



Transparencia y Equidad en las Tarifas Eléctricas: Análisis de Costos Sistémicos y Distorsiones Contractuales en el Mercado Regulador

Ejecución:
STEFAN LARENAS
HECTOR REYES
TOMÁS CARBONE

NOVIEMBRE 2025

FONDO CONCURSABLE
para asociaciones de consumidores

“El presente proyecto se ejecuta con aportes del Fondo Concursable para Asociaciones de Consumidores, creado por el artículo 11 bis de la Ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores. La información y opiniones generadas a partir de esta iniciativa son de exclusiva responsabilidad de ODECU”.

1. Resumen Ejecutivo

El presente estudio busca analizar las causas estructurales que afectan la transparencia, eficiencia y equidad de las tarifas eléctricas reguladas en Chile. Se revisan los componentes de costos sistémicos, las distorsiones contractuales heredadas del régimen de licitaciones de suministro y las fallas de coordinación que han generado sobrecostos significativos a los consumidores regulados.

Entre los principales hallazgos destacan:

La persistencia de indexaciones fósiles en contratos de suministro a clientes regulados, incluso en contextos de mayor penetración de energías renovables.

Un aumento sostenido de los costos sistémicos, particularmente en servicios complementarios, mínimos técnicos e inflexibilidades asociadas al gas natural licuado.

Deficiencias en la gestión y transparencia del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), constatadas por la SEC en múltiples procesos de formulación de cargos y expedientes de fiscalización.

Distorsiones tarifarias derivadas de retrasos en la expansión de la transmisión y vertimientos de energía renovable no valorizada.

Fallas en el régimen de compensaciones por indisponibilidad de suministro (caso TIMES 2177584), con perjuicios directos a consumidores finales.

El estudio propone una reforma regulatoria integral orientada a la equidad tarifaria, la trazabilidad de los costos sistémicos y la rendición de cuentas efectiva del CEN y los agentes del mercado.

2. Introducción

El sistema eléctrico chileno ha experimentado una profunda transformación tecnológica en la última década. La matriz energética, antes dominada por generación térmica fósil, ha pasado a integrar un 60 % de energías renovables. Sin embargo, esta transición no se ha traducido en una disminución proporcional de las tarifas finales para los consumidores regulados.

Este estudio —encargado por el Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC) y ejecutado por ODECU— da continuidad al informe previo “Análisis de Distorsiones Tarifarias y Costos Sistémicos del Sistema Eléctrico Chileno” (2023), ampliando su alcance hacia los efectos jurídicos, contractuales y regulatorios de dichas distorsiones.

El propósito central es contribuir a la transparencia y equidad tarifaria, generando evidencia técnica y normativa que permita fortalecer los derechos de los usuarios del sistema regulado.

3. Marco Teórico y Regulatorio

3.1 Estructura del sistema eléctrico

El mercado chileno se organiza en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. La coordinación técnica recae en el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), organismo independiente cuya misión es preservar la seguridad y economía de la operación.

3.2. Normativa relevante

Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/2006).

Ley N° 20.936 (crea el CEN y redefine el marco de transmisión).

Leyes N° 21.667 y N° 21.472 (ajustes tarifarios y estabilización).

Decreto Supremo N° 31/2017 y Norma Técnica de Indisponibilidad y Compensaciones (NTISyC).

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

3.3. Principios regulatorios

El marco vigente busca:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar operación económica y no discriminatoria.
- Proteger a los usuarios mediante compensaciones y mecanismos de transparencia.

Sin embargo, múltiples fallas sistémicas han vulnerado estos principios, como lo demuestran los procesos sancionatorios de la SEC al CEN (Oficios 288580/2025 y 293368/2025).

4. Metodología

El estudio combina análisis documental, jurídico y técnico, entrevistas con expertos de renombre, con revisión de datos operativos y antecedentes administrativos de la SEC, CNE y CEN.

Las fuentes incluyen:

- Informes oficiales y estudios (ISCI, Valgesta, ODECU).
- Expedientes administrativos de la SEC (casos EAF-013-2025, TIMES 2177584, formulaciones de cargos).
- Entrevistas y revisión de contratos tipo de suministro regulado.
- Bases públicas de precios y energía no suministrada.
- Asistencia a taller del Ministerio de Energía y a Sesiones de CNE.

El análisis emplea un enfoque mixto: descriptivo-cuantitativo y comparativo-jurídico, abarcando el período 2020-2025.

5. Diagnóstico General del Sistema Eléctrico 2022–2025

El período analizado muestra una paradoja estructural: disminuyen los costos marginales de generación, pero aumentan las tarifas finales por la carga de costos sistémicos y distorsiones contractuales.

Entre 2022 y 2025:

El Precio de Nudo Promedio (PNP) se mantiene elevado por efecto de indexaciones fósiles y déficit de transmisión.

Los vertimientos renovables superan los 2.800 GWh anuales, representando energía limpia no aprovechada.

La expansión de la transmisión presenta retrasos críticos (corredor Nueva Maitencillo–Polpaico).

6. Análisis de Hallazgos por Dimensión

6.1. Costos Sistémicos

Los costos sistémicos —servicios complementarios, mínimos técnicos y subsidios PMG/PMGD— se duplicaron entre 2020 y 2025.^{[1][2]} El caso más emblemático corresponde al apagón del 25 de febrero de 2025, donde fallas en la gestión de riesgo del CEN provocaron un colapso en la zona norte.^{[3][4]} La SEC imputó responsabilidades al Consejo Directivo del CEN por incumplir su deber de “preservar la seguridad del servicio”, configurando un precedente regulatorio mayor.

6.2. Distorsiones Contractuales

Se identifican contratos de suministro firmados antes de 2015 con indexadores al carbón, gas y diésel, que mantienen vigencia en licitaciones para clientes regulados.^[1] Estos contratos han transferido riesgos y sobrecostos injustificados al segmento regulado.^[2] El informe ISCI 1.3 confirma que las señales de precios no reflejan el costo social ni ambiental real, afectando la eficiencia económica y la equidad intertemporal.

