

Sistema de distribución eléctrica en Chile:

Con Luces y Sombras

**EXPONEMOS LAS
FORTALEZAS Y DEBILIDADES
DE ESTE ESLABÓN DE LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA
NACIONAL, ASÍ COMO
CAMBIOS REGULATORIOS Y
TECNOLÓGICOS QUE NECESITA
PARA QUE ESTÉ EN LÍNEA CON
LAS EXIGENCIAS ACTUALES.**

“Existen importantes proyectos normativos en carpeta o en desarrollo que debemos trabajar a la velocidad requerida para dar las señales necesarias para dinamizar y fortalecer la red de distribución”, Danilo Zurita, jefe del Departamento Eléctrico de la Comisión Nacional de Energía.

Difícil imaginarse 182 mil kilómetros de líneas de distribución eléctrica. Para tener una idea, es el equivalente a casi 5 veces la circunferencia del planeta Tierra. Esa enorme extensión de redes son los que mantienen y operan las cinco compañías asociadas a Empresas Eléctricas AG, representando al 97% de los usuarios regulados del país.

Las compañías del rubro, que hacen llegar la energía a los clientes finales, trabajan actualmente en un contexto de transición energética y cambio climático, enfrentando eventos extremos, como el de agosto de 2024, que “desnudan” sus fortalezas y debilidades.

Al respecto, Juan Meriches, director ejecutivo de la entidad gremial, valora que el sistema de distribución permita que más del 99% de la población chilena tenga acceso a electricidad. “A ello se suma la capacidad técnica y operativa que las empresas han desarrollado, logrando altos estándares de continuidad de servicio en un territorio diverso y exigente”, afirma.

No obstante, reconoce una gran debilidad del sector: “seguimos operando bajo un marco regulatorio de más de 40 años, que se basa en una ‘empresa modelo’ ficticia desconectada de la realidad. Ello limita la inversión en automatización, digitalización y resiliencia climática, y mantiene tarifas que no reflejan los costos reales de mantener y modernizar las redes, y carece de incentivos claros a la calidad y la innovación”.

Carolina Zelaya, socia y abogada de Zebra Energía, destaca también que la cobertura de esta industria sea casi del 100%. “Esto no es casualidad: responde a decisiones regulatorias que alentaron la expansión de redes en territorios complejos, y a equipos humanos con experiencia operativa probada”.

A su juicio, otras fortalezas del rubro son “su capacidad de institucionalizar aprendizajes, la existencia de diagnósticos compartidos y sostener inversiones con reglas conocidas. En contrapartida, el ‘molde’ institucional y funcional no calza con una red-plataforma distribuida, digital y resiliente”.

○ Hay consenso en que el marco regulatorio del segmento distribución eléctrica requiere importantes cambios.

Aunque resalta la gran cobertura del sector, Patricio Mendoza, subdirector del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la U. de Chile, lamenta que esa ventaja en el acceso a las redes no vaya acompañada siempre por un servicio de buena calidad, “por lo que existen grandes desafíos en las redes de distribución para mantener la calidad del suministro eléctrico en los más altos estándares. Más que los índices de calidad de suministro en sí, su variabilidad a lo largo de nuestro país es lo más complejo, pues hay zonas rurales y remotas en donde, por ejemplo, las interrupciones de suministro son numerosas y extensas a lo largo del año”.

Cambios Regulatorios

Representando al sector público, Danilo Zurita, jefe del Departamento Eléctrico de la Comisión Nacional de Energía (CNE), revela que existe “consenso en la necesidad de perfeccionar el marco regulatorio para dotar al segmento de

distribución de aquellas herramientas que le brinden flexibilidad, seguridad y tecnología para cumplir con los requerimientos actuales de la ciudadanía y del sector productivo. Y siempre acompañado de los principios de eficiencia técnico-económica que la tarificación de un monopolio natural debe asegurar”.

En ese sentido, plantea que la CNE ha seguido perfeccionando los cambios introducidos al modelo tarifario, “posibilitando mejores análisis y mayor trazabilidad en el actual proceso de determinación del valor agregado de distribución. Estamos ad portas de terminar formalmente el trabajo del comité que acompaña el estudio de costos, lo cual da inicio al plazo para emitir la versión preliminar del informe técnico respectivo”.

Tan relevante como el punto anterior, añade, es el desarrollo técnico normativo, “que ya en su tercera versión también muestra un mayor nivel de madurez, lo que permite dar directrices claras a cada empresa concesionaria y así eva-

VEGETACIÓN Y SOTERRAMIENTO

Juan Meriches aclara que gran parte de la vegetación que impacta las redes durante eventos climáticos, provocando apagones, está en espacios de competencia de otros agentes públicos o privados, “lo que exige una responsabilidad compartida y una coordinación efectiva entre empresas, municipios, ministerios y propietarios de predios”, señala.

