

Actas de las XXIII Jornadas de Derecho de energía (Punta Arenas, 2024): Cambio climático y transición energética

La presente sección de *Coloquios* contiene las versiones escritas de las presentaciones realizadas en las XXIII Jornadas de Derecho de Energía "Cambio climático y transición energética", celebradas el día 15 de octubre de 2024, en la Facultad de Derecho de la Universidad de Magallanes (UMAG), organizadas por el Programa de Derecho Administrativo Económico (PDAE), en conjunto con la UMAG. El haber realizado esta versión en la ciudad de Punta Arenas responde a uno de nuestros objetivos principales de trasladar estas instancias académicas y enriquecedoras más allá de nuestra ciudad capital, desarrollándolas en aquellos lugares en los cuales los temas tratados tienen mayor incidencia.

Estas Jornadas, realizadas durante 23 años, se han consolidado como una instancia que reúne a profesores, investigadores, abogados y estudiantes especialistas en esta área del conocimiento jurídico, en un espacio

interdisciplinario de reflexión en la materia. Este encuentro contó, por ejemplo, con la distinguida presencia del SEREMI de Energía Región de Magallanes y Antártica chilena, don Sergio Cuitiño, así como también con la conferencia inaugural de don Juan Carlos Olmedo, presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional. Por otra parte, las temáticas abordadas deben ser consideradas un aporte al debate actual en la materia, al tratar sobre energías renovables y cambio climático, la relación de suministro y almacenamiento entre agua y energía, el control jurisdiccional y administrativo en el sector eléctrico, y, por último, sobre la legislación sectorial eléctrica.

A continuación, publicamos los siguientes trabajos presentados en dichas jornadas, los que hemos clasificado según sus temáticas y paneles de discusión de aquella ocasión.

Transición Energética

Regulación para la transición energética en Chile: Un enfoque en el mercado mayorista
Juan Carlos OLMEDO HIDALGO

La Ley marco de cambio climático y el soterramiento de líneas eléctricas: Un enfoque integral para la resiliencia energética
Loreto VERGARA ABARZÚA

Binomio Aguas / Energía

Efectos ambientales y sociales del cambio al modelo energético verde: La transición justa
Jesús CONDE ANTEQUERA

Nuevos retos del binomio agua y energía: especial referencia al caso de las centrales hidroeléctricas reversibles y su actual impulso en España
Estanislao ARANA GARCÍA

La reforma del mercado eléctrico de la Unión Europea y el nuevo régimen de la energía hidroeléctrica en España
Asensio NAVARRO ORTEGA

Energía y Libre Competencia

Competencia del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia para conocer actuaciones de órganos administrativos del sector eléctrico
Andrea VON CHRISMAR MEDINA

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia ejerce la función jurisdiccional para preservar y potenciar el bien jurídico de la libre competencia, también en mercados regulados
Jorge QUINTANILLA HERNÁNDEZ y Sophia CAICEDO HENRÍQUEZ

La atribución del Coordinador Eléctrico Nacional para proponer medidas o modificaciones normativas en el contexto de su función de monitoreo de la competencia
Paulo OYANEDEL SOTO y Nader MUFDI GUERRA

Instalaciones, Concesiones, Sanciones y Normas Técnicas

Distribución, mantenimiento y realismo mágico: El extraño caso de jibarización del artículo 57 de la Ley General de Servicios Eléctricos

Ernesto OLIVARES RODRÍGUEZ

Normas técnicas: Naturaleza e instancias de control

Santiago PORTALUPPI FERNÁNDEZ y Samuel GUZMÁN LAVÍN

Sobre el régimen jurídico aplicable al desmantelamiento de las instalaciones de transmisión eléctrica

Rodrigo QUEZADA MARÍN

Concesiones eléctricas y Ley marco de autorizaciones sectoriales

Matías RAMÍREZ NOVA

El reclamo de ilegalidad de la ley N°18.410 de 1985: En particular la proporcionalidad sancionatoria

