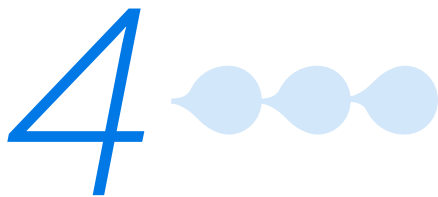
8 Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile – PUC/CNE 2017

Lo expuesto anteriormente, plantea el desafío de que el diseño e implementación de las reformas considere un equilibrio entre la urgencia de los cambios necesarios y el costo que deban asumir los usuarios, y con ello considerar la incorporación de mecanismos de gradualidad, focalización y protección a los consumidores, con el fin de resguardar la legitimidad social del proceso de modernización del sector, asegurando también la sostenibilidad financiera de una industria íntegramente regulada cuyos ingresos dependen de decisiones tarifarias estables y predecibles.

Por otro lado, es fundamental mencionar que el funcionamiento del sector eléctrico se sustenta en la coordinación de sus instituciones, el Ministerio de Energía (MEN), la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la que se materializa a través de distintos procesos normativos, operativos y de control. Esta coordinación se estructura mayoritariamente de forma secuencial, mediante el intercambio de información técnica y la adopción de actos administrativos sucesivos, lo que explica la existencia de espacios de interacción complejos y, en algunos casos, de superposición o vacíos funcionales.

En opinión de diversos académicos⁹, existe una necesidad de revisar la institucionalidad del sector para estructurarla y adecuarla a los nuevos desafíos del sistema. A esta necesidad, ya diagnosticada en materia de distribución, se han sumado en el último período distintos eventos que han motivado una discusión similar, siendo ejemplos de ello: las dificultades para determinar las causas y responsabilidades del apagón ocurrido el 25 de febrero de 2025 y el rol que ha jugado en el último tiempo el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) en aspectos técnicos, como ha quedado demostrado en la reciente consulta realizada por la Asociación de Desarrolladores Inmobiliarios A.G. (ADI) y la Cámara Chilena de la Construcción (CChC) en relación con la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución Eléctrica.

9 <https://www.uc.cl/academia-en-los-medios/hacia-un-nuevo-pacto-institucional-electrico/>



REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN

Como Comité, coincidimos en que la actualización y modificación integral del marco regulatorio de la distribución eléctrica es clave para fortalecer la certeza jurídica, mejorar la gobernanza del sector y asegurar mejores estándares de servicio mediante las inversiones necesarias y demás adecuaciones que permitan integrar nuevos servicios. Considerando que la complejidad técnica de las reformas analizadas podría traducirse en extensos procesos de tramitación legislativa, proponemos avanzar priorizando aquellas materias que consideramos de mayor criticidad para el sector y, paralelamente, evaluar alternativas que permitan abordar los actuales desafíos de la distribución eléctrica en el corto plazo, mediante decisiones de carácter administrativo o de gestión.

Es destacable también el consenso acerca de la urgencia de los cambios. La opción de no hacer nada se tornará cada vez más costosa pues se acrecentarán los problemas diagnosticados, se profundizarán las distorsiones y se seguirá postergando el acceso a servicios y beneficios que requieren los usuarios finales.

4.1 Reformas legales

Sin perjuicio de que, como Comité consideramos que existen otras iniciativas que se deben abordar y que, de alguna manera, todas ellas se encuentran interrelacionadas, proponemos un conjunto de reformas legislativas que deben ser priorizadas y que contemplen las siguientes temáticas:

- a. Implementación de un sistema de medida inteligente.
- b. Tarifación.
- c. Remuneración.
- d. Inclusión de Recursos Energéticos Distribuidos (RED).
- e. Estructura institucional y gobernanza.

4.1.1 Implementación de medidores inteligentes

Del intercambio de ideas sostenido durante las sesiones, como Comité concordamos en que la implementación de medidores inteligentes (con esto nos referimos no solo a la unidad de medida si no que al sistema de medición, monitoreo y control inteligente) debe abordarse como una política de modernización del sistema de distribución con un enfoque integral vinculado a la tarificación, la gestión de la demanda, la operación de redes y la inclusión de recursos energéticos distribuidos, de manera que su tratamiento no puede abordarse de manera aislada.