6.3. Déficit de Transmisión y Vertimientos

Los informes técnicos de la CNE y la SEC muestran que los retrasos en proyectos de transmisión y congestión de corredores críticos generan cuellos de botella que impiden la evacuación de energía renovable, produciendo vertimientos y costos adicionales de redispatch estimados en US\$ 150 millones anuales.

6.4. Fallas de Gestión y Transparencia del CEN

Los oficios 288580 y 290047 (Caso TIMES 2177584) documentan incumplimientos reiterados del CEN en la entrega de datos sobre compensaciones por indisponibilidad.^[3] Estas omisiones impidieron la aplicación de compensaciones a usuarios finales durante 2023–2025, afectando derechos de los consumidores.^[4] El EAF-013-2025 revela, además, fallas recurrentes en equipamientos de transmisión (interruptores 52C3) que evidencian debilidades en mantenimiento preventivo y gestión de fallas.

7. Análisis de Hallazgos por Dimensión según Expertos Consultados

I. Andrés Romero - Socio Director de Valgesta Energía. Ingeniero eléctrico y ex Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Con una destacada trayectoria en regulación del mercado eléctrico y formulación de políticas energéticas, ha participado activamente en el diseño de las licitaciones de suministro y la integración de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Actualmente dirige el equipo técnico de Valgesta Energía, consultora especializada en análisis de precios, vertimientos y proyecciones tarifarias.

7.1. Costos Sistémicos

Romero identifica que el mayor riesgo para las tarifas futuras proviene de variables exógenas, particularmente el tipo de cambio y la inflación estadounidense (CPI), que hoy son los principales componentes de los indexadores contractuales.

Si bien la incidencia de los precios internacionales de combustibles ha disminuido, el peso del dólar continúa determinando la volatilidad tarifaria. Propone mitigar esa exposición mediante instrumentos financieros de cobertura cambiaria —como “forwards” o derivados— incluso con apoyo estatal, para estabilizar los costos sistémicos y evitar que la variación del dólar se traslade directamente a los consumidores.

En cuanto a la estructura de la cuenta eléctrica, Romero cuantifica que el 68 % del valor final corresponde a energía, el 13 % a potencia, el 7 % a transmisión y el 10 % a distribución, subrayando que el precio medio de energía (PNP) no presenta perspectivas de baja relevante antes de 2034.

Sugiere, por tanto, concentrar los esfuerzos en evitar nuevas alzas más que en esperar reducciones estructurales de precios.

También plantea reforzar los mecanismos de pago por servicios complementarios para lograr mayor flexibilidad operativa y reducir el costo sistémico asociado a vertimientos y redispatch, priorizando eficiencia antes que expansión indiscriminada de infraestructura.

7.2. Distorsiones Contractuales

Romero reconoce que la mayor parte de los contratos actuales están indexados al CPI norteamericano, con peso marginal de combustibles, pero advierte que subsisten casos anómalos como el contrato “*Campesino*”, que permanece indexado al gas natural pese a haberse reconvertido a generación solar.

Este caso ilustra una desalineación entre riesgo contractual y tecnología de generación, que termina trasladando sobrecostos a los clientes regulados.

Asimismo, Romero cuestiona la persistencia del régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), al que considera un foco crítico de distorsión. Los PMGD, señala, reciben precios estabilizados cercanos a USD 70/MWh, muy por encima del mercado spot (USD 15–20/MWh), generando un subsidio cruzado de alrededor de USD 300 millones anuales financiado por generadores y consumidores

Propone revisar su marco normativo, incorporándolos en licitaciones específicas 24/7 con obligación de hibridación con baterías, para eliminar distorsiones y alinear señales económicas.

7.3. Déficit de Transmisión y Vertimientos

Romero atribuye los vertimientos no solo a limitaciones de transmisión, sino también a una sobre instalación estructural de capacidad solar y eólica, que supera la demanda máxima nacional.

Advierte que el sistema se ha sobredimensionado sin acompañamiento suficiente en redes y almacenamiento, generando un costoso desequilibrio entre generación disponible y capacidad de evacuación.

Para él, la solución debe equilibrar ambos frentes: mayor flexibilidad térmica y expansión selectiva de transmisión.

Prevé que el crecimiento del almacenamiento eléctrico reducirá vertimientos a partir de 2028, aunque reconoce que en el corto plazo seguirán siendo un factor estructural de ineficiencia tarifaria.

7.4. Fallas de Gestión y Transparencia del CEN

Romero subraya la necesidad de mayor transparencia por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), tanto en la publicación de datos como en la comunicación hacia el público. Si bien considera que los mínimos técnicos fueron ya revisados y no constituyen un problema estructural, recomienda auditorías técnicas anuales como mecanismo de control permanente.

Sugiere que la CNE emita reportes claros y comprensibles, con indicadores tarifarios e indexadores explicados en lenguaje ciudadano, para reducir la asimetría informativa.

Coincide con ODECU en que la falta de transparencia y comunicación pública aumenta la desconfianza social en el sistema tarifario, dificultando su legitimidad.

II. Rodrigo Castillo - Abogado, ex Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. y actual consultor independiente en políticas energéticas. Durante más de una década fue uno de los principales interlocutores entre el sector público, las distribuidoras y las generadoras, participando activamente en la discusión de reformas tarifarias y en la defensa del modelo de licitaciones. Su minuta “¿Quiénes son los verdaderos beneficiados del alza de las tarifas eléctricas?” (junio 2024) sintetiza un análisis empírico de los efectos distributivos del descongelamiento tarifario.

7.5. Costos Sistémicos

Castillo evidencia que el alza tarifaria proyectada para los hogares entre junio 2024 y enero 2025 —equivalente a \$14.600 mensuales para un cliente tipo de 180 kWh/mes— se explica principalmente por la regularización de la deuda tarifaria de US\$ 6.000 millones acumulada durante el congelamiento 2019–2023.