En cuanto al soterramiento de redes, “reconocemos que es una solución necesaria en ciertas áreas críticas, como sectores rurales, por razones de seguridad o resiliencia, por lo que se requiere una política pública integral”, acota.

luar su cumplimiento, tanto en el marco operativo como en el desarrollo tarifario. Desde su primera versión hasta la actual, la normativa técnica ha sido capaz de ir incorporando y adaptando su influencia en el desarrollo del sector de distribución”, precisa.

En ese contexto, y ya pensando en el proceso tarifario siguiente, el ingeniero civil electricista explicita que la norma técnica debiese revisarse, “ya que es uno de los elementos base a considerar para el desarrollo de las empresas modelos en el proceso de tarificación”.

Apostando por una reforma estructural, Meriches sostiene que el esquema regulatorio actual “no refleja la realidad operativa de las redes y debe ser reemplazado progresivamente por un sistema que remunere sobre la base de los activos reales y del desempeño efectivo. Esto, debe ir de la mano de incentivos explícitos a la calidad de servicio y a la resiliencia climática, de modo que inversiones en digitalización, automatización o soterramiento de redes sean promovidas y no desincentivadas, como ocurre hoy”.

Agrega que “resulta deseable avanzar hacia una modernización del régimen tarifario para que sea costo-efectivo y pueda diferenciar tanto condiciones horarias como geográficas, entregando señales claras a los usuarios y a quienes invierten en el sistema. Otro aspecto clave es la integración de los recursos energéticos distribuidos, como la generación solar residencial, las baterías o la electromovi-

CRÉDITO: EMPRESAS ELÉCTRICAS AG



“

Sin redes modernas y resilientes no podremos mejorar la calidad de servicio a los usuarios ni garantizar un suministro confiable frente al cambio climático”, Juan Meriches, director ejecutivo de Empresas Eléctricas AG.

lidad, que deben ser parte estructural de la planificación y operación de la red”.

Operador neutral

Para la especialista de Zebra Energía, “se debe redefinir legal y funcionalmente este segmento; separar funciones para habilitar un operador del sistema de distribución (OSD) neutral; instaurar planes obligatorios de calidad y resiliencia remunerados por desempeño; estandarizar datos, comunicaciones y ciberseguridad; crear marcos de pilotos escalables; y ordenar las transiciones”.

En esa línea, propone ordenar las modificaciones regulatorias en tres ejes: i) redefinición de la distribución como “plataforma de red” centrada en el usuario, ii) operación y planificación con un OSD neutral y coordinación efectiva con el CEN, y iii) calidad y resiliencia del sistema

con inversión obligatoria y remuneración por desempeño.

Por último, expone que una reforma debiera considerar medidas transversales indispensables en cuatro ámbitos: i) gobernanza del dato, ciberseguridad y supervisión tecnológica; ii) integración eficiente de recursos energéticos distribuidos y mercados locales de flexibilidad; iii) tarifas y cargos de red con señales claras; iv) transición regulatoria, contratos y portabilidad.

Mendoza, en tanto, expone que “la regulación actual es limitante para la innovación a nivel de distribución: en el mundo se han hecho varios esfuerzos para poner a prueba nuevos conceptos y tecnologías, como las micro-redes y almacenamiento distribuido, que permiten aumentar la flexibilidad de los sistemas de distribución. Además, en algunos países se fomenta el pilotaje tecnológico y se simplifican pro-



JUAN MERICHES,

director ejecutivo de Empresas Eléctricas AG



DANILO ZURITA,

jefe del Departamento Eléctrico de la Comisión Nacional de Energía

**“Una red que opera con millones de puntos de medición y control distribuidos requiere estándares robustos de datos, protocolos de comunicación interoperables y resguardo activo ante amenazas”,
Carolina Zelaya, socia-abogada de Zebra Energía.**

cedimientos regulatorios. También se ha discutido ampliamente la necesidad de separar la operación de las redes de distribución de la comercialización de la energía, lo que podría traer beneficios técnicos y económicos”.

Desafíos tecnológicos

El experto de la U. de Chile pone el acento en otro reto para el sector distribución: la digitalización. “El despliegue tecnológico es clave para el futuro del sector eléctrico, para poder transitar hacia lo que se conoce como redes inteligentes. La au-

tomatización de sus redes es fundamental y la tecnología habilitante ya existe. Y esto va más allá de los medidores inteligentes, ya que también se requiere automatizar las redes de distribución, digitalizar las subestaciones, sistemas avanzados de gestión de la distribución, entre otros”, detalla.

Zurita, por su parte, deja ver la necesidad de considerar ajustes en los requerimientos técnicos de los PMGDs, “que debemos incorporar en la revisión de la norma técnica respectiva, apuntando al rol que tendrá el almacenamiento y su interacción con la red misma”. 



CAROLINA ZELAYA,

socia-abogada de Zebra Energía



PATRICIO MENDOZA,

subdirector del Centro de Energía
U. de Chile