Diversos estudios y análisis^{10 11} muestran que la medición inteligente es económicamente viable y genera beneficios sociales netos, especialmente por eficiencia, gestión de demanda y señales tarifarias adecuadas. La implementación exitosa de esta medida depende, entre otros, de una estrategia comunicacional robusta, orientada a fortalecer su aceptabilidad social, mediante la entrega de información clara, simple, estandarizada, trazable y accesible para los usuarios finales. La información debe transparentar los costos, el uso de los datos (gobernanza y privacidad), la precisión de la facturación, la reducción de tiempos de reposición del servicio, las opciones tarifarias, entre otros. Ante todo, será necesario explicitar el mecanismo de financiamiento y de recuperación de costos de la medición inteligente.

Para estos efectos, como Comité proponemos las siguientes modificaciones normativas:

Establecer un marco regulatorio que habilite y acelere la instalación de medidores inteligentes de manera obligatoria en todo el sistema de distribución, con un adecuado diseño de incentivos para las empresas distribuidoras y los clientes sometidos a regulación de precios. Es fundamental que el diseño del plan considere medidas complementarias para:

- Definir estándares de interoperabilidad.
- Considerar el uso de los datos de consumo de los clientes limitados a fines de facturación, operación de la red y planificación del sistema eléctrico.
- Implementación de planes de gestión de datos y ciberseguridad por parte de las empresas distribuidoras, previa aprobación del ente regulador, sujeto a auditorías periódicas e independientes.
- Disponer de datos a nuevos actores, tales como agregadores, bajo estrictos protocolos de ciberseguridad y protección de datos personales.
- Avanzar mediante programas piloto regionales en zonas urbanas, rurales y mixtas, con objetivos claros y métricas públicas de evaluación.

4.1.2 Tarificación

Para adecuar la distribución eléctrica al contexto de la transición energética, que implica una mayor penetración de generación renovable variable, generación distribuida, almacenamiento, consumos flexibles y electromovilidad, entre otros, como Comité, estimamos que se debe avanzar hacia una

10 Empowering Customer Choice in Electricity Markets 2011 – OECD

11 Smart Grid - Smart Customer Policy Needs 2011 - IEA

tarifa costo-reflectiva que incorpore mayor diferenciación temporal y considere opciones tarifarias para usuarios finales que incentiven la respuesta de la demanda a través de señales que reflejen las variaciones temporales en el precio, como tarifas *Time of Use (ToU)*, *Critical Peak Period (CPP)* o *Real Time Pricing (RTP)*¹² que reflejen un adecuado balance entre los costos fijos y variables, y que se reconozca el uso de las redes por parte de los recursos energéticos, participando, en consecuencia, en el pago de la red a fin de evitar distorsiones tarifarias.

Adicionalmente, consideramos importante relevar que las tarifas eléctricas actualmente son sensibles a las variaciones del precio de los combustibles y del tipo de cambio (USD/CLP), lo que puede redundar en alzas intempestivas de éstas que afecten en mayor medida a los clientes regulados. Lo anterior hace necesario explorar mecanismos que tiendan a mitigar los efectos adversos que puedan ocasionar shocks tarifarios específicos sobre los clientes finales (no fluctuaciones habituales). Dada la existencia de diversas alternativas y siendo conscientes de que la introducción de este tipo de herramientas requiere de una revisión crítica en la que confluyan perspectivas tanto regulatorias como económicas, proponemos evaluar en primera instancia si la regulación vigente ya contempla mecanismos que podrían utilizarse para estos fines, por ejemplo, a través de las licitaciones de suministro, donde se podrían adoptar ajustes que permitan operativizarlos de manera eficiente. Adicionalmente, proponemos evaluar la pertinencia de revisar los mecanismos de protección al cliente existentes en la Ley General de Servicios Eléctricos. Finalmente, en caso de que las alternativas previas no sean suficientes, proponemos evaluar mecanismos adicionales utilizados en otros mercados, tales como la securitización financiera, considerando como principio el resguardo de la tarifa al cliente final.

Reformas normativas que proponemos como Comité:

- Incorporar señales temporales que incentiven la flexibilidad desde la demanda.
- Incorporar señales para reconocer el uso de recursos distribuidos, diferenciados de acuerdo con el perfil de demanda, tales como la utilización de baterías a nivel de distribución.
- Ajustar la estructura tarifaria para distribuir equitativamente los costos fijos de red, evitando distorsiones e incentivos regresivos.
- Integrar a los recursos energéticos distribuidos en el pago por uso de red bajo principios no discriminatorios.
- Estudiar la conveniencia de integrar mecanismos de securitización financiera como coberturas ante shock de precios que impacten directamente la tarifa eléctrica.
- Revisar y eventualmente rediseñar los mecanismos de protección tarifaria para los clientes vulnerables, con el objeto de entregar beneficios con criterios de focalización efectivos.