De ese monto, \$9.050 mensuales por cliente se destinan a pagar dicha deuda, de la cual el 65 % beneficia a cuatro empresas generadoras incumbentes (Enel, Engie, AES Gener y Generadora Metropolitana).

Esta redistribución revela que el sistema tarifario absorbe costos sistémicos históricos —derivados del mecanismo de estabilización— que no reflejan necesariamente costos reales de suministro, sino una transferencia financiera hacia los generadores tradicionales. Para Castillo, esto plantea un problema de equidad regulatoria que debe abordarse en futuros mecanismos de estabilización y en la definición de cargos sistémicos.

7.6. Distorsiones Contractuales

Castillo detalla que 10 contratos de suministro, pertenecientes a cinco empresas, explican el 70 % del monto total de la componente de energía que pagan los usuarios regulados.

Estos contratos presentan precios promedio de 120 USD/MWh y seis de ellos están indexados a combustibles fósiles (carbón, GNL y petróleo Brent), lo que los hace altamente sensibles a choques externos.

La existencia de contratos con indexadores obsoletos mantiene distorsiones en el precio de la energía que no corresponden al costo marginal actual del sistema, afectando la competencia y la transparencia del mercado. Castillo compara estos contratos con los “Top 10 renovables”, cuyos precios promedian 55–65 USD/MWh y que, pese a su eficiencia, tienen una menor ponderación en la tarifa final.

El resultado es una ineficiencia estructural donde los beneficios de la transición energética no se reflejan aún en las cuentas de los consumidores.

7.7. Déficit de Transmisión y Vertimientos

Aunque el documento de Castillo se enfoca más en la estructura contractual, el autor coincide con diagnósticos recientes (ISCI 2025 y Valgesta 2025) en que la falta de infraestructura de

transmisión amplifica las distorsiones. Los altos costos asociados a la generación fósil despachada por congestiones y la imposibilidad de evacuar energía solar del norte, constituyen —según él— un “coste de oportunidad invisible” que no se comunica adecuadamente a los usuarios regulados. Su lectura política del fenómeno enfatiza que la ineficiencia del despacho es hoy un factor redistributivo, pues mientras se vierten GWh de energía renovable a costo cero, los consumidores pagan contratos a 120 USD/MWh indexados al petróleo y gas.

7.8. Fallas de Gestión y Transparencia del CEN

Castillo coincide con Romero en que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) debe mejorar su rendición de cuentas. Aunque su minuta no aborda directamente los oficios sancionatorios de la SEC, sí plantea que la opacidad en la información contractual y de despacho impide identificar con claridad quiénes son los beneficiarios reales de los ajustes tarifarios. Propone fortalecer el acceso público a los datos de licitaciones, precios nodales y mecanismos de compensación, para que tanto los reguladores como las organizaciones ciudadanas puedan evaluar de forma independiente el impacto distributivo del sistema tarifario.

7.9. Síntesis comparada

Dimensión	Andrés Romero	Rodrigo Castillo
Costos Sistémicos	Propone cobertura cambiaria y ajuste técnico-financiero para estabilizar el dólar.	Denuncia transferencia de rentas por deuda tarifaria a generadoras incumbentes.
Distorsiones Contractuales	Señala anomalías como contrato Campesino y subsidios PMGD; pide revisión normativa.	Expone concentración en 10 contratos indexados a fósiles; plantea ineficiencia distributiva.
Déficit Transmisión y Vertimientos	Atribuye vertimientos a sobre instalación y falta de flexibilidad térmica.	Subraya el costo invisible de vertimientos renovables y congestiones.

Fallas de Gestión y Propone auditorías técnicas y Reclama acceso ciudadano a Transparencia reportes públicos claros de información contractual y CNE/CEN. mecanismos de compensación.

7.10. Coincidencias entre los hallazgos de Andrés Romero y Rodrigo Castillo

La revisión comparada de los aportes de Andrés Romero (Valgesta Energía) y Rodrigo Castillo (consultor independiente, ex Asociación de Empresas Eléctricas A.G.) muestra una coherencia sustantiva en el diagnóstico general del sistema tarifario chileno.

Ambos coinciden en que la estructura actual de precios de la electricidad para clientes regulados refleja una combinación de factores técnicos y contractuales obsoletos, cuya persistencia ha generado ineficiencias, inequidad y opacidad en la formación de tarifas.

Aunque difieren en matices —Romero adopta una mirada de gestión técnica y eficiencia operacional, mientras Castillo enfatiza la distribución de beneficios y la justicia tarifaria—, sus análisis confluyen en cuatro ejes estructurales.

7.10.1. Costos Sistémicos: la vulnerabilidad del sistema ante factores exógenos

Tanto Romero como Castillo coinciden en que el principal riesgo para la estabilidad tarifaria proviene de variables externas al sistema eléctrico, particularmente el tipo de cambio (dólar) y la indexación al Índice de Precios al Consumidor (CPI) de Estados Unidos.

Ambos reconocen que, aunque la incidencia de los combustibles fósiles ha disminuido respecto de décadas anteriores, la exposición cambiaria y financiera se mantiene como fuente de volatilidad y alza de tarifas.

- Romero plantea que el componente más inestable del costo sistémico es el tipo de cambio, proponiendo instrumentos de cobertura cambiaria para desacoplarlo de la tarifa final.
- Castillo, desde otro ángulo, muestra cómo esa vulnerabilidad se traduce en transferencias de rentas a los generadores incumbentes, al estar la deuda de estabilización expresada y reajustada en dólares.

Ambos concuerdan en que, mientras no se gestione el riesgo cambiario, los costos sistémicos seguirán actuando como un mecanismo de traspaso automático de incertidumbre económica hacia los consumidores regulados.