Paulo ARÁNGUIZ LOYOLA

Regulación para la transición energética en Chile: Un enfoque en el mercado mayorista

Juan Carlos Olmedo Hidalgo*

Introducción

La transición energética es un desafío global impulsado por la urgencia de mitigar los efectos del cambio climático y avanzar hacia una economía descarbonizada. En Chile, este proceso ha ganado tracción desde mediados de la década del 2000 con políticas públicas orientadas a fomentar las energías renovables, la electrificación de la demanda, generación distribuida y la modernización del sistema eléctrico. Este artículo se explora los desafíos y propuestas regulatorias necesarias para facilitar la transición energética, destacando la implementación de un mercado mayorista basado en ofertas como un elemento crucial para lograr la eficiencia del mercado eléctrico.

I. El Paradigma de la Transición Energética

La transición energética en el mundo se puede definir en base a los conceptos de las 5Ds y 2Cs, lo que podemos denominar el paradigma de ella. Estos conceptos consisten en:

1. **Descarbonización:** Se requiere efectuar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual se manifiesta en el retiro progresivo de las centrales termoeléctricas y con un aumento en la participación de energías renovables variables (ERV). En el caso de Chile, en el año 2019 el Estado y las empresas propietarias de centrales carboneras acordaron el retiro progresivo de éstas, lo cual está ocurriendo en forma acelerada.

2. **Digitalización:** Se está produciendo la incorporación de tecnologías digitales para la gestión de la red eléctrica, tales como redes inteligentes (Smart Grids), inteligencia artificial (IA), internet de las cosas (IoT¹) y Big Data, entre otras.

3. **Descentralización:** El desarrollo de recursos energéticos distribuidos² (DER) permitirá disponer de en una arquitectura de red más flexible, resiliente y confiable.

4. **Democratización:** La tendencia a instalar capacidad de generación en usuarios finales de energía eléctrica y el avance de la electromovilidad crea el concepto de prosumidores, es decir, un usuario que consume y produce energía eléctrica, lo que lo habilita a ofrecer servicios de red. Esto implicará el crecimiento de los agentes que pueden participar en el mercado eléctrico, viabilizando incluso transacciones peer-to-peer³ (P2P).

5. **Demanda eléctrica creciente:** Actualmente, la electrificación de la demanda es la solución de mayor viabilidad para el reemplazo de combustibles fósiles. IRENA⁴ ha estimado que la demanda eléctrica al año 2050 se duplicaría respecto de los niveles actuales.

6. **Ciberseguridad.** La creciente adopción de tecnologías como redes inteligentes, generación distribuida, almacenamiento de energía y medidores inteligentes, hace que el sistema eléctrico se vuelva más eficiente, pero también más vulnerable a ataques cibernéticos, lo que implica tomar acciones para su protección.

optimizar recursos y ofrecer nuevas capacidades. La IoT se aplica en diversos ámbitos como hogares inteligentes, ciudades conectadas, salud, agricultura, transporte y energía, promoviendo una mayor eficiencia, personalización y sostenibilidad en las actividades humanas.

² Los *Recursos Energéticos Distribuidos* son pequeños activos de generación, almacenamiento, y gestión de energía que se encuentran cerca o en el punto de consumo, en lugar de estar centralizados en grandes plantas de generación eléctrica.

³ Una transacción peer-to-peer (P2P) es un intercambio directo de energía entre usuarios individuales sin la necesidad de intermediarios tradicionales, como una empresa distribuidora. Por ejemplo, un prosumidor puede vender su excedente energético directamente a otros usuarios en la misma red, utilizando plataformas digitales que gestionan las transacciones mediante tecnologías como blockchain.