La última de las propuestas corresponde a una reorientación del subsidio existente, por lo que no se considera la asignación de nuevos recursos o mayor gasto fiscal, sino que corresponde a la revisión y eventual rediseño de los mecanismos existentes de protección al cliente en la tarifa eléctrica, que poseen sesgos de inclusión y exclusión, al establecer como criterio de asignación del beneficio el nivel de consumo de los clientes.

12 Farúqui, Ahmad, y Sylvia Tang. Best Practices in Tariff Design: A Global Survey. Presented April 5, 2021. The Brattle Group. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/06/21941_best_practices_in_tariff_design_-_a_global_survey.pdf

4.1.3 Remuneración

En relación con la remuneración de las empresas distribuidoras y, considerando el conjunto de temáticas analizadas durante las sesiones, hemos detectado la necesidad de realizar una reforma relevante al modelo de remuneración vigente, sustentado en la valorización de los ingresos permitidos de la empresa real en base a una empresa modelo que se construye desde cero cada 4 años y que no reconoce adecuadamente decisiones de inversión importantes y necesarias, generando un rezago en la implementación de nuevas tecnologías.

Sin perjuicio de las necesidades detectadas sobre este aspecto, reconocemos que la envergadura de las reformas que se requiere introducir al modelo vigente de remuneración de las distribuidoras y sus impactos económicos presenta altos niveles de complejidad que ameritan un análisis pormenorizado de los beneficios y potenciales impactos que éstas generarían en el mercado.

Alternativas regulatorias que, como Comité, sugerimos analizar:

En términos del esquema de remuneración no existió consenso unánime en el grupo de expertos respecto de la existencia de un tratamiento a suscribir. No obstante, la propuesta que posee mayor adhesión es la siguiente:

- a.** Reconocer explícitamente el legado de activos reales de las distribuidoras, reduciendo la brecha estructural entre empresa real y empresa modelo.
 - Crear un registro formal de activos reconocidos, valorizados a valor real para nuevas inversiones, sobre el cual se planifique la expansión futura.
 - Establecer un esquema de incentivos para las distribuidoras, asociando la remuneración de la nueva infraestructura al cumplimiento de indicadores de desempeño definidos en el plan de inversión, por ejemplo, indicador de calidad de servicio. Diseñar la planificación y expansión de la red mediante dos esquemas: (i) obras libres con presupuesto regulado; y, (ii) obras mandatadas por la autoridad ante brechas de calidad o riesgos sistémicos.

Respecto del disenso en esta materia, el comisionado Rodrigo Iglesias propuso la evaluación de la siguiente alternativa, y que, a su juicio, es excluyente con la señalada previamente:

- b.** Mantener el esquema de empresa modelo en orden a otorgar señales económicas eficientes para el proceso descentralizado de decisión de desarrollo de la red, pero verificar, por parte del regulador, la eficiencia de proyectos específicos y de gran envergadura que propongan las distribuidoras para mejorar la seguridad y calidad de servicio, considerando para ello un horizonte de amortización tarifaria que asegure la recuperación del costo de inversión, sin generar incrementos significativos en las tarifas aplicables a los clientes regulados.

Cualquiera sea la decisión que se adopte, recomendamos considerar las siguientes mejoras regulatorias:

- Establecer trayectorias de eficiencia que permitan compartir beneficios y riesgos entre empresas y usuarios.
- Incorporar mecanismos de indexación y ajuste que reflejen cambios relevantes en la demanda, penetración tecnológica y condiciones operativas dentro del período tarifario.

4.1.4 Inclusión de Recursos Energéticos Distribuidos (RED)

Como Comité, concordamos en la necesidad de establecer un marco regulatorio que permita la integración efectiva de los Recursos Energéticos Distribuidos (RED), considerando la totalidad de los beneficios que estos pueden aportar en términos de seguridad y calidad de servicio, mediante su adecuada coordinación por parte de un operador de red de distribución (“DSO”, por su sigla en inglés), precisando su régimen de remuneración y su articulación funcional con el Coordinador Eléctrico Nacional, a fin de evitar superposición de competencias. En este contexto y reconociendo las limitaciones estructurales del esquema vigente de empresa modelo, estimamos que, para lograr la integración de los RED, se requieren herramientas de planificación, digitalización, interoperabilidad y gobernanza que habilite a las empresas distribuidoras a ejercer más roles operativos en sus redes.