7.10.2. Distorsiones Contractuales: contratos desalineados y falta de correspondencia tecnológica

Los dos expertos coinciden en que las distorsiones contractuales son la raíz estructural del sobreprecio en las tarifas eléctricas y que éstas se originan en contratos antiguos, mal indexados y concentrados en pocas empresas.

- Romero cita el caso del contrato *Campesino* —indexado al gas pese a generar con energía solar— y el régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), cuyo precio estabilizado artificialmente (USD 70/MWh) constituye una distorsión crónica del sistema.
- Castillo complementa este análisis al demostrar empíricamente que 10 contratos de cinco empresas (Engie, Enel, AES Gener, Generadora Metropolitana y Cerro Dominador) concentran el 70 % de la componente de energía, con precios promedio de 120 USD/MWh y seis de ellos indexados a combustibles fósiles.

Ambos, desde perspectivas distintas, convergen en una misma conclusión:

La estructura contractual del sistema eléctrico chileno continúa replicando inercias fósiles y mecanismos de indexación incompatibles con la matriz renovable actual, transfiriendo sobrecostos injustificados a los consumidores regulados.

7.10.3. Déficit de Transmisión y Vertimientos: un síntoma de desalineación entre inversión y operación

Romero y Castillo coinciden en identificar la falta de infraestructura de transmisión y la gestión ineficiente del despacho como causas principales del vertimiento de energías renovables, fenómeno que incrementa los costos sistémicos y reduce la eficiencia global del sistema.

- Para Romero, los vertimientos son producto tanto de restricciones físicas de red como de una sobre instalación estructural de capacidad solar y eólica; destaca la necesidad

de flexibilidad térmica y expansión selectiva de la red para reducirlos.

- Castillo coincide al considerar estos vertimientos como un “costo de oportunidad invisible”, donde la energía limpia se pierde mientras los usuarios pagan por contratos indexados a combustibles fósiles.

Ambos convergen en que los vertimientos y el déficit de transmisión son expresiones distintas de una misma falla estructural: la falta de coordinación entre planificación de inversiones, diseño contractual y operación real del sistema. Coincidén también en prever que el desarrollo de almacenamiento eléctrico (baterías) será clave para mitigar este problema hacia 2028.

7.10.4. Fallas de Gestión y Transparencia: déficit de rendición de cuentas institucional

Tanto Romero como Castillo subrayan la existencia de opacidad estructural en la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y en la comunicación del sistema tarifario hacia la ciudadanía.

- Romero sostiene que el CEN debería someterse a auditorías técnicas anuales y que la CNE debiera emitir reportes tarifarios claros y en lenguaje ciudadano, incluyendo explicaciones de indexadores y proyecciones de precios.
- Castillo enfatiza que la falta de transparencia en la información contractual y de despacho impide determinar quiénes son los beneficiarios reales de las alzas tarifarias, planteando la necesidad de un acceso público estandarizado a datos de contratos, precios nodales y compensaciones.

Ambos coinciden en que la falta de trazabilidad y comunicación pública debilita la legitimidad social del sistema tarifario. Su diagnóstico común es que la complejidad técnica no puede seguir siendo excusa para la falta de rendición de cuentas y que la transparencia es un componente esencial de la equidad tarifaria.

7.10.5. Conclusión general: convergencia hacia una agenda de equidad y transparencia

Las coincidencias entre Romero y Castillo revelan un diagnóstico compartido de fondo: El sistema tarifario chileno padece rigideces técnicas, contractuales e institucionales que

impiden que la transición energética —ya visible en la matriz de generación— se traduzca en beneficios reales para los consumidores.

Ambos expertos, desde perspectivas distintas (técnico-regulatoria y político-económica), coinciden en una hoja de ruta común:

1. Reducir la exposición al tipo de cambio mediante instrumentos financieros o reformas de indexación.
2. Revisar integralmente el marco contractual, eliminando indexadores fósiles y corrigiendo subsidios cruzados.
3. Planificar la expansión de transmisión y almacenamiento para alinear oferta, demanda y eficiencia operativa.
4. Institucionalizar la transparencia, tanto en los datos del CEN como en la comunicación pública de la CNE.

Su convergencia no solo refuerza la solidez técnica del estudio, sino que legitima la demanda ciudadana por un sistema tarifario más justo, predecible y comprensible.

7.11. La opacidad contractual como causa estructural de las distorsiones tarifarias

Una de las conclusiones más consistentes del presente estudio es que el régimen contractual vigente en el mercado eléctrico chileno constituye el núcleo de la falta de transparencia y equidad tarifaria.

Si bien la legislación distingue tres segmentos de costos —generación, transmisión y distribución—, la experiencia demuestra que las distorsiones más relevantes en el precio final al consumidor no se originan en esos ámbitos técnicos, sino en la forma en que se diseñan, indexan y ejecutan los contratos de suministro eléctrico.

En términos estructurales, el sistema tarifario se apoya en una arquitectura contractual heredada de los procesos de licitación realizados entre 2008 y 2013.

Estos contratos, concebidos en un contexto de dependencia fósil y alta volatilidad de los combustibles, incorporaron mecanismos de indexación vinculados al dólar, al CPI

estadounidense y a los precios internacionales del carbón, petróleo y GNL. El resultado es un marco contractual que sigue ajustando precios como si la electricidad se generara con combustibles fósiles, incluso en un país donde más del 60 % de la capacidad instalada proviene ya de fuentes renovables.

7.11.1. Un mercado “formalmente transparente”, pero sustantivamente opaco

Tanto Andrés Romero como Rodrigo Castillo coinciden en que el sistema chileno es formalmente transparente, ya que la información contractual es pública, pero sustantivamente opaco, porque los datos disponibles no permiten al ciudadano ni al regulador comprender la formación del precio.

Romero lo expresó con claridad en la reunión sostenida en Valgesta Energía:

“El sistema eléctrico chileno es altamente complejo y poco transparente para el público. Aunque la información es pública, resulta de difícil acceso y comprensión”.