⁴ IRENA (2023), *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. www.irena.org/publications

¹ La Internet de las Cosas (IoT) es un concepto tecnológico que conecta objetos físicos, dispositivos y sistemas a Internet, permitiéndoles recopilar, intercambiar y analizar datos en tiempo real. Estos dispositivos, equipados con sensores, software y conectividad, interactúan entre sí y con plataformas centralizadas para automatizar procesos,

7. Cambio climático. Produce una afectación directa en la confiabilidad, resiliencia y sostenibilidad de los sistemas eléctricos. Eventos como olas de calor, sequías prolongadas y eventos climáticos extremos afectan tanto la generación de energía renovable variable, como la hidroeléctrica y eólica, así como la infraestructura de transmisión y distribución. Esto implica adoptar acciones para crear una red resiliente a los efectos del cambio climático.

Estos factores reflejan los cambios que se deben implementar para desarrollar un sistema energético más flexible, resiliente y orientado a asegurar el acceso a la energía eléctrica al usuario final.

II. Estado Actual del Sistema Energético Chileno

Chile ha logrado avances notables en su transición energética, siendo uno de los hitos el acuerdo alcanzado entre el gobierno y los propietarios de centrales termoeléctricas a carbón en julio de 2019 para el retiro progresivo de ellas al año 2040. Este proceso esta ocurriendo aceleradamente, es así como a octubre de 2024, más de 1.700 MW de capacidad de generación térmica a carbón han sido retirados del sistema eléctrico, marcando un paso decisivo hacia la descarbonización. La penetración de energías renovables variables (ERV) continúa creciendo a un ritmo acelerado, alcanzando en 2023 aproximadamente un 32% de participación en términos de energía y un 71% en participación instantánea de potencia durante las horas de máxima generación de estas fuentes. Esta tendencia, caracterizada por la creciente integración de ERV, se espera que se profundice en los próximos años. Si se considera la producción hidroeléctrica junto con las ERV, la participación total de energías renovables en 2023 llegó al 60%, un aumento del 8% respecto de 2022 y del 18% en comparación con 2021. Además, la participación instantánea de energías renovables, incluyendo ERV, hidráulica y otras, alcanzó un 92% en 2023. Este impulso se mantuvo en 2024, alcanzándose un récord del 96% en participación horaria de energías renovables en diciembre de este año. Al mes de octubre de 2024 existe una capacidad instalada solar fotovoltaica de 11.000 MW, proyectándose la incorporación de 4000 MW adicionales para 2025, y aproximadamente 5.000 MW de centrales eólicas.

Al mes de octubre de 2024 existen 1050 MW de sistemas de almacenamiento de una

duración aproximada de 4 horas, en operación y etapa de pruebas. proyectos adicionales en desarrollo, el almacenamiento se perfila como una solución para proveer de flexibilidad al sistema eléctrico.

En materia de electrificación de la demanda, la electromovilidad ha avanzado significativamente. Es así como Chile, cuenta con la flota de buses eléctricos que es la segunda más grande del mundo después de China.

Este avance acelerado de la transformación de la red eléctrica y electrificación de la demanda energética releva la necesidad de abordar los desafíos regulatorios y operativos que se requieren implementar.

III. Desafíos de la Transición Energética

La transición energética hacia las condiciones operativas proyectadas para los próximos años demandará un cambio significativo en el diseño del sistema eléctrico chileno, apuntando a niveles superiores de seguridad, fortaleza y flexibilidad. Para abordar los desafíos operacionales, el Coordinador elaboro una Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, la que releva la magnitud de esta transformación y los plazos necesarios para alcanzarla, identificando las estrategias clave para habilitar un sistema sostenible y confiable en el marco de una matriz 100% renovable al año 2030.

El sistema eléctrico del futuro deberá gestionar dinámicas marcadas por la transición desde tecnologías síncronas convencionales⁵ hacia recursos basados en electrónica de potencia (IBR⁶). Este cambio implicará gestionar

⁵ Un generador síncrono convencional es un dispositivo de generación eléctrica que convierte la energía mecánica, proveniente de una fuente como una turbina hidráulica, de vapor o de gas, en energía eléctrica mediante un proceso de sincronización con la red eléctrica. Funciona basándose en el principio del electromagnetismo, donde un rotor imantado impulsado por la turbina gira dentro de un estator, produciendo corriente alterna con una frecuencia fija, sincronizada con la frecuencia de la red. Este tipo de generador proporciona características esenciales para la estabilidad del sistema eléctrico, como inercia mecánica, regulación de frecuencia y soporte de voltaje.

⁶ Los Recursos Basados en Inversores (IBR) son tecnologías de generación o almacenamiento de energía que utilizan electrónica de potencia, en lugar de maquinaria síncrona convencional, para conectar y operar en el sistema eléctrico. Estos recursos incluyen paneles solares fotovoltaicos, turbinas eólicas de última generación, baterías de almacenamiento de energía y otros dispositivos electrónicos. A diferencia de las unidades síncronas, los IBR no generan energía directamente a partir de movimientos mecánicos, sino que convierten la energía mediante inversores que regulan la frecuencia, el voltaje y otros parámetros esenciales para la estabilidad de la red.

volúmenes crecientes de energías renovables variables, incorporar sistemas de almacenamiento de larga duración, y facilitar una operación descentralizada mediante la integración de recursos energéticos distribuidos.

Además, el proceso de electrificación masiva en sectores como la industria, el transporte, el comercio y otros usos finales—incluyendo consumos intensivos como data centers y la electromovilidad—exigirá una expansión significativa de la red, con una demanda que podría duplicarse para 2050. Para ello, será necesario reforzar la red eléctrica con puntos de control distribuidos, capaces de coordinar cientos o miles de dispositivos basados en electrónica de potencia. Estos desafíos técnicos requerirán estrategias avanzadas de monitoreo y control que aseguren respuestas rápidas, confiables y precisas, garantizando estabilidad y seguridad operativa.

Por otra parte, el almacenamiento de energía de larga duración desempeñará un rol fundamental, al permitir gestionar excedentes de generación renovable, estabilizar la red y reducir costos operativos. Su implementación masiva será necesaria para integrar recursos basados en inversores, facilitar la descentralización y apoyar una transición energética que combine sostenibilidad, seguridad y eficiencia económica.

Estos desafíos requieren de una planificación integral de la expansión de la red y reformas regulatorias que permitan construir un sistema eléctrico adaptado a un futuro energético descarbonizado, descentralizado, sostenible y resiliente.

IV. Propuesta de Reforma al Mercado Mayorista

Para garantizar una transición energética eficiente, segura y confiable, es fundamental realizar cambios estructurales tanto en la planificación y operación de la red eléctrica como en el desarrollo del mercado eléctrico chileno. Dado el rol central del Coordinador Eléctrico Nacional en la industria, y su posición estratégica para impulsar estas transformaciones, en 2023 se contrató a la empresa ECCO Internacional para realizar un estudio orientado a diseñar un nuevo mercado mayorista⁷. Este diseño incluye una hoja de ruta para implementar un mercado de ofertas que

abarque energía, servicios complementarios y capacidad, abordando los desafíos técnicos, tecnológicos, administrativos, financieros y de implementación. Además, el estudio incorpora las mejores prácticas internacionales y los avances realizados por el Coordinador, apoyando integralmente la transición hacia un sistema eléctrico seguro, confiable, eficiente y neutro en emisiones.

El Sistema Eléctrico Nacional opera actualmente bajo un modelo de mercado basado en costos auditados. En este esquema, cada unidad generadora declara sus costos variables con evidencia de respaldo, y estos pueden ser auditados por el Coordinador en caso de identificar inconsistencias, determinando así el valor al que se transa la energía en el mercado mayorista de corto plazo. Este enfoque, desarrollado principalmente para sistemas hidro-térmicos durante el siglo XX, buscaba limitar el poder de mercado unilateral en contextos con alta concentración de actores o durante etapas iniciales de desregulación.

Frank Wolack en su artículo “Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries”⁸, plantea la base teórica para analizar el problema del diseño de mercados eléctricos, basada en un modelo genérico de agente-principal. Para esto, describe cinco características esenciales de un mercado mayorista de electricidad exitoso: i) un número suficiente de agentes independientes; ii) un mercado a futuro para la electricidad; iii) participación activa de consumidores de electricidad en el mercado mayorista; iv) una red de transmisión que facilite el funcionamiento del mercado; y v) un mecanismo regulatorio creíble, establecido lo más temprano posible.

Adicionalmente, el sistema utiliza un cálculo centralizado del costo de oportunidad de recursos hídricos y de almacenamiento, junto con los costos de generación térmica auditados, para minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico. Si bien este modelo ha demostrado ser efectivo en sistemas con baja penetración de energías renovables variables (ERV) y activos bajos en carbono, como baterías (BESS) y programas de respuesta de la demanda (DR), su eficacia se ve comprometida ante los desafíos actuales de descarbonización.

⁷ <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-publica-informe-de-propuesta-para-reforma-al-mercado-electrico-mayorista/>

⁸ Frank A. Wolack, 2003. “Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries,” Research Department Publications 1003, Inter-American Development Bank, Research Department.

Hoy en día, estos recursos —ERV, BESS y DER— son fundamentales para la transición energética y el proceso de descarbonización de la matriz energética. Sin embargo, el diseño de mercado mayorista basado en costos auditados no permite reflejar adecuadamente los costos de oportunidad de estos activos. En este modelo, el Coordinador, como operador del sistema, debe estimarlos de manera centralizada, lo que dificulta una determinación precisa del costo marginal de energía, especialmente en el caso de sistemas de almacenamiento.

La experiencia internacional ha demostrado que este enfoque centralizado resulta ineficiente para estimar el verdadero costo de oportunidad de activos bajos en carbono en un mercado basado en costos auditados. Por lo tanto, para respaldar eficazmente la transición energética y fomentar la inversión en tecnologías de generación renovable y almacenamiento, es necesario evolucionar hacia un diseño de mercado que permita una mayor flexibilidad y refleje de manera precisa los costos de oportunidad en un entorno dinámico y descarbonizado para que existan precios competitivos.

En el caso de Chile, hay elementos que ya existen en el mercado nacional para la implementación de un mercado mayorista basado en ofertas, como son la existencia de precios nodales, un proceso de co-optimización energía y reservas, la existencia de un operador autónomo e independiente y técnicamente respaldado y la existencia de instituciones con un grado de madurez importante.

Los elementos claves para el nuevo diseño de mercado mayorista son:

a) Mercado del Día Anterior (DAM): Basado en ofertas, con precios marginales y mayor liquidez.

b) Mercado Intradiario y Tiempo Real: Actualización de precios cada 15 minutos y co-optimización de energía y reservas.

c) Reglas para la participación de hidroeléctricas: Integración gradual mediante subastas.

d) Mitigación del poder de mercado: Pruebas estructurales automáticas para garantizar la competencia justa.

e) Mercado de capacidad: Promoción de nueva generación mediante ofertas obligatorias.

La implementación del nuevo modelo de mercado requerirá ajustes significativos:

a) Participación de recursos distribuidos (DER): Mayor integración de prosumidores, almacenamiento y respuesta a la demanda.

b) Creación de mercados financieros de energía eléctrica: Introducción de derechos financieros de transmisión (FTR) para mitigar riesgos de congestión.

c) Reformas regulatorias: Implementación progresiva de cambios con colaboración entre reguladores, operadores y participantes del mercado para garantizar una transición ordenada.

1. Mercado del día siguiente

El DAM es un mercado donde generadores y consumidores ofertan energía eléctrica con un día de anticipación. Los participantes presentan ofertas de generación (productores) y demandas de consumo (consumidores) para el suministro y consumo del día siguiente.

El mercado determina el despacho óptimo de generación y fija precios horarios basados en las ofertas. Estas transacciones son vinculantes, es decir, deben cumplirse, salvo ajustes en tiempo real.

El objetivo de este mercado es planificar y asegurar un suministro eficiente y confiable de energía eléctrica, a través de señales de precios que reflejen condiciones esperadas del sistema, ayudando a los agentes a tomar decisiones informadas.

2. Programación de unidades en tiempo real (RTUC)

Esta etapa consiste en un proceso de planificación y despacho en tiempo real para asegurar que las unidades de generación adecuadas estén en operación para satisfacer la demanda en cualquier momento. Funciona basándose en las condiciones reales del sistema, como la demanda actual, reservas disponibles y restricciones operativas, el operador ajusta dinámicamente qué unidades deben operar. Este programa de generación incluye tanto la generación como los servicios de reserva necesarios para la estabilidad del sistema.

Se busca garantizar que siempre haya suficientes recursos disponibles para satisfacer la demanda, incluso en condiciones cambiantes o imprevistas, al optimizar la operación de recursos para minimizar costos operativos mientras se mantienen los estándares de confiabilidad.

Aporta flexibilidad a la operación, pues permite adaptarse a condiciones imprevistas como fluctuaciones de demanda o generación

variable (p.ej., energía eólica o solar) y, busca asegurar que los recursos necesarios estén disponibles en el momento adecuado.

3. Mercado en tiempo real (RTM)

Es un mercado donde se ajustan las diferencias entre las previsiones realizadas en el DAM y las condiciones reales del sistema eléctrico en tiempo real. Permite realizar transacciones adicionales de energía eléctrica para equilibrar oferta y demanda en intervalos muy cortos.

Los precios en el RTM se recalculan en intervalos cortos, cada 15 minutos o menos, y reflejan el costo marginal de producir una unidad adicional de electricidad en un momento dado.

Las transacciones y ajustes se realizan con base en la oferta y demanda actual, considerando restricciones físicas y operativas.

El objetivo de este mercado es ajustar las desviaciones entre el plan del DAM y la realidad del sistema y, garantizar el equilibrio y la estabilidad del sistema eléctrico en todo momento.

Al recalcular precios y ajustar generación en tiempo real, el sistema opera de manera más eficiente, minimiza los riesgos de desequilibrio y posibles cortes de energía y refleja condiciones reales del mercado en todo momento, incentivando el uso óptimo de recursos disponibles.

4. Relación entre los mercados DAM, RTUC y RTM

Estos mercados trabajan juntos para garantizar un suministro confiable y eficiente, optimizando la planificación anticipada, los ajustes en tiempo real y la corrección de desviaciones.

a) DAM: Proporciona la planificación inicial para el día siguiente.

b) RTUC: Ajusta la disponibilidad de recursos en tiempo real según las condiciones del sistema.

c) RTM: Corrige las desviaciones entre la planificación inicial (DAM) y las condiciones vigentes en cada momento en el sistema eléctrico, con recalcular continuo de la operación mediante actualización de ofertas.

5. Nuevas estructuras y mecanismos

La implementación de los mercados DAM y RTM requiere la creación de nuevas estructuras y mecanismos de liquidación de transacciones:

a) Co-optimización de energía y reservas: Integra la planificación y despacho de energía y servicios complementarios para lograr un despacho óptimo. Maximiza la eficiencia operativa al coordinar recursos de manera integrada.

b) Precios marginales nodales: Los precios reflejan el costo real de generar y entregar electricidad en un punto específico de la red, considerando restricciones físicas. Proporciona señales precisas de precios y fomenta inversiones donde más se necesitan. Este mecanismo ya existe en el mercado mayorista actual, lo cual es una ventaja, solo requerirá algunos ajustes.

c) Precios de escasez a través de curvas de demanda de reserva operativa (ORDC).

d) Adecuación de recursos a través de un mercado de capacidad con opciones de confiabilidad.

e) Derechos financieros de transmisión (FTRs): Funcionan como un seguro para los participantes del mercado contra la congestión en la red de transmisión. Ofrecen estabilidad financiera y seguridad para generadores y consumidores.

f) Liquidación múltiple: Las transacciones de energía y reservas se liquidan de forma independiente en el DAM y el RTM. Reduce manipulaciones del mercado al ajustar precios en tiempo real según las diferencias con el DAM.

V. Conclusiones

La transición energética en Chile representa una oportunidad para redefinir su sistema eléctrico, haciéndolo más sostenible, resiliente y orientado al futuro. Sin embargo, el éxito de esta transformación dependerá de la capacidad de los actores involucrados para comprometerse con un cambio estructural en el mercado mayorista y las políticas regulatorias. Este proceso requiere compromiso de todos quienes están involucrados en el mercado eléctrico, pues son cambios que requieren tiempos extensos de implementación progresiva, estimado entre 7 a 10 años.

Este modelo de mercado, que considera una serie de cambios, implica dar señales para tener un mercado competitivo, eficiente y con menos costos de operación, a la vez que entrega al operador del sistema las herramientas necesarias para manejarlo eficientemente.

Además, permite crear señales de precio eficientes para todos los recursos que tengan

costos de oportunidad, como los sistemas de almacenamiento y otros recursos que posean limitaciones de capacidad de algún tipo.

El modelo de mercado mayorista en base a ofertas da espacio para que entren nuevos agentes al mercado eléctrico, principalmente la demanda y actores financieros.

Alex Papalexopulus⁹ señala que para hacer efectiva la participación de la demanda, se requiere la modificación de la normativa de distribución separando la gestión de la red de la función de comercialización, crean el Operador de Red de Distribución (DSO) y los agregados o comercializadores.

⁹ Conferencia Anual APEX 2024, Santiago de Chile.

La Ley marco de cambio climático y el soterramiento de líneas eléctricas: Un enfoque integral para la resiliencia energética

The Climate Change Framework Law and the Undergrounding of Power Lines: A Comprehensive Approach to Energy Resilience

Loreto Vergara Abarzúa*

Palabras clave: Cambio Climático, Vulnerabilidad, Resiliencia, Soterramiento.

Keywords: Climate Change, Vulnerability, Resilience, Burial.

I. Contexto: La Urgencia de Adaptarse al Cambio Climático

El cambio climático, fenómeno global que está alterando los patrones climáticos en diversas partes del mundo, presenta desafíos significativos para países como Chile, que ha comenzado a experimentar de forma intensificada sus efectos adversos. Ante este escenario, el legislador chileno promulgó en 2022 la Ley N° 21.455, conocida como la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC), cuyo objetivo principal es impulsar un enfoque integral de adaptación y mitigación. La ley busca reducir la vulnerabilidad del país y aumentar la resiliencia frente a los impactos climáticos.

El sector energético, en particular las líneas eléctricas, es uno de los más vulnerables a los fenómenos climáticos extremos. En los últimos años, Chile ha sido testigo de graves afectaciones en su infraestructura eléctrica

debido a incendios forestales, tormentas intensas y vientos extremos. Durante el verano de 2023, los incendios forestales arrasaron con miles de hectáreas de bosque, afectando directamente las instalaciones eléctricas. Además, el temporal de agosto de 2023 dejó a miles de usuarios sin suministro eléctrico en el centro-sur del país, poniendo en evidencia la vulnerabilidad de las redes eléctricas chilenas frente a estos eventos.

Este contexto resalta la urgente necesidad de aumentar la resiliencia del sistema eléctrico, adaptándolo a las nuevas condiciones climáticas extremas para asegurar la continuidad del servicio y proteger la infraestructura crítica de Chile.

II. La Ley Marco de Cambio Climático: Objetivos y Enfoque Integral

La LMCC establece las bases normativas para que Chile enfrente los efectos del cambio climático de manera eficaz, mediante un enfoque que combine tanto la adaptación como la

* Abogada de la Universidad Central, Máster en derecho privado de la Universidad Austral de Chile Correo electrónico loreto.vergara@saesa.cl.