Reformas regulatorias que planteamos como Comité:

Considerar explícitamente los RED en la expansión y planificación de la red de distribución.

- Asignar funciones de coordinación y operación de RED a las empresas distribuidoras, analizando formas de supervisión del comportamiento del DSO y especificando funciones complementarias en otros actores.
- Permitir nuevos modelos de negocio que presten servicios de flexibilidad al sistema, como los agregadores de recursos o las plantas virtuales de energía (VPP), asegurando la transparencia, la no discriminación y el acceso a la información de la operación de las redes.
- Establecer la figura de Gestor de Información, encargado de estandarizar y centralizar la información proveniente de los DSO.

4.1.5 Estructura Institucional y Gobernanza

Si bien en un inicio la discusión se avocó a las necesidades diagnosticadas para el segmento de distribución considerando la revisión de las facultades y atribuciones de las instituciones involucradas, los hechos acontecidos durante 2025, especialmente a raíz de la coyuntura ocurrida durante 2025, en particular el apagón del 25 de febrero y los errores detectados en los cálculos que precedieron a determinadas fijaciones tarifarias, han puesto de manifiesto la urgencia de revisar, en general, la institucionalidad del sector, como Comité, estimamos que existen aspectos que deben ser examinados en profundidad para lograr un adecuado desempeño y desarrollo del mercado, tales como: (i) fortalecer la coordinación interinstitucional; (ii) evaluar la eventual superposición de competencias o atribuciones entre los organismos del sector; y, (iii) robustecer la independencia de los órganos de carácter técnico, entre otros aspectos que deben ser objeto de un análisis detallado.

Propuesta del Comité de ejes analíticos para la evaluación y definición de reformas a la institucionalidad del sector:

Estudiar la estructura institucional del sector eléctrico, evaluando su desempeño ante el mercado actual y los nuevos desafíos que plantea la transición energética y la descarbonización de la matriz energética. El estudio debe identificar los espacios de interacción entre instituciones, la eficiencia en su coordinación y la existencia de eventuales superposiciones de funciones o carencia de atribuciones. A partir de sus resultados, se podrá evaluar la necesidad de impulsar una reforma estructural o realizar adecuaciones a la institucionalidad vigente, considerando sus costos y evitando la creación de nuevos organismos o instancias que pudieran incrementar, de manera innecesaria, los niveles de burocracia.

4.2 Implementación de medidas administrativas

Como Comité estimamos que, para avanzar en la necesaria modernización de la distribución en el corto plazo, sería procedente implementar un conjunto de medidas de carácter operativo adoptadas mediante instrumentos administrativos emanados de los organismos competentes del sector, sin necesidad de realizar modificaciones legales.

Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que, si bien las materias que a continuación se señalan corresponden al análisis efectuado por el Comité, estas deberán ser analizadas por los organismos encargados de su implementación, de manera de definir la pertinencia y el alcance que permita avanzar por vía administrativa sin necesidad de reformas legales.

4.2.1 Tarificación:

- Proponemos que, en el contexto del proceso de valorización 2024-2028, la estructura tarifaria que se establezca en el decreto que fije las fórmulas tarifarias a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de distribución, contemple modelos de tarifas flexibles a fin de incentivar a los usuarios con capacidad de gestión de energía a trasladar sus consumos a horarios más eficientes para la operación de la red y del sistema eléctrico, lo que a su vez, representa un incentivo a la implementación de medidores inteligentes. La medida debe contemplar un programa comunicacional claro hacia el cliente final, que permita evidenciar los potenciales beneficios.

4.2.2 Pilotos y Sandbox Regulatorios:

- Para adaptar el segmento de la distribución a los avances tecnológicos, sugerimos que, a través de los denominados “proyectos especiales” la SEC autorice a evaluar innovaciones tecnológicas, operativas, tarifarias o de mercado, en condiciones reales, a través de pilotos o *sandbox* regulatorios, de manera que los aprendizajes obtenidos de la aplicación de dichos pilotos se traduzcan posteriormente en ajustes regulatorios. Para estos efectos, se recomienda analizar la posibilidad de incorporar estos pilotos vía reglamento, o bien, vía bases de licitación, considerando como precedente, el reconocimiento de las instalaciones subterráneas. Asimismo, siguiendo la práctica internacional y con el fin de asegurar la adecuada extrapolación de resultados y la rigurosa sistematización de lecciones aprendidas, estos proyectos debieran desarrollarse con el acompañamiento de una entidad independiente de la empresa ejecutora, por ejemplo, una institución académica, encargada del diseño metodológico, la evaluación y la difusión de resultados.
- Fortalecer las funciones de coordinación interinstitucional del MEN a través de recursos dedicados e instancias de coordinación definidas, con el objetivo de evaluar y autorizar propuestas de negocios nuevos e innovativos promovidas por las propias distribuidoras o por terceros interesados en condiciones no discriminatorias.