Esta “transparencia formal” —basada en el cumplimiento administrativo de publicación de contratos— no garantiza trazabilidad económica ni comprensión pública. En la práctica, la dispersión de información, las fórmulas de indexación incomprensibles y la falta de herramientas de análisis abiertas generan asimetrías de información entre generadores, reguladores y consumidores.

Castillo, por su parte, subraya que esta opacidad se traduce en una asimetría distributiva: los consumidores pagan precios derivados de contratos cuyo comportamiento económico no pueden fiscalizar ni entender. Su minuta muestra que solo diez contratos de cinco empresas concentran el 70 % del monto total de la componente de energía, con precios que duplican o triplican los de los contratos renovables, sin que exista un correlato visible en los costos de generación.

La opacidad, en este sentido, no es un problema de acceso a la información, sino de inteligibilidad y trazabilidad económica.

7.11.2. La desconexión entre el costo real de generación y el precio contractual

Ambos expertos coinciden en que la estructura contractual actual rompe la correspondencia entre costos reales y precios pagados.

Romero cita el caso del contrato “Campesino”, originalmente basado en gas natural pero hoy operando con energía solar, que sigue indexado al precio del gas, lo que distorsiona completamente el valor de la energía entregada. Castillo refuerza esta idea mostrando que seis de los diez contratos más caros del sistema están indexados a combustibles fósiles, incluso cuando las unidades generadoras asociadas ya no dependen de esos insumos.

Esta desconexión entre tecnología, costo y precio erosiona la eficiencia económica del sistema y perpetúa rentas injustificadas a favor de un número reducido de actores. El resultado es que las tarifas reguladas incorporan componentes ajenos a los verdaderos determinantes físicos de la energía, transformando los contratos en mecanismos de transferencia financiera más que de cobertura energética real.

7.11.3. Indexación y rigidez: una herencia fósil en plena transición renovable

Romero y Castillo convergen también en que el marco contractual chileno no se ha adaptado a la transición energética. Mientras la matriz se descarboniza y la participación renovable aumenta, las reglas de indexación permanecen ancladas en variables fósiles y monetarias. Esta rigidez explica por qué, incluso en períodos de abundancia solar y eólica, el Precio de Nudo Promedio (PNP) no disminuye de manera proporcional y continúa mostrando una alta correlación con el tipo de cambio.

Romero plantea que “el PNP no presenta perspectivas de baja relevante antes de 2034”, no por razones de generación, sino por la estructura financiera de los contratos. Castillo coincide: las tarifas actuales son el reflejo de “un sistema que sigue pagando combustibles que ya no se usan”, donde los mecanismos de ajuste perpetúan la indexación fósil.

Ambos expertos ven en esta situación un problema de diseño regulatorio, no técnico: el sistema carece de mecanismos de revisión periódica de indexadores y fórmulas contractuales, lo que impide corregir distorsiones a medida que cambia la matriz energética.

7.11.4. Falta de trazabilidad institucional y déficit de rendición de cuentas

La opacidad contractual se agrava por la ausencia de un sistema institucional de monitoreo y divulgación de los impactos tarifarios de cada contrato. Romero propone que la CNE publique reportes claros y ciudadanos sobre el PNP, sus indexadores y su proyección, mientras que Castillo plantea abrir al escrutinio público los datos de licitaciones, precios nodales y mecanismos de compensación.

Ambos coinciden en que la complejidad técnica se ha transformado en un escudo de opacidad y que la falta de lenguaje común entre técnicos, reguladores y consumidores ha generado un “velo tarifario” que favorece la inercia institucional. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), encargado de velar por la operación y transparencia de los precios, no entrega información suficientemente depurada ni accesible, lo que impide la trazabilidad de responsabilidades frente a las distorsiones detectadas.

7.11.5. Conclusión: los contratos como fuente de inequidad sistémica

La evidencia aportada por ambos expertos valida la tesis central de este estudio:

El problema de la inequidad tarifaria no reside principalmente en la generación, transmisión o distribución, sino en la estructura opaca y desalineada de los contratos de suministro que definen el precio de la energía para los consumidores regulados.

La opacidad contractual actúa como un multiplicador de ineficiencias y distorsiones, amplificando el impacto de cada variable exógena (dólar, CPI, combustibles) y consolidando un sistema que traslada riesgos empresariales y financieros al usuario final.

Por tanto, la modernización del sistema tarifario chileno requiere más que inversiones en redes o nuevas plantas: exige un rediseño profundo de las reglas contractuales, incorporando mecanismos de:

- Revisión periódica de indexadores y supresión de aquellos desvinculados de la matriz actual.
- Publicación accesible de información contractual, con lenguaje ciudadano y trazabilidad de precios.
- Integración de criterios de equidad y eficiencia en la aprobación y fiscalización de licitaciones.
- Transparencia proactiva del CEN y la CNE en materia de proyecciones y composición tarifaria.

En suma, los contratos —concebidos originalmente para garantizar seguridad de suministro— se han transformado en instrumentos de distorsión tarifaria.

Romero y Castillo, desde campos distintos, coinciden en que sin transparencia contractual no habrá equidad tarifaria y que el desafío del nuevo ciclo regulatorio chileno consiste precisamente en abrir la caja negra del precio de la electricidad.

7.12. Introducción al Análisis Académico (ISCI) sobre los 4 Hallazgos

En el marco del estudio *“Transparencia y Equidad en las Tarifas Eléctricas”*, se consideró indispensable incorporar una perspectiva académica independiente que permitiera contrastar los hallazgos regulatorios, contractuales y de gestión con evidencia empírica y modelos analíticos desarrollados desde la investigación universitaria.

Para ello se revisó el Informe ISCI 1.3 (Universidad de Chile, julio 2025), elaborado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), uno de los centros de excelencia científica en energía más reconocidos del país.

El documento examina la evolución del Precio de Nudo Promedio (PNP) —variable central en la determinación de las tarifas eléctricas reguladas—, desagregando sus determinantes contractuales, indexadores y efectos macroeconómicos, con especial atención al rol de la exposición cambiaria, la inflación norteamericana (CPI) y los precios internacionales de los combustibles.

La incorporación de esta fuente permite dotar de legitimidad técnica y sustento empírico a las conclusiones del presente estudio, en particular aquellas vinculadas a los cuatro hallazgos principales:

1. La composición y volatilidad de los costos sistémicos;
2. Las distorsiones contractuales originadas en indexadores fósiles y cláusulas heredadas;
3. El impacto limitado de la transmisión y vertimientos frente al peso de los factores financieros; y
4. El déficit de transparencia y rendición de cuentas del sistema tarifario.

El análisis académico que sigue sintetiza los principales aportes del ISCI en relación con cada uno de estos hallazgos, destacando coincidencias con las conclusiones de los expertos consultados —Andrés Romero y Rodrigo Castillo— y fortaleciendo la tesis central de este informe:

Las distorsiones tarifarias en Chile no provienen principalmente de fallas físicas del sistema, sino de un diseño contractual y financiero que continúa trasladando al consumidor riesgos ajenos a la operación eléctrica propiamente tal.

7.12.1 Análisis académico (ISCI) sobre los 4 hallazgos

Costos Sistémicos

El ISCI muestra que el Precio de Nudo Promedio (PNP) subió desde niveles próximos a 90 USD/MWh a un entorno de 120 USD/MWh en 2023, bajando hacia 95 USD/MWh en 2024, evidenciando alta sensibilidad a los índices de indexación (combustibles, CPI y dólar) utilizados en los contratos de suministro.

El informe enfatiza que, aunque el PNP se calcula en dólares, las cuentas se pagan en pesos, por lo que el tipo de cambio amplifica lo que percibe el usuario final; el dólar es, por tanto, un transmisor clave de variabilidad al componente energía.

En su descomposición del alza, el ISCI identifica que en 2023 la tasa de cambio llegó a explicar casi un 30% del PNP, con un aporte adicional del CPI cercano a 10% en 2024; los picos de GNL y carbón también inciden (2022–2024).

Además, documenta el shock internacional 2021–2023 (crisis energética y guerra en Ucrania) en los índices de combustibles y su rezago en el PNP, reforzando la idea de vulnerabilidad a factores exógenos.

Implicancia: Desde la academia se avala que los costos del componente energía (y, por ende, los “costos sistémicos” percibidos por el cliente regulado) heredan volatilidades externas (dólar/CPI/combustibles), más allá de la operación física del sistema.

7.12.2 Distorsiones Contractuales

El ISCI distingue con claridad dos cohortes: contratos antiguos (2008–2013) con altos precios base e indexación fósil y contratos post-2015 con precios marcadamente menores e indexación principalmente al CPI (vinculados a renovables). Los primeros explican buena parte del alza del PNP; los segundos contienen su crecimiento.

La serie “PNP CPI vs mixto” muestra que en 2023 la componente mixta (con combustibles) alcanzó valores cercanos a 160 USD/MWh, mientras la componente 100% CPI disminuye por entrada de nuevos bloques renovables a menor precio adjudicado.

Como ejemplo emblemático de desalineación tecnológica-contratual, el ISCI cita el contrato Campesino: reconvertido de gas a solar pero mantiene indexación al gas, evidenciando la ruptura entre costo real y precio contractual.

Implicancia: La evidencia académica respalda la tesis de que la arquitectura contractual (y sus indexadores) es una fuente estructural de distorsión en el precio final, independiente de la tecnología efectivamente usada.

7.12.3. Déficit de Transmisión y Vertimientos

El foco del ISCI está en formación tarifaria y contratos; no es un estudio de redes. Aun así, su resultado central —la descomposición del PNP— permite inferir que buena parte de la presión tarifaria reciente no proviene de la ingeniería de transmisión, sino de indexadores y cohortes contractuales (dólar/CPI/combustibles) que explican tramos significativos del PNP en 2022–2024.

Asimismo, el ISCI muestra que el CPI ya es el índice preponderante (~70% de la energía adjudicada) y seguirá aumentando con la entrada de contratos nuevos (lo que reduce, pero no elimina, la exposición a commodities).

Implicancia (con alcance del documento): Aunque los vertimientos y congestiones existen, el informe académico evidencia que la trayectoria del PNP reciente se entiende sobre todo por indexadores y contratos; por ende, resolver sólo transmisión no corrige por sí mismo la brecha entre costos físicos y precios pagados.

7.12.4. Fallas de Gestión y Transparencia del CEN

El ISCI no evalúa la gestión del CEN ni su transparencia institucional; se concentra en metodología de PNP y efectos de contratos/índices. Sin embargo, sus resultados generan una exigencia de transparencia: si el dólar y los indexadores explican porciones relevantes del PNP (y si coexisten contratos desalineados como *Campesino*), entonces se requiere trazabilidad pública de cómo cada índice y contrato incide periódicamente en el PNP.

Implicancia: La “voz académica” valida que la legibilidad tarifaria debe centrarse en contratos e indexación (cohortes, pesos, vigencias), habilitando una rendición de cuentas que hoy no está estandarizada en el debate público.

Cierre académico

En síntesis, el ISCI aporta tres conclusiones robustas para nuestro marco de hallazgos:

1. La exposición cambiaria y a índices explica una fracción sustantiva del PNP reciente (no sólo costos físicos).
2. La coexistencia de contratos antiguos indexados a combustibles con contratos nuevos indexados al CPI distorsiona el precio promedio y demora la transmisión de beneficios renovables al usuario.
3. Los casos de desalineación (p. ej., *Campesino*) prueban la desconexión entre costo real y precio contractual, reforzando la agenda de revisión de indexadores y transparencia.

8. Análisis Económico y Jurídico Integrado

Introducción

El presente capítulo aborda, desde una perspectiva combinada de derecho público y economía regulatoria, el funcionamiento institucional del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y su incidencia directa en la formación de precios y la eficiencia del sistema eléctrico chileno.

El análisis conjunto de los antecedentes técnicos y jurídicos permite establecer que las distorsiones contractuales, las ineficiencias operativas y la debilidad institucional del CEN han generado un sobrecosto sistémico superior al 15 % del componente de energía en las tarifas reguladas.

Este sobrecosto no se explica por factores propios del mercado eléctrico —como la generación, la transmisión o la distribución—, sino que proviene de fallas en el diseño contractual, en la aplicación insuficiente de los principios de eficiencia y transparencia, a lo que suma la fiscalización limitada del organismo encargado de coordinar la operación del sistema.

En otras palabras, el incremento tarifario tiene su origen menos en la técnica y más en la gobernanza.

La evidencia jurídica y administrativa examinada muestra que el CEN, pese a ser un ente autónomo de derecho público, presenta una independencia formal pero no funcional, pues su financiamiento depende de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y su actuación efectiva carece de control y trazabilidad suficientes.

La información que debiera garantizar la transparencia del sistema —como datos de fallas, compensaciones o ejecución de facultades— se mantiene fragmentada, tardía o inaccesible, lo que impide a los consumidores y a las autoridades reguladoras ejercer una supervisión real sobre los mecanismos que determinan los precios finales.

Asimismo, la falta de fiscalización efectiva y la escasa rendición de cuentas del Consejo Directivo del CEN configuran una falla estructural de gobernanza: la entidad responsable de la coordinación técnica del sistema no dispone de mecanismos institucionales que aseguren la corrección oportuna de sus deficiencias ni que sancionen sus omisiones.

En este contexto, la normativa vigente —aunque reconoce principios de eficiencia, seguridad y acceso abierto— no contempla instrumentos que aseguren la responsabilidad efectiva de quienes dirigen el CEN, incluso frente a infracciones graves o negligencias con impacto directo en los derechos de los consumidores.

Este capítulo desarrolla en profundidad las bases jurídicas y económicas que explican esa brecha estructural entre mandato institucional y resultados reales, analizando la naturaleza legal del CEN, la aplicación de sus principios de coordinación, el ejercicio de sus facultades y los efectos tarifarios derivados de su desempeño.

El objetivo es ofrecer una visión integrada que permita comprender cómo la falla de diseño institucional y la opacidad en la gestión del Coordinador se traducen en ineficiencias económicas que los usuarios terminan pagando y por qué la modernización del sistema tarifario chileno exige una revisión del modelo de gobernanza y responsabilidad pública del CEN.

8.1. Naturaleza jurídica y posición institucional del CEN

De acuerdo con el artículo 212-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente encargado de coordinar la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y duración indefinida, cuyo domicilio es la ciudad de Santiago.

Si bien la LGSE establece su independencia formal, esta resulta relativizada en los hechos, dado que su presupuesto anual —financiado por los usuarios finales mediante un “Cargo por Servicio Público”— requiere aprobación previa de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Por tanto, el CEN combina rasgos de entidad técnica autónoma con una dependencia funcional y presupuestaria que limita su capacidad de gestión, que en la práctica lo ha dejado en una posición ambigua entre la supervisión técnica y la responsabilidad pública.

El principio de transparencia y publicidad de la información (art. 212-2 LGSE) obliga al CEN a disponer permanentemente de información pública sobre su estructura, funciones, estados financieros y desempeño. Sin embargo, las evidencias recabadas muestran que este principio se cumple de modo formal y no sustantivo, ya que gran parte de los antecedentes operacionales y de fiscalización son de difícil acceso, se entregan con rezago o no permiten verificar el ejercicio efectivo de sus funciones.

8.2. Principios de coordinación y su incumplimiento operativo

El artículo 72-1 de la LGSE define tres principios que deben regir la operación del sistema eléctrico:

1. Seguridad del servicio;
2. Operación económica y eficiente;
3. Acceso abierto y no discriminatorio a las redes de transmisión.

De estos, el principio de eficiencia económica es el que tiene mayor impacto en los consumidores finales, ya que la ineficiencia en la coordinación o en la programación de la operación se traduce directamente en mayores costos sistémicos, vertimientos de energía y precios injustificadamente altos para los usuarios regulados.

El análisis jurídico del equipo investigador de Odecu muestra que el CEN posee un conjunto acotado de funciones y facultades, distribuidas entre los artículos 72 y 212 de la LGSE, que se concentran en actividades técnicas y de registro, sin capacidad coercitiva ni sancionatoria. Sus verbos rectores —*registrar, elaborar, comunicar, calcular, mantener, informar*— describen un rol de observador más que de garante.

Así, aun cuando el CEN detecta incumplimientos o fallas, su deber es solo informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que es quien decide si procede sanción o compensación.

Esta limitación estructural produce una asimetría de responsabilidades: el CEN supervisa un sistema de miles de instalaciones, pero carece de poder para hacer cumplir sus propias instrucciones. Ello contraviene el espíritu de los principios de coordinación, particularmente el de eficiencia económica, pues una coordinación sin capacidad de corrección pierde efectividad real.

8.3. Ejercicio deficiente de facultades y fallas institucionales

El análisis de nuestro equipo sobre los oficios de la SEC —en particular el Oficio Ordinario Electrónico N°288580 del 25 de junio de 2025— revela que la Superintendencia formuló cargos graves contra el Consejo Directivo del CEN por incumplimiento de sus deberes de vigilancia y control.

Entre las infracciones detectadas se encuentran:

- Entrega deficiente y tardía de información, con antecedentes técnicos incompletos o inconsistentes;

- Falta de validación técnica de los datos recibidos de las empresas distribuidoras;
- Falta de diligencia en el cumplimiento de plazos y requerimientos; y
- Inacción del Consejo Directivo, que no adoptó medidas efectivas para subsanar estas deficiencias.

Estas omisiones afectaron directamente el proceso de compensaciones por indisponibilidad de suministro (2023–2024), impidiendo que la SEC pudiera determinar montos y responsables, con perjuicio directo a los usuarios finales.

La Superintendencia concluye que la falta de datos confiables “evidencia una falta de diligencia por parte del CEN en atender sus obligaciones normativas, afectando directamente a los usuarios finales”

El presente trabajo enfatiza que estas fallas no son incidentales, sino sistémicas, y se remontan al menos a 2021, revelando un patrón de déficit de gobernanza y control interno dentro del CEN.

El Consejo Directivo, a quien la ley atribuye la representación judicial y extrajudicial del organismo (art. 212-4 LGSE), no ha ejercido con eficacia su deber de vigilancia ni ha respondido proporcionalmente ante la SEC.

8.4. Limitaciones funcionales y responsabilidad difusa

Desde la perspectiva jurídica, el CEN no posee facultades sancionatorias directas. La LGSE y su reglamento le otorgan potestades de coordinación y registro, pero las medidas coercitivas recaen en la SEC y la CNE.

Esto genera un modelo institucional donde la responsabilidad se diluye: los fallos operativos afectan a los usuarios, pero ningún órgano tiene mandato pleno para asegurar reparación o sanción.

Destaca el artículo 58 del Reglamento del CEN que establece que los miembros del Consejo Directivo deben actuar con la diligencia que emplean las personas en sus propios negocios, pudiendo ser sancionados con multas de hasta 30 UTA. Sin embargo, el CEN está obligado a

proveerles defensa legal -salvo en casos de delitos- lo que disminuye los incentivos a la responsabilidad efectiva y mantiene un régimen de autoprotección institucional.

En consecuencia, el marco normativo actual carece de mecanismos que aseguren responsabilidad ejecutiva y rendición de cuentas del Consejo Directivo frente a infracciones graves.

La autonomía jurídica del CEN, sumada a la debilidad de control interno, configura lo que describimos como una *“independencia sin control efectivo”*: un modelo en el cual el organismo técnico es independiente del Estado, pero no independiente de sus propios errores ni de la opacidad con que administra información crítica para los consumidores.

8.5. Efectos económicos del déficit institucional

Desde el punto de vista económico, las fallas descritas tienen efectos directos y cuantificables sobre la tarifa regulada.

La ineficiencia en la gestión de información y la falta de trazabilidad en las compensaciones generan sobrecostos sistémicos que se trasladan al componente energía, estimados en más del 15 % del total, según el análisis comparado de precios y compensaciones pendientes.

A ello se suma el costo del financiamiento del propio CEN, que se cobra directamente a los usuarios en sus boletas mensuales como cargo por servicio público (art. 212-13 LGSE), sin que existan mecanismos de auditoría pública que permitan verificar la eficiencia de ese gasto.

El resultado es un círculo de ineficiencia económica: los consumidores pagan por la coordinación, pero esa coordinación no garantiza eficiencia ni compensación oportuna por fallas.

8.6. Conclusión del análisis integrado

El estudio jurídico y técnico desarrollado por nuestro investigador Tomás Carbone permite concluir que la actual configuración institucional del CEN presenta una brecha crítica entre mandato y capacidad, y que esta brecha tiene consecuencias económicas tangibles para los

consumidores

regulados.

En términos integrados:

1. Las distorsiones contractuales e indexaciones fósiles agravan los precios finales.
2. Las ineficiencias operativas y fallas de gestión del CEN incrementan los costos sistémicos y retrasan compensaciones.
3. La falta de trazabilidad de la información impide a la autoridad y a la ciudadanía fiscalizar el desempeño real del sistema.
4. El marco legal no contempla sanciones ni responsabilidades efectivas para el Consejo Directivo, generando un vacío de control.

El sistema tarifario chileno, por tanto, enfrenta no solo un desafío de eficiencia económica sino también un problema de diseño institucional, en el cual la ausencia de mecanismos de control interno y rendición de cuentas convierte las fallas operativas en costos estructurales para los consumidores.

El fortalecimiento de la gobernanza del CEN y la redefinición de sus deberes legales y de responsabilidad son, en consecuencia, condiciones necesarias para avanzar hacia una verdadera transparencia y equidad tarifaria.

9. Recomendaciones

Reforma del régimen de contratos regulados, eliminando indexadores fósiles y redefiniendo la asignación de riesgos.

Transparencia plena del CEN, mediante una plataforma pública de Energía No Suministrada (ENS) con datos auditados trimestralmente.

Modificación de la Ley 20.936, reforzando la responsabilidad del Consejo Directivo frente a infracciones.

Integración de almacenamiento y redes inteligentes como servicios complementarios estratégicos.

Implementación de un Programa de Compensación Automática en favor de consumidores regulados ante indisponibilidades de suministro.

11. Conclusiones

El sistema eléctrico chileno enfrenta un dilema estructural: pese a la transición energética, la estructura regulatoria y contractual aún responde a paradigmas fósiles.^[11] La inequidad tarifaria no se origina solo en la generación, sino también en la opacidad institucional y la falta de rendición de cuentas del operador del sistema.

Restablecer la confianza pública requiere fortalecer la supervisión, transparentar los costos sistémicos y redefinir las responsabilidades de los actores del mercado eléctrico chileno.

12. Referencias

Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/2006).
Ley 20.936; Leyes 21.472 y 21.667.
Decretos Supremos 31/2017 y 125/2017.
Normas Técnicas NTSyCS y NTISyC.
Informes ISCI, Valgesta y ODECU (2023–2025).
Oficios SEC N° 288580, 290047, 293368 y EAF 013/2025.
Documentación CNE y CEN.

13. Anexos

Anexo 1: Expediente Caso TIMES 2177584.
Anexo 2: EAF 013/2025 – Falla Colo Colo.
Anexo 3: Resumen de oficios y prórrogas SEC–CEN.
Anexo 4: Base de datos de costos sistémicos y ENS.