4.2.3 Comercialización:


Como Comité no consideramos prioritario avanzar en el corto plazo en reformas legales para la habilitación de la portabilidad eléctrica y la creación de la figura del comercializador puro. Sin perjuicio de ello, sugerimos que, mediante instrumentos de menor jerarquía normativa, se puede avanzar en fortalecer las posibilidades de libre elección de suministrador por parte de los clientes regulados, así

como evaluar la pertinencia de una nueva reducción del umbral de la potencia que habilite a clientes regulados de menor tamaño, optar por un régimen libre.

4.2.4 Grupo de Vinculación Ciudadana:

Si bien no consideramos que sea prioritario creemos que en el largo plazo se debiese evaluar la participación de un grupo ciudadano con *expertise* técnico en materias eléctricas que represente los intereses de los consumidores finales en los procesos de fijación tarifaria (como ocurre en otros países), estableciendo definiciones estrictas para que esta medida no se traduzca en un aumento de la burocracia o un sobredimensionamiento del aparataje público.

5



CONCLUSIONES

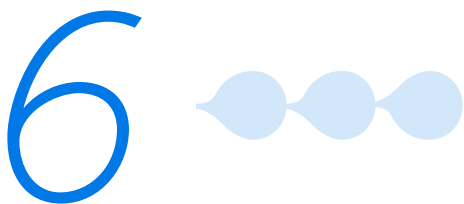
El trabajo y discusión que como Comité hemos descrito en este documento, fue motivado por diversos estudios y eventos que han relevado la importancia de revisar la regulación del sector eléctrico chileno. Posterior a una discusión general de las reformas necesarias para el sistema, optamos por priorizar y dirigir el trabajo hacia el segmento de distribución, dado su importancia en la transición energética. En función de ello hemos concluido que:

El marco regulatorio vigente de la distribución corresponde a un esquema diseñado en la década de los 80's que se ajustaba a las necesidades coyunturales de la época orientadas, fundamentalmente, a expandir la cobertura del suministro eléctrico. Sin embargo, a más de 40 años de su implementación, este diseño regulatorio no se condice con las condiciones actuales del mismo, en que el sistema eléctrico se ha complejizado, las características de la demanda han sufrido profundas transformaciones en los patrones de consumo, la evolución tecnológica y la aparición de nuevos actores y servicios, entre otros, han quedado al margen de una regulación que, hoy en día, se muestra inflexible frente a los cambios. Esta situación, exige con urgencia una adecuación y modernización del marco normativo de la distribución que recoja adecuadamente las transformaciones que el sistema eléctrico ha experimentado durante el último tiempo.

Pese a la urgente necesidad de adecuar y modernizar la regulación de la distribución, estamos conscientes de que la profundidad de estas transformaciones exige un proceso de implementación gradual, responsable y socialmente legitimado. Por ello el diseño de las reformas que proponemos debe equilibrar la necesidad de modernizar el sector con los impactos económicos que podrían enfrentar los usuarios finales, asegurando la asequibilidad del servicio y previniendo efectos regresivos. En este contexto, el rediseño de los instrumentos de protección tarifaria y los mecanismos de gradualidad en la implementación, son piezas clave para garantizar una transición regulatoria equilibrada y equitativa para todos los actores del sector.

Considerando la tantas veces mencionada urgencia de reformar el segmento de la distribución eléctrica, hemos consensado que, existiendo espacios regulatorios que permiten avanzar mediante instrumentos administrativos, se puede avanzar en la adopción de medidas en el corto plazo, sin perjuicio de que estas puedan luego ser incorporadas de manera expresa en las reformas legislativas que se introduzcan en el sector. De esta manera, estimamos que, de manera paralela a las medidas administrativas que se proponen, debe desarrollarse un trabajo legislativo de amplia convocatoria de los incumbentes, a fin de alcanzar el mayor consenso posible sobre las modificaciones normativas que se discutan y, con ello, permitir una tramitación expedita de éstas en el Congreso Nacional.

Debido a lo indicado, estimamos que nuestras recomendaciones configuran una agenda estratégica orientada a redireccionar los incentivos del sector y a redefinir los instrumentos regulatorios necesarios para la modernización de la distribución eléctrica. La masificación de los medidores inteligentes, la actualización integral de los esquemas tarifarios y de remuneración, la efectiva integración de los recursos energéticos distribuidos y el fortalecimiento de la institucionalidad constituyen los pilares esenciales para avanzar hacia un marco regulatorio capaz de responder a los desafíos tecnológicos, operativos y sociales del sistema eléctrico contemporáneo. Creemos que el éxito del conjunto de medidas que proponemos, requiere de un compromiso, tanto de los actores del sector eléctrico como del Estado, en orden a fortalecer las capacidades técnicas y modernizar sus instituciones, pues, mediante organismos con atribuciones claras, mecanismos efectivos de coordinación interinstitucional y espacios formales de participación que fortalezcan la legitimidad de las decisiones regulatorias, será posible consolidar un marco regulatorio moderno, transparente y coherente con los desafíos de largo plazo del sector energético, que satisfaga adecuadamente la expectativas de la ciudadanía durante los próximos años.



MIEMBROS DEL COMITÉ DE EXPERTOS

Vivianne Blanlot

Magíster en Economía Aplicada. Es integrante del directorio de Colbún S.A. Se desempeñó como secretaria ejecutiva de la CNE entre 2000 y 2003, y como ministra de Defensa Nacional entre 2006 y 2007.

Nicola Borregaard

Doctora en Economía y Recursos Naturales. Actual Gerenta General de EBP Chile. Se desempeñó como directora de la División de Desarrollo Sustentable del Ministerio de Energía, gerenta de la Unidad de Energía y Cambio Climático de la Fundación Chile, y Directora del Programa País Eficiencia Energética.

Rodrigo Castillo

Abogado y Magíster en Filosofía Política y Ética. Es el actual director académico del Magíster en Regulación Económica (MRE) de la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI). Socio de TACTICA Abogados y SCE Ingeniería y Regulación. Se desempeñó como director ejecutivo de la asociación gremial Empresas Eléctricas A.G. durante 15 años.

Claudio Gambardella

Abogado. Fue integrante del Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (LGSE) entre 2019 y 2025. Durante los años 2003 y 2013 ejerció como fiscal y jefe del Departamento Jurídico de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Hermann González

Magíster en Economía especializado en Macroeconomía aplicada. Es el actual vicepresidente del Consejo Fiscal Autónomo (CFA) de Chile. Entre 2018 y 2020 se desempeñó como jefe de asesores y coordinador macroeconómico del Ministerio de Hacienda.

Rodrigo Iglesias

Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad. Es socio consultor en Synex y académico en el Magíster en Regulación Económica de la UAI. Fue Jefe del Departamento Eléctrico de la CNE, Secretario Ejecutivo de la CNE entre 2006 y 2010, e integrante del Panel de Expertos de la LGSE entre 2010 y 2016.

Héctor Lagunas

Magíster en ciencias de la Ingeniería, mención eléctrica. Es el Gerente General de GTD Ingenieros Consultores.

Catalina Medel

Abogada, MSc Regulation de London School of Economics y Doctora (c) en Derecho. Es la actual directora del Centro de Regulación y Competencia (RegCom) de la Universidad de Chile. Académica especializada en regulación económica, diseño institucional, energía y servicios públicos. Directora Legal y de Regulación de ENC Consultants.

Rodrigo Moreno

Académico de la Universidad de Chile, director del Centro de Energía ENLACE, líder del área de energía en el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), coordinador del Doctorado en Ingeniería Eléctrica entre la U de Chile y la U de Manchester, y editor de la revista *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*.

Pablo Serra

Doctor en Economía. Actualmente se dedica a la consultoría en economía de la energía. Fue ministro del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) entre 2004 y 2006, secretario ejecutivo de la CNE en 2006, e integrante del Panel de Expertos entre 2007 y 2019.



Las opiniones y propuestas realizadas por los miembros del Comité de Expertos para Reformar el Marco Regulatorio Vigente del Sector Eléctrico son de su exclusiva responsabilidad y no representan, necesariamente, la opinión técnico – jurídica del Ministerio de Energía.



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile