INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, de protección tarifaria eléctrica**.**

BOLETIN Nº 18.384-08.

Objetivo / Constancias / Normas de Quórum Especial: no tiene / Consulta Excma. Corte Suprema: no hubo / Asistencia / Antecedentes de Hecho / Aspectos centrales del debate / Discusión en General / Discusión en particular / Modificaciones / Texto / Acordado / Resumen Ejecutivo.

HONORABLE SENADO:

La Comisión de Minería y Energía tiene el honor de informar el proyecto de ley de la referencia, iniciado en la Honorable Cámara de Diputados mediante Mensaje de S. E. el Presidente de la República.

Se hace presente que la Comisión discutió en general y en particular esta iniciativa de ley, en conformidad al artículo 127 del Reglamento del Senado, por tener urgencia calificada de “discusión inmediata”.

- - -

OBJETIVO DEL PROYECTO

La idea matriz del proyecto es mitigar el impacto de las alzas de las tarifas eléctricas sobre los clientes regulados, otorgar certeza y estabilidad al sistema tarifario mediante la regularización de procesos tarifarios atrasados, y fortalecer la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

- - -

CONSTANCIAS

- Normas de quórum especial: No tiene.

- Consulta a la Excma. Corte Suprema: No hubo.

- - -

ASISTENCIA

- Senadores y Diputados no integrantes de la Comisión: los Honorables Senadores señores Luciano Cruz-Coke, Alfonso de Urresti e Iván Flores, y el Honorable Diputado, señor Daniel Valenzuela.

- Representantes del Ejecutivo e invitados:

Del Ministerio de Energía: la Ministra, señora Ximena Rincón; la asesora legislativa, señora Paulina Gómez; el Jefe de Gabinete de la Ministra, señor Gonzalo Mardones, y la Jefa de Comunicaciones, señora Sofía Dib.

De la Subsecretaría de Energía: el Subsecretario, señor Hugo Briones; la Jefa de Gabinete del Subsecretario, señora Fernanda Thompson; la Jefa División Jurídica, señora Andrea Soto; el Jefe de la División de Mercados Eléctricos, señor Jaime Gallegos, el Jefe de la Unidad de Modernización del Segmento de Distribución, señor Felipe Guzmán; y el Jefe de la Unidad de Coordinación Regulatoria, señor Felipe Navarro.

De la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): la Superintendenta, señora Marta Cabeza; el Jefe de la División Eléctrica, señor Marcelo Abril, y la Jefa de la División Jurídica, señora Nadia Muñoz

De la Comisión Nacional de Energía (CNE): el Secretario Ejecutivo (S), señor Mauricio Funes.

De la Asociación de Empresas Eléctricas A.G: el Director Ejecutivo, señor Juan Meriches.

De la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR): el Director Ejecutivo, señor Juan Ignacio Gómez, y la Directora de Comunicaciones, señora Daniela Maldonado.

De la Asociación de Generación Renovable (AGR): el Director Ejecutivo, señor Rafael Loyola, y el Gerente de Mercado Eléctrico y Regulación, señor Pablo Letelier.

De la Asociación Gremial de Generadoras de Chile: el Director Ejecutivo, señor Camilo Charme.

De la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile A.C. (CONADECUS): el Presidente, señor Hernán Calderón, y el ingeniero asesor, señor Óscar Cabello.

Del Instituto Libertad y Desarrollo: los investigadores, señora Macarena García y señor Alberto Herrera.

De la ONG Fundación Energía para Todos: El Director Ejecutivo, señor Javier Piedra.

De la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL): el Gerente General, señor Patricio Molina.

De la Asociación de Consumidores ACOVAL de Los Ríos**:** el Presidente, señor Eduardo Ramírez.

De la Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (ACESOL): el Director Ejecutivo, señor Darío Morales; los asesores, señor Felipe del Solar y señor Sergio Herrera.

De la Compañía General de Electricidad S.A.: El Gerente General, el señor Iván Quezada.

Los representantes de la Unión Comunal de la Junta de Vecinos de la ciudad de Valdivia: el Presidente, señor Abraham Ayala; la Tesorera, señora Marisol Oyarzún, y la Presidenta de la Corporación de la Junta de Vecinos Urbanos y Rurales del Barrio Las Ánimas, señora Norma Fontanilla.

Los Académicos: señores Julio Maturana y Humberto Verdejo.

- Otros:

Del Ministerio Secretaría General de la Presidencia: los asesores, señora Sofía Rojas, y señores Fernando Castro y Álvaro Echeverri.

De la Biblioteca del Congreso Nacional: el asesor, señor Nicolás García.

Del Comité de Senadores Mixto Partido Socialista, Partido por la Democracia e Independientes y Partido Liberal: el asesor, señor Debby Lemus.

Del Comité de Senadores RN: la asesora, señora Elisa Ríos.

Del Comité de Senadores Republicano e Independientes: la asesora, señora Giselle Vergara y señor Rodrigo García.

Los asesores parlamentarios: de la Senadora Cariola, señoras Ana Paula Ramos, Camila Durán, Michely Ortega, y señores Bastián Cataldo, Jaime Miranda y Juan Urra; del Senador Castro, señoras Teresita Fabres, Meggy López y señor Igor Ibarra; del Senador Núñez, señores Patricio Camus, Elías Mella y Manuel Torres; de la Senadora Pascual, señor Rodrigo Flores; de la Senadora Provoste, señores Enrique Soler, Luis Eduardo Thayer, Rodrigo Vega y Julio Valladares, y del Senador Trisotti, señora María José Contreras.

- - -

ANTECEDENTES DE HECHO

La iniciativa tuvo su inicio en el Mensaje de Su Excelencia el Presidente de la República y su primer trámite constitucional se realizó por la Honorable Cámara de Diputados.

- - -

ASPECTOS CENTRALES DEL DEBATE

El debate se centró sobre el mejor modo de evitar alzas inmediatas y muy significativas en las cuentas de electricidad producto de una deuda tarifaria ya existente, y cómo procurar al mismo tiempo asegurar transparencia, junto con equidad territorial y protección de los consumidores.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL[1]

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, puso en discusión el proyecto de ley.

---

[1] A continuación, constan los enlaces web de cada una de las sesiones, transmitidas por TV Senado, que la Comisión dedicó al estudio del proyecto:

- 13 de julio de 2026:
https://tv.senado.cl/tvsenado/comisiones/permanentes/mineria-y-energia/comision-de-mineria-y-energia/2026-07-12/183659.html

- 20 de julio (AM) de 2026:
https://tv.senado.cl/tvsenado/comisiones/permanentes/mineria-y-energia/comision-de-mineria-y-energia/2026-07-19/224256.html

- 20 de julio (PM) de 2026:
https://tv.senado.cl/tvsenado/comisiones/permanentes/mineria-y-energia/comision-de-mineria-y-energia-pm/2026-07-20/133258.html

- 21 de julio (AM) de 2026:
https://tv.senado.cl/tvsenado/comisiones/permanentes/mineria-y-energia/comision-de-mineria-y-energia/2026-07-20/225116.html

- 21 de julio (PM) de 2026:
https://tv.senado.cl/tvsenado/comisiones/permanentes/mineria-y-energia/comision-de-mineria-y-energia-pm/2026-07-21/150105.html

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, inició su presentación recordando que la iniciativa había sido aprobada en general y en particular por la Cámara de Diputados con una amplia mayoría.

Afirmó que la deuda tarifaria ya existía, que había sido heredada por la presente Administración y que la reliquidación no era una opción, pues había sido instruida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Precisó que la deuda se había generado por los 43 meses de retraso del decreto VAD 5T-2024, de modo que el proyecto no creaba una obligación nueva y la decisión pendiente consistía únicamente en determinar cómo distribuir su pago en el tiempo.

Sostuvo que las familias administraban presupuestos mensuales y pagaban sus cuentas cada mes, no en horizontes de varios años. Agregó que la morosidad y los cortes por falta de pago se producían por la incapacidad de enfrentar cargos mensuales elevados, y no por el monto nominal acumulado de largo plazo. Por ello, estimó que el indicador correcto para medir el impacto social era el cargo mensual adicional incorporado en la boleta.

Explicó que la necesidad de aprobar el proyecto durante julio se debía a que la resolución exenta Nº 37.613, de 9 de febrero de 2026, había instruido la reliquidación del decreto VAD 5T-2024 conforme al artículo 192 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha resolución contemplaba el cobro en 48 cuotas, ampliables hasta 60 cuando la cuota superara el 20% de la boleta promedio de 2025, y la devolución de los abonos en un máximo de 12 cuotas, con inicio previsto en las boletas de abril de 2026.

Indicó que la resolución exenta Nº 38.341, de 27 de marzo de 2026, había prorrogado por tres meses el comienzo de la reliquidación. En consecuencia, si no se publicaba una ley durante julio, los cargos y abonos se reflejarían en las boletas emitidas a partir de ese mes y pagaderas desde agosto, mediante montos diferenciados por cliente y alzas heterogéneas e impredecibles, sin posibilidad de sustituirlos por el cargo uniforme propuesto.

Señaló que los objetivos de la iniciativa eran ordenar la deuda tarifaria, dar certeza a los hogares vulnerables, otorgar estabilidad regulatoria e incrementar la inversión en calidad del servicio. Detalló que su estructura comprendía ocho modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, ocho modificaciones a la ley Nº 21.472, tres modificaciones a la ley Nº 21.667 y quince disposiciones transitorias destinadas a establecer plazos y medidas específicas.

El **Subsecretario de Energía, señor Hugo Briones**, explicó las diferencias entre los escenarios “sin ley” y “con ley”, en referencia a la tramitación de la iniciativa que implica su publicación como ley de la República. Respecto del primero, indicó que la deuda correspondiente al

valor agregado de distribución del período 2020-2024 acumulaba más de 43 meses de atraso e intereses. Los saldos a cobrar se pagarían en 48 cuotas mensuales, mientras que los abonos se devolverían en un máximo de 12 cuotas, de manera que cada cliente enfrentaría individualmente su respectivo saldo.

Informó que, dentro del universo aproximado de seis millones de clientes, un 65% experimentaría alzas de hasta un 5%; un 24%, alzas de entre un 5% y un 10%, y un 11%, incrementos superiores al 10%.

En cuanto al escenario con ley, sostuvo que se utilizaría el Mecanismo de Protección al Cliente y se incorporaría una Componente NT de 5 pesos por kilowatt hora, determinada según el consumo de cada cliente. Explicó que el Cargo MPC vigente, de 22 pesos por kilowatt hora durante el período 2024-2027, disminuiría a 9 pesos en 2028 y que, al agregarse la nueva componente de 5 pesos, el cargo total ascendería a 14 pesos por kilowatt hora hasta la extinción de la deuda, cuyo límite temporal sería el año 2035.

Agregó que, según la fórmula expuesta, pagarían quienes mantuvieran deuda, mientras que quienes tuvieran saldos a favor quedarían excluidos de ese cobro. Destacó que la cuantía dependería del consumo, por lo que quienes consumieran más aportarían una suma mayor.

Al comparar ejemplos regionales, manifestó que, sin ley, los cargos adicionales podían representar desde un 37% hasta un 94% de la cuenta promedio en algunos territorios, mientras que con la iniciativa se situarían aproximadamente entre un 2,1% y un 2,4%. Respecto de comunas seleccionadas, mencionó que en Temuco la cuota mensual promedio pasaría de $2.719, en el escenario sin ley, a aproximadamente $1.012 con el proyecto.

Añadió que, sin ley, la cuota mensual promedio sería del orden de $1.700 por cliente y existirían alzas dispares e impredecibles desde fines de julio o comienzos de agosto. Con ley, en cambio, se aplicaría un cargo único de 5 pesos por kilowatt hora desde enero de 2028, con un impacto objetivo de entre un 2% y un 3% en la cuenta final, estimado en un 2,3%.

Recordó que la tarifa eléctrica ya incorporaba mecanismos solidarios, tales como el ajuste del precio de nudo promedio entre distribuidoras, el reconocimiento de generación local, la equidad tarifaria residencial y el Cargo MPC. En ese contexto, sostuvo que la normalización tarifaria seguiría la misma lógica mediante una componente de 5 pesos por kilowatt hora asociada al consumo.

Expuso que el Fondo de Estabilización de Tarifas sería el vehículo financiero utilizado para pagar la deuda. Indicó que dicho mecanismo ya

operaba para cancelar obligaciones con las empresas generadoras, por un monto que cifró entre 6.400 y 6.500 millones, y que se emplearía también para pagar los $826.000 millones correspondientes a la normalización tarifaria.

Precisó que la Tesorería General de la República emitiría los documentos de pago, llevaría registros contables separados y recaudaría los recursos transferidos por las distribuidoras y los operadores de sistemas medianos, para posteriormente pagar a la institución que financió la deuda total. La Comisión Nacional de Energía incorporaría la información en los procesos tarifarios correspondientes y los portadores de los títulos cobrarían conforme a las fechas establecidas. A su juicio, el sistema permitiría dar trazabilidad y transparencia a las dos obligaciones: con las generadoras, y la normalización tarifaria.

Respecto de la protección social, informó que el subsidio eléctrico vigente concluía en 2026 y contemplaba recursos por 120 millones de dólares. Señaló que se habían considerado otros 120 millones de dólares para extenderlo durante 2027 mediante recursos del FET y las eficiencias generadas por el mecanismo.

En relación con las personas electrodependientes, estimó que debía aplicarse la obligación legal de que las distribuidoras midieran el consumo efectivo asociado a cada caso, de modo que la compensación no se limitara necesariamente a 150 kilowatt hora mensuales y pudiera ser superior cuando el consumo acreditado así lo requiriera.

A continuación, detalló que el proyecto incorporaba medidas de transparencia y precisión regulatoria. Entre ellas, mencionó el reporte voluntario de diferencias sustanciales en los inventarios de transmisión, el nuevo método de comparación de precios promedio y la ampliación de las circunstancias que permitirían adoptar medidas preventivas frente a insuficiencias del sistema, más allá de las fallas de centrales o de infraestructura.

En materia de calidad y seguridad del servicio, explicó que el nuevo artículo 183 ter permitiría convocar a las empresas distribuidoras para presentar planes focalizados de inversión en sus zonas de concesión. Dichos proyectos serían evaluados por la Comisión Nacional de Energía y las discrepancias sobre su valorización podrían ser sometidas al Panel de Expertos.

Precisó que los planes tendrían límites destinados a evitar dobles cobros y a garantizar que las obras extraordinarias no correspondieran a inversiones ya remuneradas mediante las tarifas. Indicó que cada plan no podría superar el 5% del valor nuevo de reemplazo de la concesionaria, sin perjuicio del límite conjunto previsto para los planes aprobados por empresa.

Respecto de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, señaló que el último cálculo del precio de nudo promedio arrojaba un alza cercana al 19%, asociada a correcciones anteriores en los cobros, a componentes de generación y transmisión y a restricciones de infraestructura. Explicó que la iniciativa proponía aplicar factores de modulación durante el segundo semestre de 2026 –efectivas a partir de enero de 2027–, con el objeto de que las alzas en las zonas más afectadas no superaran aproximadamente el 10%, mientras que sin ley algunas comunas registrarían incrementos superiores al 20%.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, reseñó las disposiciones transitorias del proyecto. Indicó que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tendría un plazo de 40 días hábiles para emitir el informe sobre el Saldo NT; que el reglamento del Fondo de Estabilización de Tarifas debería actualizarse dentro de 30 días, y que los reglamentos generales tendrían que dictarse dentro de seis meses.

Explicó que, para evitar la repetición de atrasos como el de 43 meses observado en el proceso vigente, se extendería el período tarifario del VAD al sexenio 2024-2030, sin reiniciar el procedimiento. Asimismo, se permitiría extender por una única vez la vigencia del decreto 7T de transmisión hasta 2028 y se procurarían mantener actualizados los inventarios y la calificación de las instalaciones de transmisión.

Agregó que las medidas de resguardo comprendían el reconocimiento tributario aplicable a las cooperativas, la modulación de precios en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos y un mecanismo excepcional para reducir los precios de contratos de suministro.

En cuanto a la línea temporal, precisó que entre 2024 y 2027 se mantendría el Cargo MPC de 22 pesos por kilowatt hora; que regiría el sexenio tarifario VAD 2024-2030 y que el decreto 7T se extendería hasta 2028. Durante el segundo semestre de 2026 se modularían los precios en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos. El año 2027 sería el último cubierto por la extensión del subsidio eléctrico y se emitiría el informe técnico preliminar de transmisión.

Añadió que en 2028 el Cargo MPC bajaría de 22 a 9 pesos por kilowatt hora y se incorporaría la Componente NT de 5 pesos, lo que daría un total de 14 pesos por kilowatt hora. Entre 2029 y 2034 se desarrollarían ordenadamente los procesos tarifarios de transmisión y distribución, y 2035 sería el plazo máximo para extinguir el Saldo de Normalización Tarifaria y el Saldo Final Restante.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, planteó que, más allá de la denominación protectora del proyecto,

era indispensable examinar cuidadosamente los efectos reales de cada una de sus medidas.

En materia de renegociación de contratos, consultó cuál sería el efecto concreto sobre la tarifa final, qué empresas generadoras estarían disponibles para participar y en qué estado se encontraban las conversaciones. Advirtió que una de las inquietudes recurrentes era la falta de transparencia que podía generar un procedimiento de carácter voluntario y sostuvo que debía asegurarse que cualquier decisión protegiera a las familias y no produjera efectos adversos en sus cuentas.

Respecto del prorrateo sistémico de las alzas de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, preguntó cuál sería su impacto sobre las tarifas del resto del país. Solicitó aclarar si se trataba de un mecanismo aplicable por una única vez o de una medida permanente dentro del esquema tarifario. Recordó la ley Nº 20.928, conocida como “de Equidad Tarifaria”, que incide en territorios donde se radica la fase de generación de energía, y afirmó que las regiones aludidas no contaban con un sistema diferenciado permanente, por lo que los efectos de esta decisión no resultaban del todo claros o previsibles.

Asimismo, requirió conocer el efecto que tendría sobre las tarifas finales la ejecución de la totalidad de las obras comprendidas en los planes urgentes de distribución.

Volvió sobre el mecanismo excepcional de contratos de suministro contemplado en el artículo décimo tercero transitorio. Explicó que este facultaría a la Comisión Nacional de Energía, previo mandato y autorización del Ministerio de Energía, para propiciar modificaciones de contratos vigentes con el objeto de reducir el componente de energía de las cuentas de los clientes regulados.

Aunque estimó que la idea podía resultar favorable, advirtió que debían evitarse espacios de opacidad o acuerdos que pudieran ser abusivos para los clientes. Consultó cuáles eran los contratos vigentes, sus precios, las empresas que podrían acogerse al mecanismo o beneficiarse de él, los efectos tarifarios esperados y la forma en que se resguardaría la igualdad entre oferentes, considerando que la rebaja de precios podía ir acompañada de una extensión de la vigencia contractual favorable para las empresas.

Recordó que el Subsecretario había informado previamente (en los debates en la Cámara de Diputados) que se habían sostenido conversaciones con empresas generadoras. Por ello, preguntó con cuáles se habían celebrado reuniones, si estas constaban en los registros de audiencias de lobby y qué compromisos se habían alcanzado. También consultó si el Ejecutivo estaba dispuesto a incorporar principios de igualdad

entre oferentes, protección de los consumidores y transparencia de los procedimientos.

Finalmente, se refirió a la disposición transitoria destinada a reducir las alzas cercanas al 22% en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, mediante la distribución de parte de su costo entre los clientes del resto del país. Se preguntó por qué un cliente de Copiapó o de otra zona del norte, que enfrentara un alza menor, debía asumir los efectos de deficiencias en la planificación o en la infraestructura de transmisión.

Advirtió que esa socialización podía producir distorsiones regulatorias futuras y pidió precisar cuánto pagarían los demás clientes del país. Consultó si se habían evaluado alternativas, como subsidios focalizados, y si existía un estudio económico al respecto. Asimismo, preguntó por qué no se habían adoptado medidas directamente vinculadas con la planificación y expansión de la transmisión, cómo se evitaría la repetición del problema en otros territorios y de qué manera el proyecto abordaría una solución estructural.

El **Honorable Senador señor Trisotti** valoró que el proyecto se orientara a resolver una situación real y a reducir el impacto de un incremento importante en las cuentas de electricidad de una parte significativa de la población.

No obstante, formuló consultas sobre las causas que habían llevado a legislar nuevamente en materia tarifaria. Observó que los procesos vinculados con la distribución y la transmisión debían calcularse periódicamente –cada cuatro meses–, pero que, según los antecedentes expuestos, uno había registrado 43 meses de atraso y el otro 29 meses.

Preguntó por qué se habían generado tales demoras, si existían responsables y si las dificultades se relacionaban con el cálculo de la empresa modelo. Valoró que el proyecto contemplara límites destinados a evitar que la situación se repitiera.

Asimismo, indicó que la iniciativa fijaba un horizonte hasta 2035, pero consultó qué ocurriría si las proyecciones no se cumplían, fallaban los cálculos o se materializaban contingencias semejantes a las que habían originado el problema. Requirió conocer los mecanismos de resguardo asociados a las facultades de intervención de la Comisión Nacional de Energía.

Concluyó que era necesario avanzar y reducir el impacto sobre los usuarios, pero sostuvo que la solución debía incorporar salvaguardias concretas, y no únicamente explicaciones, para impedir que el problema volviera a producirse.

El **Honorable Senador señor Calisto** observó que las materias tarifarias eran complejas y difícilmente podían resolverse en una sola sesión. Recordó que en debates anteriores se habían advertido desigualdades en los costos eléctricos, especialmente en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, que, según afirmó, seguía enfrentando algunos de los precios más altos del país.

Manifestó su preocupación en cuanto a que los clientes de esa región pagaban la deuda con las empresas generadoras en condiciones semejantes a las del resto de Chile, pese a que las generadoras del sistema mediano local tendrían un monto de deuda inferior. En consecuencia, estimó que los habitantes de Aysén estaban contribuyendo al pago de obligaciones de otros territorios, crítica que también se había formulado respecto del proyecto.

Sin perjuicio de ello, afirmó que debía atenderse la situación inmediata. Recordó que en julio comenzaría el cobro de las reliquidaciones derivadas de los 43 meses de atraso del proceso tarifario del VAD y que, si el Congreso no adoptaba una medida, los usuarios enfrentarían alzas relevantes.

Según su comprensión de los antecedentes, un 65% de los clientes tendría alzas de hasta un 5%; un 24%, incrementos de entre un 5% y un 10%, y un 11%, aumentos superiores al 10%. Consultó si era correcto entender que el proyecto reduciría ese impacto a aproximadamente un 2%.

Añadió que el subsidio vigente concluía en 2026 y que la iniciativa contemplaba recursos por 120 millones de dólares, que podrían beneficiar a aproximadamente dos millones de personas. Consideró que durante la discusión podría evaluarse una ampliación del beneficio y la incorporación de mayores criterios de equidad.

Reiteró su posición crítica respecto del modelo eléctrico, tanto durante la Administración anterior como ante la vigente, pero reconoció que, si no se adoptaban medidas, las consecuencias recaerían directamente sobre los usuarios.

Recordó que en 2024 el Congreso había aprobado un cargo único y consultó si el nuevo mecanismo permitiría asegurar que, desde 2028 y hasta 2035, el cargo total descendiera de 22 a 14 pesos por kilowatt hora, evitando alzas desproporcionadas.

Respecto de la renegociación de contratos, recordó el trabajo realizado junto con el Director Ejecutivo de la Fundación Energía para Todos, señor Javier Piedra Fierro, para promover una discusión sobre esa materia. Señaló que la generación representaba aproximadamente el 70% de la tarifa y preguntó cómo podía lograrse que la energía más barata incorporada al

sistema durante los últimos años se reflejara efectivamente en las cuentas, pues, a su juicio, estas tendían a subir y no a disminuir.

Indicó que, de acuerdo con los antecedentes conocidos hasta ese momento, el proyecto parecía evitar un problema mayor para los usuarios, por lo que su evaluación inicial era positiva, sin perjuicio de que debía revisarse detalladamente.

Consultó, además, cuál sería el impacto de la propuesta en las zonas extremas y cuánto disminuirían las cuentas en la Región de Aysén y en Coyhaique. Recordó que, en Administraciones anteriores, se había planteado el principio de una tarifa única nacional y sostuvo que el sistema debía procurar mayor equilibrio para evitar que las zonas rezagadas enfrentaran los mayores costos.

Mencionó una propuesta formulada anteriormente desde Aysén, que consistía en incrementar aproximadamente en un peso la tarifa nacional para compensar los costos regionales, y recordó que había sido rechazada por la Administración de la época. Finalmente, preguntó cómo se relacionaba el proyecto con los sistemas medianos y si el mecanismo se aplicaría a ellos en términos semejantes.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, consultó por qué el proyecto extendía el subsidio destinado a las familias vulnerables únicamente hasta 2027 y no contemplaba una fórmula que se prolongara, al menos, hasta 2030. Asimismo, preguntó si el Ejecutivo había diseñado otro mecanismo para proteger y apoyar de manera permanente a esos hogares.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, respondió que los clientes libres podían renegociar sus contratos de suministro y acordar directamente el precio, el plazo y las demás condiciones con las empresas, mientras que la legislación no reconocía esa posibilidad para los clientes regulados. Explicó que el proyecto habilitaba excepcionalmente, por una única vez, una fórmula destinada a los contratos vigentes que presentaran precios elevados.

Indicó que la Comisión había solicitado antecedentes sobre los contratos, las compañías involucradas, sus precios y los períodos licitados, los cuales habían sido remitidos y también se encontraban disponibles públicamente.

Informó que existían contratos con precios del orden de US$50 o US$60 y otros que superaban los US$100. Agregó que algunos vencían entre 2027 y 2033 y que sus precios eran superiores a los obtenidos en licitaciones posteriores, debido, entre otros factores, a la mayor incorporación de energías renovables y a mejores condiciones de mercado.

Explicó que el mecanismo permitiría reducir el precio de esos contratos a cambio de extender su vigencia, dentro de condiciones que no fueran abusivas y que respetaran los derechos de las partes. Añadió que también debía considerarse la demanda regulada adicional proyectada desde 2031 y el eventual déficit de suministro asociado a ella.

Precisó que solo participarían empresas con contratos vigentes y que el interés del Ejecutivo se concentraba en aquellos de precios elevados. Descartó que se pretendiera renegociar contratos baratos para aumentar sus precios. La competencia consistiría en ofrecer una disminución del precio a cambio de una extensión del plazo contractual.

Sostuvo que el sistema obtendría estabilidad y que los clientes regulados, incluidas las pequeñas empresas, accederían anticipadamente a un costo de energía más competitivo, en vez de esperar al vencimiento de los contratos entre 2027 y 2033 y a la realización de nuevas licitaciones.

Agregó que el procedimiento sería dirigido por la Comisión Nacional de Energía, tendría carácter transparente e informado, se aplicaría una sola vez y contaría con resguardos para proteger la fe pública. Aclaró que únicamente comprendería la energía ya contratada y que no se utilizaría para asignar nuevos volúmenes de suministro, los que deberían ser objeto de procedimientos abiertos posteriores.

Respecto de las conversaciones sostenidas con las empresas, señaló que habían tenido un carácter exploratorio. Indicó que el Ministerio se había reunido con asesores, expertos, académicos y empresas para conocer si existía disposición a negociar, sin discutir condiciones ni mecanismos específicos.

Informó que se habían reunido con todas las empresas que mantenían contratos de precios elevados. Aunque no podía afirmar que todas hubieran manifestado una aceptación definitiva, estimó que existía una disposición favorable a conversar. Finalmente, ofreció remitir a la Comisión las fechas y la identificación de las empresas participantes en dichas reuniones.

El **Honorable Senador señor Calisto** consultó si la fórmula propuesta permitiría extinguir completamente la deuda o si esta continuaría arrastrándose en el tiempo.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, aclaró que se trataba de dos materias distintas. Por una parte, existía una deuda superior a $800.000 millones derivada de las reliquidaciones con las empresas distribuidoras. Por otra, estaban los contratos de generación licitados

anteriormente, cuyos precios formaban parte de la tarifa de energía y no constituían aquella deuda.

Explicó que el Ejecutivo proponía aplicar un cargo de 5 pesos por kilowatt hora, asociado al consumo, para extinguir la deuda de normalización tarifaria. Según indicó, el mecanismo excluiría a quienes no mantuvieran deuda con las distribuidoras.

Precisó que la renegociación de los contratos caros de generación constituía una medida separada. Recordó que la generación representaba aproximadamente el 70% de la tarifa, mientras que el 30% restante correspondía a transmisión y distribución. El propósito de esas conversaciones sería reducir el costo de la energía, pero no pagar la deuda de normalización tarifaria.

Por último, agregó que la situación de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos no se explicaba únicamente por las necesidades de infraestructura de transmisión. También incidía el término de devoluciones que se habían realizado a los clientes durante un período anterior, cuya desaparición produciría un aumento en las cuentas.

El **Secretario Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional de Energía, señor Mauricio Funes**, explicó que la propuesta del Ejecutivo contemplaba un mecanismo semejante a un subsidio para mitigar las alzas previstas durante el segundo semestre de 2026 en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

Indicó que la diferencia sería distribuida entre los clientes de las demás regiones y que, conforme a los cálculos efectuados por la Comisión Nacional de Energía y el equipo técnico del Ministerio, el impacto sistémico no superaría el 1% en el resto del país.

Añadió que los déficits de infraestructura existentes en dichas regiones no se resolverían en el corto plazo. Explicó que los proyectos de transmisión destinados a reducir los desacoples y las congestiones requerían períodos de ejecución prolongados, aunque se estaban evaluando alternativas para agilizar su desarrollo.

En consecuencia, estimó que la medida propuesta para mitigar las alzas era coherente con las particularidades y los plazos propios de la infraestructura en ejecución en esa zona del país.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, precisó que la Componente NT ascendería a 5 pesos por kilowatt hora y sería pagada por los clientes regulados en proporción a su consumo. Estimó que su impacto fluctuaría entre un 2% y un 3% de la cuenta final, aproximadamente un 2,3%,

y que para un consumo tipo de 180 kilowatt hora mensuales representaría cerca de $900 antes de impuestos.

Explicó que el cargo comenzaría a aplicarse en 2028. Hasta 2027 continuaría vigente la componente de 22 pesos por kilowatt hora asociada a la deuda con las generadoras. A partir de 2028, dicha componente disminuiría a 9 pesos y se sumarían los 5 pesos del Saldo NT, de modo que el Cargo MPC total quedaría en 14 pesos por kilowatt hora.

Sostuvo que la finalidad era evitar un incremento inmediato para las familias y aprovechar la disminución prevista en 2028 para incorporar la nueva componente.

En cuanto al subsidio, explicó que su extensión hasta 2027 respondía a que durante ese año todavía se mantendría el cargo de 22 pesos por kilowatt hora. Añadió que el Ejecutivo había asumido el compromiso de iniciar, después de la tramitación de esta iniciativa, una discusión destinada a establecer un subsidio eléctrico permanente y de largo plazo, semejante al existente para el agua potable.

Agregó que los planes de inversión en distribución se relacionaban con la falta de reconocimiento de determinadas inversiones y con la necesidad de enfrentar problemas de calidad y continuidad del servicio, especialmente ante eventos climáticos y cortes de suministro.

El **Subsecretario de Energía, señor Hugo Briones**, informó que, en las zonas de concesión de distintas distribuidoras, particularmente en el sur del país, existían puntos que requerían atención inmediata para mejorar la continuidad y la calidad del servicio.

Señaló que se había solicitado a las empresas distribuidoras, incluidas las cooperativas, identificar tales puntos y proponer planes de trabajo focalizados. Estos debían presentar una relación favorable entre costo y beneficio y atender especialmente a zonas aisladas, que sufrían con mayor intensidad los efectos de eventos climáticos, choques de vehículos, caídas de árboles y otras fallas.

Explicó que los presupuestos serían presentados al Ministerio de Energía y a la Comisión Nacional de Energía, que revisarían su ajuste a precios de mercado y la razonabilidad de los costos de inversión.

Precisó que se trataría de proyectos acotados y que cada plan no podría superar el 5% del valor nuevo de reemplazo de la respectiva distribuidora. Afirmó que los resguardos impedirían financiar obras o mejoras que ya estuvieran siendo remuneradas mediante las tarifas, con el objeto de evitar dobles cobros y proteger a los clientes.

El **Honorable Senador señor Calisto** reiteró que la ausencia de una ley produciría alzas relevantes desde julio y que la fecha para adoptar una decisión era inminente. Observó que en algunas comunas de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos el incremento tarifario podía llegar aproximadamente al 23%.

Consultó si era correcto entender que el sistema eléctrico debía considerarse como una unidad nacional regida por un principio de equidad tarifaria y si el cargo de 5 pesos por kilowatt hora permitiría que el Cargo MPC total disminuyera de 22 a 14 pesos por kilowatt hora desde 2028 y hasta 2035.

Propuso que la Comisión escuchara a expertos antes de votar el proyecto y preguntó si la iniciativa tenía urgencia de discusión inmediata. Sugirió realizar las audiencias durante la semana siguiente y proceder posteriormente a su votación, teniendo presente la proximidad de la semana regional.

Finalmente, consultó cuál sería el efecto específico en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y en la empresa “Edelaysen”.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, dio a conocer un cronograma tentativo para el despacho del informe por parte de la Comisión.

A continuación, requirió que el Ejecutivo expresara en pesos el incremento que asumirían los clientes del resto del país al distribuir sistémicamente parte de las alzas de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

También consultó por la disposición del Ejecutivo para regular con mayor precisión el mecanismo del artículo décimo tercero transitorio. Sostuvo que la ley debía establecer expresamente que la renegociación solo podía utilizarse para reducir precios y que no bastaba con suponer que se aplicaría únicamente a los contratos más caros.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, manifestó que el Ejecutivo estaba disponible para precisar que el mecanismo de renegociación debía utilizarse para bajar los precios y no para aumentarlos.

Expresó preocupación por el calendario de tramitación, especialmente considerando la urgencia para su despacho, calificada de “discusión inmediata”. Advirtió que, con el cronograma propuesto, la iniciativa podría no alcanzar a publicarse durante el mes de julio, especialmente si las modificaciones daban lugar a una Comisión Mixta.

Dejó constancia de que la falta de aprobación oportuna tendría efectos sobre las cuentas de las familias. Señaló que en algunos casos los incrementos no se limitarían al 10%, sino que podrían superar el 50%, particularmente en sectores de las regiones de Ñuble y del Biobío. Por ello, solicitó evaluar la posibilidad de adelantar las audiencias y la votación.

Respecto de la modulación para las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, reiteró que el efecto estimado en las demás regiones no superaría el 1%. Asimismo, señaló que podía trabajarse con los asesores de la Comisión una redacción que estableciera expresamente que la negociación excepcional de contratos solo tendría por finalidad disminuir los precios.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, pidió expresar ese porcentaje en pesos. Observó que un mismo monto podía tener efectos diferentes según se incorporara en la componente de generación o en la de distribución.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, recordó que, al legislarse la deuda con las empresas generadoras, se estableció un cargo de 22 pesos por kilowatt hora para el período 2024-2027, que disminuiría a 9 pesos desde 2028 hasta 2035.

Explicó que la nueva Componente NT de 5 pesos no se cobraría durante el resto de 2026 ni durante 2027. Solo comenzaría a aplicarse en 2028, cuando la otra componente bajara de 22 a 9 pesos, de modo que el cargo total quedaría en 14 pesos por kilowatt hora. Recalcó que el monto dependería del consumo, por lo que quienes consumieran más pagarían una suma mayor y quienes consumieran menos asumirían un cargo inferior.

Respecto de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, aclaró que sus alzas se originaban en el precio de nudo promedio y en la transmisión, y no en la nueva deuda creada por el proyecto. Indicó que algunas comunas experimentarían alzas de hasta un 23%, otras cercanas al 11% y que el promedio regional sería aproximadamente de un 19%.

Explicó que la iniciativa impediría que alguna comuna de esas regiones enfrentara un incremento superior al 10% y distribuiría la diferencia entre los demás clientes del país. El efecto máximo para estos últimos sería de un 1% de sus cuentas. En una cuenta tipo correspondiente a un consumo de 180 kilowatt hora mensuales, ello representaría aproximadamente $414 en total.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, estimó que $414 constituían un monto significativo y consultó si se habían evaluado alternativas distintas, como incrementar el número de subsidios focalizados o aumentar su cuantía en las regiones afectadas, en lugar de trasladar la diferencia al conjunto de las familias del país.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, respondió que se habían estudiado otras alternativas, pero que el Ejecutivo había optado por aplicar el principio de equidad territorial que orientaba el sistema eléctrico.

Explicó que ese principio implicaba que los distintos territorios contribuyeran a sostener zonas que no contaban con las mismas posibilidades de generación o transmisión. En esa línea, mencionó a los sistemas medianos y aislados, que requerían inversión estatal financiada mediante el esfuerzo común para atender a comunas sin condiciones para desarrollar sistemas tradicionales o recibir energía mediante las redes existentes.

Sostuvo que la fórmula permitía enfrentar una situación específica y transitoria que el Ejecutivo también pretendía superar estructuralmente. Señaló que la mayor generación renovable desarrollada en el norte debía poder transmitirse hacia el centro y el sur del país.

Añadió que el Ministerio trabajaba con la Comisión Nacional de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para desarrollar una red más limpia y autónoma, en concordancia con el proceso de descarbonización.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, recordó que la ley Nº 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, había tenido por objeto corregir desigualdades territoriales en las cuentas de electricidad.

Señaló que, antes de su dictación, existían comunas generadoras, como Alto Biobío, cuyos habitantes pagaban aproximadamente un 90% más que familias de condiciones económicas y consumos semejantes en la Región Metropolitana de Santiago.

Indicó que uno de los componentes de esa ley era la equidad tarifaria residencial, que modificaba la componente de distribución para limitar las diferencias entre comunas. Otro era el reconocimiento de generación local, que, mediante una modificación legal posterior, había permitido mejorar la situación de territorios como Diego de Almagro.

En ese contexto, consultó qué había fallado en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos para que algunos territorios enfrentaran alzas muy superiores al 10%, pese a los mecanismos de equidad existentes.

El **Honorable Senador señor Calisto** valoró la ley Nº 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, y sostuvo que las zonas aisladas deberían recibir beneficios mayores,

especialmente aquellas en que sus habitantes enfrentaban condiciones territoriales particularmente adversas.

Se refirió a la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, donde coexistían sistemas aislados y un sistema mediano, y estimó necesario examinar el sistema eléctrico nacional desde una perspectiva más integral.

Finalmente, consultó cómo afectaría el proyecto a las cooperativas eléctricas rurales y si el mecanismo les permitiría evitar alzas complejas derivadas de las deudas existentes.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, aclaró que los mecanismos de equidad continuaban aplicándose, pero que la situación de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos no se explicaba únicamente por la falta de infraestructura. Indicó que existía otro componente que incrementaba la diferencia tarifaria y que requería una explicación específica.

El **Subsecretario de Energía, señor Hugo Briones**, explicó que las alzas proyectadas para las regiones de Los Ríos y de Los Lagos se relacionaban con el término de devoluciones efectuadas por errores anteriores en los cobros asociados al Índice de Precios al Consumidor y con correcciones en las componentes de generación y transmisión.

Precisó que dichas devoluciones habían mantenido transitoriamente las tarifas regionales en niveles más bajos, pues operaban como una compensación. Al concluir ese proceso, las tarifas volvían al nivel resultante de los cálculos corregidos.

Concluyó que ese era el origen de las alzas reflejadas en la última fijación y que el proyecto procuraba atenuarlas para evitar que alcanzaran una magnitud tan elevada.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, en sesión posterior reanudo el estudio de la iniciativa.

Enseguida, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., señor Juan Meriches**, recordó que la distribución eléctrica constituye una industria completamente regulada, en la que corresponde a la autoridad, mediante los distintos procesos regulatorios, establecer las señales para las inversiones, los estándares de calidad de las redes y los costos asociados a la operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras. Precisó que, actualmente, solo alrededor del 16% del valor de una cuenta de electricidad corresponde al componente de distribución, mientras que el porcentaje restante se explica principalmente por los componentes de generación y transmisión. Agregó que, en países de la Organización para la

Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), los costos asociados a la transmisión y distribución superan, en conjunto, el 50% del valor de la cuenta.

Posteriormente, se refirió a la evolución de las cuentas de electricidad durante los dos últimos años, utilizando como ejemplo una cuenta residencial correspondiente a un cliente BT1 de Santiago, con un consumo promedio de 180 kWh mensuales. Explicó que las principales variaciones observadas responden a las sucesivas actualizaciones tarifarias y que, del total de dichas variaciones, menos del 7% corresponde al componente de distribución, mientras que el resto obedece a modificaciones en otros segmentos del sistema eléctrico.

Respecto del origen de la deuda acumulada por las empresas distribuidoras, señaló que esta obedece, en primer lugar, al congelamiento de tarifas aplicado entre los años 2019 y 2024, el que impidió incluso la actualización de las tarifas conforme a la inflación, generando una importante acumulación de diferencias. Precisó que el incremento cercano al 5% observado en algún momento en el componente de distribución responde, casi en su totalidad, a la actualización inflacionaria acumulada y no al resultado del proceso tarifario propiamente tal.

En segundo lugar, indicó que el proceso tarifario de distribución correspondiente al período 2020-2024 sufrió un retraso cercano a cuatro años, lo que produjo un desfase entre las tarifas efectivamente aplicadas y aquellas que debían haber estado vigentes. Señaló que el efecto combinado de ambos factores originó una deuda que la autoridad había estimado en aproximadamente 850.000 millones de pesos, circunstancia que hace necesaria la implementación de un proceso de reliquidación regulado, mecanismo cuya aplicación corresponde definir a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), tanto en sus plazos como en su forma de ejecución.

Informó que, en febrero de 2026, la SEC definió un mecanismo de reliquidación basado en esquemas graduales de cobro y devolución para los usuarios, cuya aplicación estaba prevista inicialmente para abril de 2026, pero que posteriormente fue postergada hasta julio de ese mismo año. Asimismo, indicó que el proceso tarifario correspondiente al período BT 2024-2028 también presenta un retraso relevante, aunque se encuentra suficientemente avanzado y debe concluir conforme a lo establecido en la normativa vigente.

En ese contexto, sostuvo que resulta fundamental que las señales tarifarias definidas por la autoridad sean compatibles con la sostenibilidad financiera del segmento de distribución, considerando que este constituye un servicio público esencial, intensivo en infraestructura y sujeto a crecientes exigencias regulatorias y operativas.

Al referirse específicamente al proyecto de ley, manifestó que valora la presentación de una iniciativa destinada a abordar un problema real para la ciudadanía y a entregar una solución a procesos tarifarios que acumulan importantes retrasos. En términos generales, señaló que el proyecto contiene diversos aspectos positivos.

En primer lugar, destacó que la propuesta está orientada a normalizar la deuda acumulada, estimando que el mecanismo planteado permitiría una regularización ordenada, evitando impactos tarifarios inmediatos sobre los usuarios.

En segundo término, valoró que el proyecto contempla mecanismos destinados a fortalecer las inversiones en calidad de servicio. Indicó que, especialmente a la luz de los acontecimientos recientes, resulta fundamental incorporar herramientas que permitan desarrollar inversiones orientadas a aumentar la resiliencia climática y mejorar la calidad del servicio eléctrico, complementando las posibilidades que actualmente ofrece la regulación.

Asimismo, consideró positivo que el proyecto incorpore mecanismos destinados a reducir el costo de la energía para los usuarios, estimando que tales medidas podrían traducirse en reducciones efectivas de precios, siempre que prosperen las conversaciones orientadas a disminuir el costo del suministro energético.

Finalmente, destacó la extensión del subsidio eléctrico, señalando siempre se ha promovido la existencia de un subsidio estructural destinado a clientes vulnerables. Añadió que, si bien dicha materia podría ser objeto de una futura discusión legislativa, la extensión del beneficio para el año siguiente constituye un aspecto favorable del proyecto.

En cuanto a los aspectos susceptibles de perfeccionamiento, sostuvo que resulta indispensable que el mecanismo de normalización reconozca adecuadamente los ingresos y los intereses que la regulación vigente contempla respecto de las deudas derivadas de los procesos de reliquidación. En ese sentido, estimó que cualquier mecanismo debe resguardar apropiadamente los saldos asociados a los procesos tarifarios, respetando los criterios establecidos por la normativa vigente.

Precisó que, tratándose de la reliquidación correspondiente al período BT 2024-2028, ello implica reconocer los intereses devengados hasta la implementación efectiva de la reliquidación, es decir, una vez publicado el decreto tarifario y no únicamente hasta la publicación de la ley. Agregó que, a partir de ese momento, podrían evaluarse alternativas para el período posterior, procurando compatibilizar las definiciones de política pública con la certeza regulatoria y el respeto de las reglas vigentes.

Por último, planteó la conveniencia de implementar oportunamente la reliquidación correspondiente al período BT 2024-2028, sugiriendo que esta comenzara a aplicarse una vez publicado el decreto tarifario, sin postergar su ejecución hasta el siguiente período tarifario.

Por su parte, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), señor Juan Ignacio Gómez**, indicó que, si bien para los consumidores es fundamental que las inversiones se realicen y que las tarifas estén debidamente ordenadas, también es esencial garantizar que los clientes paguen únicamente lo que corresponde. En ese sentido, sostuvo que el proyecto contiene aspectos susceptibles de perfeccionamiento para evitar eventuales ineficiencias en los cobros.

Manifestó que comparte el objetivo de ordenar las cuentas y normalizar las tarifas, precisando que dicho proceso debe desarrollarse dentro de un marco de eficiencia.

En relación con la extensión del subsidio eléctrico, recordó que durante la discusión del año 2022 se planteó la necesidad de incorporar aportes fiscales para financiar dicha política pública. Explicó que el Fondo de Estabilización de Tarifas se financiaba mediante el cargo por servicio público adicional, cuyos recursos provenían tanto de clientes libres como de clientes regulados, en proporción a sus respectivos consumos. En ese contexto, advirtió que la extensión del subsidio para el año 2027 no se financia con recursos fiscales, sino con recursos del propio Fondo, los que corresponden principalmente a aportes efectuados por los clientes.

Precisó que el Fondo mantiene obligaciones financieras cuyo cumplimiento debe resguardarse, razón por la cual estimó indispensable asegurar su sostenibilidad y que las extensiones del subsidio sean prudentes y razonables. Agregó que entre los años 2024 y 2025 los clientes libres aportaron aproximadamente 300 millones de dólares al pago de deudas respecto de las cuales no eran titulares, recordando que dichos clientes no estuvieron sujetos al congelamiento de tarifas. No obstante, valoró que el proyecto contemple mecanismos para que los clientes libres conectados a redes de distribución asuman la parte de la reliquidación que les corresponde, estimando adecuada dicha solución. Sin perjuicio de ello, reiteró que los subsidios deben financiarse con recursos públicos y advirtió que eventuales extensiones posteriores al año 2027 pueden comprometer la sostenibilidad del Fondo, cuyo saldo, según información de la Tesorería General de la República correspondiente al mes de mayo, asciende aproximadamente a 400 millones de dólares.

Posteriormente, señaló que una de las materias que genera mayor preocupación corresponde a la modificación propuesta respecto de los decretos de racionamiento. Explicó que dichos decretos fueron incorporados a la legislación durante los años 1998 y 1999, como consecuencia de una severa sequía, con el propósito de enfrentar situaciones en que se produjeran o se

proyectaran fundadamente déficits de generación eléctrica derivados de fallas prolongadas de centrales generadoras o de fenómenos de sequía. Recordó que, durante el año 2008, con motivo de la interrupción del suministro de gas proveniente de Argentina, las restricciones afectaron principalmente al sector industrial.

Indicó que el régimen vigente permite generar incentivos adecuados para que las empresas generadoras adopten medidas preventivas destinadas a asegurar el suministro. Asimismo, explicó que un decreto de racionamiento faculta a la autoridad para adoptar diversas medidas, entre ellas restringir el consumo, incentivar el aumento de la capacidad de generación, fomentar el ahorro energético y reducir los costos económicos asociados a un eventual déficit de suministro. Añadió que el régimen contempla mecanismos de socialización de déficits entre las empresas generadoras, reglas especiales para la valorización de la energía, compensaciones para los clientes afectados por interrupciones del suministro y, especialmente, impide calificar como fuerza mayor las fallas derivadas de sequías, fallas prolongadas de centrales o interrupciones en el suministro internacional de gas.

Sostuvo que el proyecto de ley mantiene intacto dicho régimen, pero incorpora una nueva causal para decretar el racionamiento consistente en cualquier otra circunstancia que determine la insuficiencia del sistema para abastecer los consumos, siempre que ello se encuentre debidamente fundado en un informe de la Comisión Nacional de Energía.

Dicha modificación, afirmó, presenta diversos inconvenientes. En primer término, estimó que la incorporación de una causal genérica permite comprender situaciones tales como problemas de transmisión, incidentes de ciberseguridad u otras circunstancias ajenas al propósito original del régimen. Señaló que ello puede generar consecuencias poco razonables, como la aplicación de compensaciones por situaciones cuya responsabilidad no corresponde a las empresas generadoras. Asimismo, sostuvo que la iniciativa no aclara cuál es el objetivo específico ni la finalidad práctica de extender el régimen de racionamiento a estas nuevas hipótesis.

Agregó que existe el riesgo de que los costos derivados de estas medidas terminen siendo trasladados, de manera explícita o implícita, a las tarifas que pagan los clientes, generando asignaciones ineficientes de costos que podrían afectar la competitividad, la inversión y el empleo. Señaló que, en caso de existir problemas específicos, como restricciones de transmisión, deben diseñarse soluciones regulatorias propias para dichas situaciones y no recurrir al régimen de racionamiento, mencionando como ejemplo la necesidad de analizar la coordinación de esta modificación con el mecanismo de horas necesarias y urgentes aprobado previamente por la Comisión durante la tramitación del proyecto de transición energética. Asimismo, advirtió que la amplitud de la causal propuesta puede conducir a un régimen permanente de

excepción dentro del sector eléctrico, distorsionando los incentivos regulatorios destinados a asegurar una asignación eficiente de riesgos y costos.

En cuanto a los planes extraordinarios de inversión en distribución, manifestó que es muy positiva su incorporación al proyecto, especialmente considerando la situación de numerosos clientes libres conectados a redes de distribución. Explicó que el actual sistema de empresa modelo desincentiva inversiones de largo plazo, puesto que los procesos tarifarios se redefinen cada cuatro años, lo que genera incertidumbre respecto de la recuperación de inversiones cuya vida útil es significativamente mayor.

No obstante, advirtió que el propio proyecto reconoce expresamente que dichos planes no deben implicar un doble pago por parte de los usuarios. Explicó que el Valor Agregado de Distribución (VAD) remunera precisamente la calidad de servicio definida por el regulador, por lo que cualquier inversión destinada a alcanzar ese estándar ya debe encontrarse incorporada en la tarifa vigente. En consecuencia, estimó que, si durante el período tarifario actual se financian nuevas inversiones extraordinarias sin efectuar ajustes en las tarifas, los clientes podrían terminar pagando dos veces por el mismo estándar de calidad.

Como solución práctica, propuso que las empresas distribuidoras reduzcan proporcionalmente el componente correspondiente al VAD mientras dichas inversiones extraordinarias sean financiadas, evitando así el doble pago. Señaló que esta dificultad tendería a resolverse en los procesos tarifarios posteriores, dado que el nuevo modelo incorporaría dichas inversiones al cálculo tarifario.

Sin embargo, identificó una dificultad adicional derivada de la existencia de áreas típicas de distribución, donde una misma tarifa se aplica a diversas empresas sobre la base de una empresa de referencia. Explicó que pueden producirse situaciones en que la empresa utilizada como referencia no realiza inversiones extraordinarias, mientras otras empresas del área sí las ejecutan, generándose problemas para su adecuada remuneración. Estimó que dicho aspecto requiere ser considerado cuidadosamente en el diseño del mecanismo para asegurar que todas las empresas reciban los recursos necesarios para ejecutar las inversiones contempladas.

Añadió que los planes extraordinarios deben concentrarse prioritariamente en inversiones destinadas a fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico y enfrentar las causas estructurales que afectan la calidad del servicio. Asimismo, estimó conveniente que la convocatoria de estos planes este radicada en la Comisión Nacional de Energía, en su calidad de organismo técnico, más que en el Ministerio, atendida la información especializada de que dispone respecto de los procesos tarifarios.

Posteriormente, presentó información obtenida mediante solicitudes de acceso a la información dirigidas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), correspondiente a los índices SAIDI entre los años 2020 y 2025. Indicó que las principales causas de interrupciones del suministro corresponden a vegetación y a la intervención de terceros, tales como robos de cables y choques contra postes. En consecuencia, sostuvo que las inversiones extraordinarias deben orientarse principalmente a soluciones estructurales, como el soterramiento de redes o la incorporación de tecnologías de automatización y redes inteligentes, antes que a resolver problemas propios de la red cuya incidencia en los índices de continuidad es comparativamente menor. A su juicio, focalizar las inversiones en dichos aspectos permitiría mejorar efectivamente la calidad del servicio para todos los clientes, tanto libres como regulados.

Finalmente, abordó la propuesta relativa a la autodenuncia de inventarios de transmisión. Explicó que, a diferencia de la distribución, en transmisión se remuneran activos efectivamente existentes valorizados sobre la base de costos eficientes. Recordó que la legislación vigente establece sanciones significativas para los casos en que existan diferencias sustanciales entre los inventarios declarados por las empresas y aquellos determinados mediante auditorías, entendiéndose por diferencia sustancial aquella superior al 10% o aquella basada en información manifiestamente errónea. Precisó que la sanción consiste en excluir completamente las instalaciones afectadas del siguiente proceso tarifario y obligar a devolver los montos percibidos en exceso.

Señaló que el proyecto propone permitir que las empresas informen voluntariamente las diferencias detectadas entre sus inventarios declarados y la realidad antes de la realización de las auditorías, medida que es razonable, dado que la determinación y valorización de ciertos activos antiguos puede presentar dificultades objetivas.

No obstante, estimó que el diseño del incentivo es insuficiente, ya que el único beneficio consiste en evitar la exclusión del proceso tarifario siguiente, lo que incentivaría a las empresas a efectuar la autodenuncia únicamente cuando estimaran altamente probable ser detectadas durante una auditoría.

En consecuencia, sostuvo que el objetivo del mecanismo debe ser reducir la asimetría de información existente entre el regulador y las empresas transmisoras, incentivando la corrección temprana de errores mediante un sistema similar al utilizado en materia de delación compensada en libre competencia. Para ello, propuso que la autodenuncia solo pueda efectuarse antes del inicio de una auditoría y que el mecanismo sea de carácter transitorio, con el propósito de incentivar la regularización inicial de los inventarios durante la implementación del nuevo régimen tarifario de transmisión.

Reiteró que el proyecto de ley reviste gran importancia para normalizar las reliquidaciones tarifarias, ordenar las cuentas y contener los efectos de los atrasos acumulados. Sin perjuicio de ello, advirtió que la urgencia de resolver las reliquidaciones no debe impedir un análisis adecuado de aquellas materias ajenas a la protección tarifaria que también son incorporadas en el proyecto. Sostuvo que los reiterados atrasos en los procesos de fijación tarifaria terminan siendo soportados por los clientes mediante reliquidaciones y ajustes regulatorios, por lo que estimó indispensable abordar también las causas estructurales que originan dichos retrasos, a fin de evitar que estas situaciones continúen reproduciéndose en el futuro.

Para concluir, señaló que una regulación que no se elabora con el debido cuidado termina generando mayores costos para los usuarios. En ese sentido, sostuvo que, si el objetivo es promover la reactivación económica, el empleo y la inversión, resulta indispensable contar con una regulación que facilite dichos propósitos y no constituya una barrera para alcanzarlos.

A continuación, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Generación Renovable (AGR), señor Rafael Loyola**, explicó que las empresas Acciona, Mainstream, Neoen, Eólica y WPD mantienen actualmente contratos regulados, los cuales corresponden a los de menor precio del sistema y son abastecidos íntegramente con energía de origen renovable. Agregó que las empresas asociadas no cuentan con activos de generación de origen fósil.

Indicó que respalda el proceso de normalización tarifaria contenido en el proyecto de ley. Afirmó que dicha normalización constituye una señal positiva para toda la industria, con independencia del segmento específicamente involucrado, por cuanto permite que las tarifas reflejen adecuadamente los costos reales del sistema. En ese contexto, manifestó que comparte los pilares del proyecto, consistentes en la viabilidad sectorial, la protección social y la certeza regulatoria.

Posteriormente, recordó que las empresas que representa mantienen contratos regulados adjudicados en las licitaciones del año 2015, cuyos precios alcanzan aproximadamente los 40, 43 y 47 dólares por megawatt-hora, valores significativamente inferiores a los observados en la actualidad. Asimismo, explicó que dichos contratos fueron adjudicados bajo reglas de licitación que obligaban a las empresas a asumir los costos sistémicos del sistema eléctrico, circunstancia que configura un esquema especialmente favorable para los consumidores.

En relación con la disposición del proyecto que contempla la posibilidad de renegociar contratos regulados, manifestó que valora la incorporación de dicha norma, destacando especialmente que la renegociación tenga carácter voluntario. Sostuvo que cualquier proceso de renegociación debe desarrollarse de manera voluntaria, bilateral y acotada, sin alterar la

certeza jurídica de los contratos ni los compromisos financieros previamente asumidos por las empresas generadoras renovables.

Agregó que los contratos representados han enfrentado una importante presión financiera, dado que corresponden a contratos de bajo precio que, además, soportan el incremento de los costos sistémicos del sistema eléctrico. En ese sentido, señaló que las empresas van a analizar, junto con el Gobierno, las fórmulas técnicas que proponga la Comisión Nacional de Energía para la implementación de dicho mecanismo de renegociación, estudiando cada caso en forma individual.

Reiteró que la voluntariedad constituye una condición esencial para la aplicación de este mecanismo, atendido que cada uno de los contratos se encuentra estructurado mediante esquemas de financiamiento de proyectos ("project finance"), con condiciones particulares y financiamiento específico otorgado por terceros. En consecuencia, indicó que cualquier modificación contractual debe ser analizada también con las entidades financiadoras de los respectivos proyectos. Precisó, además, que la implementación del mecanismo depende de la fórmula técnica que finalmente desarrolle la Comisión Nacional de Energía, proceso en el cual manifestó su disposición para colaborar.

Finalmente, reiteró que la Asociación mantiene una agenda permanente orientada a corregir las distorsiones existentes en el mercado eléctrico y a reducir los denominados pagos laterales, los cuales, conforme a la legislación vigente, serían asumidos por los consumidores a partir del año 2027.

En ese contexto, enumeró algunas de las materias que integran dicha agenda. En primer término, mencionó la remuneración por potencia de las centrales diésel, señalando que existe una evidente sobreinstalación de este tipo de infraestructura.

En segundo lugar, sostuvo la necesidad de continuar avanzando en la corrección de las distorsiones existentes en el segmento de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), indicando que el reglamento correspondiente presenta un importante grado de avance y que incluso existe un proceso de diálogo formal ya iniciado, por lo que solicitó al Ejecutivo mantener el impulso de dicha iniciativa.

Asimismo, expresó que no resulta equitativo que las unidades de generación pertenecientes al segmento PMGD puedan participar del mercado eléctrico manteniendo simultáneamente un régimen de precio estabilizado, estimando que esa materia también debe ser objeto de revisión.

Posteriormente, se refirió a los mínimos técnicos del sistema, señalando que los costos asociados a dicha materia también son socializados entre los consumidores mediante pagos laterales, razón por la cual consideró

necesario desarrollar un plan de auditoría de carácter relevante respecto de ese segmento.

Por último, abordó la situación del denominado Gas Natural Licuado (GNL) inflexible. Indicó que dicha materia no debe flexibilizarse, pese a las distintas opiniones manifestadas públicamente con ocasión de la estrechez que enfrenta el sistema eléctrico. A su juicio, además de los aspectos vinculados a la seguridad del suministro, debe considerarse el impacto que este mecanismo genera sobre el funcionamiento competitivo del mercado, debido a las distorsiones que produce.

A su turno, el **investigador del Instituto Libertad y Desarrollo, señor Alberto Herrera**, indicó que el análisis parte de una distinción fundamental: el proyecto contiene medidas de carácter inmediato destinadas a enfrentar las alzas en las cuentas de electricidad, pero, al mismo tiempo, incorpora modificaciones permanentes a la regulación del segmento de distribución, algunas de las cuales tienen efectos durante un período de veinte años. En ese sentido, advirtió que la urgencia de adoptar medidas para apoyar a los hogares no debe conducir a aprobar con igual celeridad reformas que implican cambios estructurales al modelo regulatorio.

A continuación, se refirió a los aspectos del proyecto que el Instituto valora positivamente. En primer lugar, destacó que la iniciativa reconozca y ordene cuantificar el saldo correspondiente a la normalización tarifaria, estimado preliminarmente en 816.000 millones de pesos. Señaló que mantener dicha obligación sin una determinación expresa genera incertidumbre e incrementa los costos financieros, por lo que consideró favorable reconocer la deuda y establecer un mecanismo para su pago.

Asimismo, valoró que el proyecto contribuya a regularizar los procesos tarifarios que han experimentado importantes retrasos, permitiendo dar continuidad a las tarifas y establecer la forma en que serán tratadas determinadas reliquidaciones. No obstante, advirtió que dichos atrasos administrativos han generado costos financieros que, en definitiva, terminan siendo asumidos por los clientes. En consecuencia, estimó necesario que, junto con regularizar la situación actual, se fortalezca la capacidad técnica de los organismos responsables, su coordinación y los mecanismos de control de plazos, a fin de evitar que tales retrasos se produzcan nuevamente.

Seguidamente, indicó que, durante el año 2025, el tiempo promedio de interrupción del suministro habría alcanzado 15,2 horas por cliente, mientras que la meta prevista para el año 2035 correspondía a cuatro horas, lo que evidencia una brecha significativa en materia de inversión y mantención. Precisó que la observación no recae sobre dicho diagnóstico, sino sobre algunos de los instrumentos propuestos para enfrentarlo.

En materia de protección tarifaria, señaló que el proyecto extiende hasta el año 2027 el subsidio eléctrico para aproximadamente dos millones de hogares, mediante un aporte adicional de 120 millones de dólares. Sin embargo, advirtió que dicho beneficio no es financiado con recursos del presupuesto general de la Nación, sino con recursos provenientes del Fondo de Estabilización Tarifaria. Agregó que el informe financiero del proyecto señala expresamente que la medida no implica un mayor gasto fiscal, precisamente porque se financiará con recursos del propio sistema eléctrico.

Indicó que, si bien existen algunas exenciones, el mecanismo mantiene la lógica de un subsidio cruzado, en virtud de la cual clientes con distintas condiciones económicas financian una política social a través de sus cuentas de electricidad. En ese contexto, sostuvo que es preferible avanzar hacia un subsidio permanente, focalizado y financiado con rentas generales, siguiendo una lógica similar a la aplicada al subsidio del agua potable. A su juicio, ello permitiría distinguir claramente entre el costo efectivo de prestar el servicio y la política pública destinada a apoyar a quienes no pudieran asumir dicho costo.

Posteriormente, se refirió a los planes de inversión contemplados en el nuevo artículo 183 ter y su relación con el modelo de empresa eficiente. Explicó que, en el régimen vigente, la tarifa de distribución no remunera automáticamente todos los gastos efectivamente incurridos por cada empresa, sino que se determina sobre la base del costo que tendría una empresa modelo eficiente utilizada como referencia. Señaló que dicho mecanismo permite que las empresas obtengan beneficios si operan de manera más eficiente que el modelo y asuman los costos cuando ocurre lo contrario. Agregó que, dado que los clientes no tienen la posibilidad de elegir entre distintas redes de distribución, la empresa modelo constituye un mecanismo que reemplaza parcialmente la competencia inexistente en ese mercado, evitando que cualquier gasto realizado por una empresa sea trasladado directamente a las tarifas.

Reconoció que dicho modelo debe actualizarse para incorporar nuevas exigencias de calidad, eventos climáticos extremos, mayores estándares de seguridad y el uso de nuevas tecnologías. Sin embargo, sostuvo que existe una diferencia entre considerar esos factores dentro del costo de una empresa eficiente y permitir que las inversiones efectivamente realizadas por cada empresa sean remuneradas directamente mediante la tarifa.

Indicó que el nuevo artículo 183 ter permite a las empresas presentar planes de inversión destinados a mejorar la calidad del servicio, equivalentes hasta al 5% del valor nuevo de reemplazo por plan y hasta un máximo acumulado del 20% por empresa. Explicó que dichas inversiones serían remuneradas durante veinte años mediante componentes tarifarios específicos y que, además, la empresa modelo debe considerar las instalaciones reales ejecutadas en el marco de esos planes.

Precisó que no cuestiona la necesidad de realizar inversiones para mejorar la calidad del servicio ni que las inversiones eficientes deben ser remuneradas. Sin embargo, advirtió que, si este mecanismo se transforma en una práctica habitual, la tarifa podría terminar financiando los costos reales de cada empresa, incluso cuando estos no fueran eficientes, debilitando progresivamente el rol de la empresa modelo y convirtiendo una excepción en una regla permanente.

Agregó que valora que el proyecto establezca límites, metas de calidad y una prohibición de doble pago. No obstante, estimó necesario fortalecer dichos resguardos.

En primer lugar, sostuvo que el mecanismo debe reservarse exclusivamente para inversiones estructurales o excepcionales que no estén consideradas en la tarifa vigente, evitando su utilización para financiar reposiciones normales o inversiones que las empresas igualmente debieran ejecutar.

En segundo término, señaló que la ley debe establecer con precisión el mecanismo destinado a impedir que una misma inversión sea remunerada dos veces. Explicó que el proyecto permite que los nuevos planes entren en operación antes del año 2030, mientras que las fórmulas tarifarias correspondientes al proceso 2024-2028 continuarían vigentes hasta esa fecha. En consecuencia, consideró necesario aclarar cómo se descontarían los pagos ya incorporados en las tarifas actuales. Asimismo, indicó que debe precisarse expresamente desde qué momento comenzaría la remuneración de dichas inversiones, puesto que el proyecto solo establece un plazo máximo de un año para la entrada en operación de las obras, sin definir con igual claridad el inicio del período de remuneración de veinte años.

Como tercera observación, sostuvo que la remuneración debe estar efectivamente vinculada al cumplimiento de los resultados comprometidos. En consecuencia, estimó que, si una empresa recibe una remuneración adicional para mejorar la calidad del servicio y posteriormente incumple las metas comprometidas, dicha remuneración debe reducirse y, en casos de incumplimientos graves o reiterados, extinguirse anticipadamente.

Precisó que la propuesta no persigue impedir la realización de inversiones, sino asegurar que estas sean eficientes, produzcan beneficios efectivos para los clientes y preserven el funcionamiento del modelo de empresa eficiente.

Posteriormente, formuló una segunda observación relativa a la renegociación de contratos de suministro. Explicó que el proyecto faculta a la Comisión Nacional de Energía para desarrollar, por una única vez, un mecanismo destinado a reducir el precio vigente mediante la modificación de

contratos existentes o la celebración de nuevos contratos. Señaló que el Instituto no objeta que una renegociación voluntaria pueda producir beneficios, pero advirtió que no se dispone de información suficiente respecto de los contratos que se pretende renegociar, sus precios actuales, la duración remanente, las eventuales compensaciones que podrían exigir las empresas generadoras ni el ahorro efectivo que obtendrían los clientes.

En ese contexto, propuso que, antes de aplicar dicho mecanismo, la Comisión Nacional de Energía publique toda la información pertinente y efectúe un cálculo del beneficio neto esperado para los usuarios, considerando las compensaciones y demás costos asociados. Asimismo, estimó necesario evaluar el impacto que este tipo de mecanismos podría generar sobre futuras licitaciones, puesto que las empresas podrían incorporar en sus ofertas el riesgo de que sus contratos fueran objeto de revisiones posteriores impulsadas por la autoridad, lo que eventualmente podría traducirse en mayores precios.

Finalmente, abordó la regulación de la componente NT. Señaló que el proyecto establece inicialmente un cargo de cinco pesos por kilowatt-hora, reajustable conforme al Índice de Precios al Consumidor a partir de enero de 2028 y hasta el pago total del saldo correspondiente a la normalización tarifaria, con un plazo máximo fijado para el año 2035. Indicó que, para un hogar con un consumo mensual de 200 kilowatt-hora, dicho cargo representaría aproximadamente entre 1.000 y 1.200 pesos mensuales antes de impuestos.

Precisó que no sostiene necesariamente que el valor de cinco pesos sea insuficiente, sino que observa la ausencia de una memoria financiera que explique la metodología utilizada para determinar dicho monto y permita verificar si es suficiente para extinguir completamente la obligación.

Asimismo, advirtió que el proyecto faculta a la Comisión Nacional de Energía para aumentar el cargo en caso de insuficiencia de recursos, sin establecer un límite cuantitativo máximo para dicho incremento. En consecuencia, propuso que la ley exija la elaboración de una tabla anual que informe la recaudación proyectada, los pagos estimados y el saldo pendiente de la deuda, además de incorporar una regla objetiva y limitada para eventuales aumentos del cargo. Añadió que, si la recaudación resulta superior a la necesaria, el cargo debe reducirse y extinguirse una vez pagada íntegramente la deuda.

Además, señaló que el proyecto también debe definir expresamente qué ocurriría si al año 2035 aún existiera un saldo pendiente de pago, considerando que los documentos emitidos no contarían con garantía estatal y que el cargo no podría seguir aplicándose después de esa fecha, razón por la cual estimó indispensable determinar quién asumiría dicho riesgo.

Como conclusión, señaló que el Instituto Libertad y Desarrollo valora que el proyecto reconozca las obligaciones pendientes, regularice los procesos

tarifarios atrasados, proteja a los hogares vulnerables y aborde los problemas de calidad del servicio. No obstante, reiteró que la principal advertencia es que la necesidad de resolver problemas inmediatos no debe traducirse en modificaciones permanentes que terminen debilitando el modelo regulatorio basado en la empresa eficiente.

El **Presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile A.C. (CONADECUS), señor Hernán Calderón**, en primer término, señaló que, desde la perspectiva de los consumidores, existe claridad respecto de que las deudas acumuladas deben ser pagadas. Precisó que cada consumidor debe pagar el monto que efectivamente le corresponde. Asimismo, indicó que el proyecto incorpora, además de un mecanismo de socialización de la deuda, un principio de solidaridad, aspecto con el que concuerda. No obstante, enfatizó que los consumidores desean pagar únicamente sus propias deudas y no asumir deudas de otros consumidores residenciales.

En segundo lugar, manifestó que, si bien el proyecto aborda una deuda cercana a los 800 mil millones de pesos, la obligación no se limita únicamente a las empresas distribuidoras. Señaló que el proyecto no aclara suficientemente que también existe un componente correspondiente al Impuesto al Valor Agregado (IVA), dado que el cargo de cinco pesos por kilowatt-hora se encuentra afecto a dicho impuesto. Indicó que ello representa aproximadamente un 20% adicional sobre el monto considerado, elevando el costo total a una cifra cercana a los mil millones. En ese contexto, sostuvo que, mientras se exige un esfuerzo solidario a los consumidores residenciales, el Estado no asume un componente equivalente de solidaridad, pese a beneficiarse del cobro del IVA asociado a dicho cargo. En consecuencia, planteó que podría evaluarse la posibilidad de destinar esos recursos a reducir o estabilizar las cuentas de los propios consumidores que estaban contribuyendo al mecanismo solidario, aun cuando los montos individuales fueran relativamente reducidos.

Asimismo, señaló que tampoco existe suficiente claridad respecto de la composición real de la deuda, particularmente en cuanto a la proporción correspondiente a clientes regulados residenciales y aquella asociada a clientes comerciales. Indicó que existen antecedentes según los cuales la deuda de los clientes comerciales podría incluso superar la de los consumidores residenciales. En ese sentido, manifestó que, si bien se ha señalado que el mecanismo solidario también beneficia a las pequeñas y medianas empresas, existen otros consumidores comerciales de mayor tamaño que igualmente quedarían comprendidos, circunstancia que, a su juicio, debe ser considerada.

Posteriormente, realizó observaciones a diversas disposiciones del proyecto, entre ellas la facultad conferida a la Comisión Nacional de Energía para ajustar el componente correspondiente al saldo final del cargo MPC, la creación de mecanismos de revisión voluntaria de contratos de suministro y las

normas que autorizan a las empresas distribuidoras a presentar planes de inversión destinados a mejorar la calidad del servicio.

En relación con la revisión de contratos de suministro, recordó que, durante la tramitación del proyecto anterior sobre subsidio eléctrico, se propuso fortalecer el rol de las asociaciones de consumidores mediante su incorporación como participantes en representación de los clientes en los procesos de fijación tarifaria. Asimismo, planteó otorgarles legitimación para solicitar la revisión de tarifas, modificando para ello el artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Explicó que, conforme a la regulación vigente, la solicitud de revisión de tarifas solo puede ser formulada por los propios agentes involucrados, esto es, principalmente empresas generadoras y distribuidoras. Señaló que dicho mecanismo ha sido utilizado en algunas oportunidades, pero siempre con el propósito de incrementar las tarifas y no de reducirlas. En consecuencia, estimó que las asociaciones de consumidores deben contar también con la facultad de promover dichas revisiones cuando las condiciones así lo justifiquen.

Respecto de los planes de inversión en infraestructura presentados por las empresas distribuidoras, reiteró la necesidad de distinguir entre clientes regulados residenciales y clientes comerciales, insistiendo en que la deuda mantiene un carácter individual tanto respecto de cada consumidor como de cada empresa distribuidora, puesto que su origen depende de la situación específica de cada concesionaria. Por ello, señaló que, si bien comprende el componente solidario incorporado en el proyecto, ello no altera la naturaleza individual de las obligaciones.

Reiteró que comparte la necesidad de que las deudas con las empresas distribuidoras fueran pagadas. Sin embargo, sostuvo que, en un contexto de dificultades económicas y de sucesivas alzas de precios, el esfuerzo para enfrentar dichas obligaciones no debe recaer exclusivamente sobre los consumidores. En ese sentido, estimó que las propias empresas distribuidoras deben contribuir, por ejemplo, renunciando al cobro de intereses asociados a la postergación de los pagos, toda vez que dicha postergación no ha sido solicitada por los consumidores, sino que obedece a decisiones adoptadas por las autoridades.

A continuación, recordó que la Ley Nº 21.472 sobre estabilización tarifaria otorga a la Comisión Nacional de Energía la facultad de ajustar el cargo MPC para extinguir los saldos generados tanto por dicha ley como por la Ley Nº 21.185. No obstante, advirtió que ese mecanismo traslada a los consumidores el riesgo de que las proyecciones de demanda eléctrica no se cumplan. Agregó que dicha situación podría verse agravada por el hecho de que diversos usuarios optan por independizarse del sistema eléctrico debido al incremento de los precios, circunstancia que podría dificultar la recaudación

necesaria para extinguir completamente los saldos pendientes. En consecuencia, estimó indispensable definir quién va a asumir ese eventual riesgo.

Asimismo, manifestó poco probable que el mecanismo de revisión voluntaria de contratos contemplado en el proyecto produzca reducciones significativas en las tarifas de los clientes regulados. En su opinión, una solución más adecuada consiste en reponer la modificación propuesta al artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos, permitiendo que las asociaciones de consumidores soliciten la revisión de contratos de suministro cuando las condiciones existentes al momento de su celebración varíen de manera significativa.

Indicó que dicha alternativa permite establecer un mecanismo permanente de revisión, evitando que la posibilidad contemplada en el proyecto, limitada a una sola oportunidad, deje posteriormente al sistema en la misma situación anterior. Agregó que, en ese procedimiento, corresponde a la Comisión Nacional de Energía desempeñar un rol arbitral respecto de las solicitudes formuladas.

Finalmente, sostuvo que resulta importante ampliar la legitimación activa para solicitar revisiones tarifarias, permitiendo que los consumidores u otros terceros distintos de las empresas directamente involucradas puedan promover tales procedimientos. Señaló que el actual artículo 134 ha sido escasamente utilizado, principalmente debido a las relaciones existentes entre diversas empresas generadoras y distribuidoras, circunstancia que dificulta la utilización efectiva del mecanismo.

Para complementar la exposición anterior, el **ingeniero asesor de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile A.G. (CONADECUS), señor Óscar Cabello**, entregó como ejemplo la situación de los contratos de suministro de generación térmica, particularmente aquellos basados en gas, carbón y petróleo, cuyos costos de insumos han experimentado importantes incrementos. Indicó que ello ha constituido una de las principales causas del aumento de las tarifas aplicadas a los clientes regulados.

Sin embargo, sostuvo que diversos contratos de esa naturaleza actualmente no son ejecutados mediante generación térmica, sino a través de energías renovables de mucho menor costo e, incluso, en algunos casos, de costo marginal cero. En consecuencia, estimó que resulta improcedente que los ahorros derivados de la sustitución de generación térmica por generación renovable no sean traspasados a los clientes regulados, calificando dicha situación como un error y señalando que podría incluso constituir un abuso.

Para ilustrar su planteamiento, utilizó el ejemplo de una persona que contrata la construcción de una vivienda de ladrillo, cemento y acero, pero cuyo

contratista decide utilizar materiales plásticos de menor costo, cobrando, sin embargo, el precio originalmente pactado para una construcción de materiales tradicionales. Señaló que, del mismo modo, los contratos de suministro deben ser revisados cuando las condiciones de su ejecución cambian de manera significativa, permitiendo que dicha revisión pueda ser solicitada por los consumidores afectados.

A continuación, propuso como segunda medida de corto plazo licitar un mayor número de bloques de suministro, permitiendo que los clientes regulados interesados puedan acceder a las condiciones comerciales específicas de esos nuevos bloques ofrecidos por las empresas distribuidoras.

Como tercera alternativa, planteó permitir la agregación de la demanda de clientes regulados. Explicó que estos normalmente disponen de potencias instaladas de dos, tres o cinco kilowatts, mientras que la legislación exige una potencia mínima de 300 kilowatts para acceder a la condición de cliente libre. Señaló que, si se autorizara la agregación de demanda sin modificar las restantes condiciones regulatorias, sería posible que dichos consumidores accedieran a mejores tarifas propias del régimen de clientes libres.

No obstante, sostuvo que la solución definitiva a los problemas estructurales discutidos durante años consiste en implementar un régimen de competencia efectiva en el sector eléctrico, tanto para clientes libres como para clientes regulados, reemplazando el modelo vigente, que calificó como un sistema de competencia solo aparente, caracterizado por una excesiva regulación y burocracia.

En ese contexto, afirmó que, si Chile no logra reducir de manera significativa los costos de la energía —tanto eléctrica como de combustibles—, el país difícilmente podrá recuperar una senda sostenida de desarrollo.

Posteriormente, abordó la propuesta contenida en el proyecto relativa a facultar a las empresas distribuidoras para presentar planes de inversión destinados a ejecutar obras adicionales orientadas a mejorar la calidad del servicio. Al respecto, manifestó que dicha medida le parece improcedente, no solo porque implica incrementos tarifarios, sino también porque esas inversiones deben ser consideradas dentro del proceso de modelación de las empresas eficientes utilizadas como referencia para la determinación de las tarifas.

Agregó que el sistema de distribución enfrentará importantes transformaciones tecnológicas en los próximos años, destacando, entre ellas, la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías, los cuales podrían contribuir significativamente a mejorar la confiabilidad de las redes sin requerir grandes inversiones en infraestructura de distribución.

Asimismo, señaló que el soterramiento de redes, solución frecuentemente planteada para mejorar la continuidad del suministro, resulta extremadamente costoso en sectores urbanos consolidados. En consecuencia, estimó que una política generalizada de soterramiento incrementaría considerablemente el costo de las cuentas de electricidad para los consumidores, agregando que muchos usuarios probablemente podrían tolerar entre diez y quince horas de interrupción anual sin experimentar mayores inconvenientes.

Finalmente, reiteró que el sistema de modelación de las empresas reguladas requiere una revisión profunda y una importante simplificación. Señaló que los modelos de empresa eficiente deben ser de acceso público y fácilmente comprensibles.

Como ejemplo, indicó que le resulta difícil justificar que, en el caso de las empresas de transmisión, se utilice como referencia el inventario real de activos, el cual comprende más de diez millones de elementos técnicos. A su juicio, la utilización de un inventario de esa magnitud constituye una fuente relevante de errores, como los que recientemente afectaron a Transelec, y dificulta considerablemente la comprensión y fiscalización de los modelos tarifarios.

Por último, señaló que siempre que fuera necesario regular tarifas en ausencia de competencia, deben utilizarse los costos operacionales y los activos correspondientes a una empresa eficiente y no aquellos pertenecientes a las empresas reales sometidas a regulación, puesto que ello permitiría evitar distorsiones y aproximar el funcionamiento del mercado a las condiciones propias de un régimen de competencia efectiva.

El **Director Ejecutivo de Generadoras de Chile, señor Camilo Charme**, manifestó que, con independencia de las distintas opiniones que puedan existir sobre aspectos específicos de la iniciativa, observa una visión estratégica por parte del Gobierno. Explicó que dicha estrategia consiste, en una primera etapa, en abordar y ordenar aquellas materias que permanecen rezagadas, proponiendo soluciones para problemas acumulados en el tiempo.

No obstante, precisó que el proyecto de ley no resuelve todos los problemas de un sector tan relevante, estratégico y complejo como el sistema eléctrico. En consecuencia, sostuvo que resulta conveniente avanzar en la aprobación de esta iniciativa para posteriormente desarrollar, de manera conjunta entre el Ejecutivo, la industria y el Congreso Nacional, un trabajo orientado a abordar los problemas estructurales del sector y las soluciones de largo plazo que permitan asegurar su sostenibilidad.

A continuación, destacó que el mecanismo de contratos adjudicados mediante licitaciones constituye uno de los principales activos del sistema eléctrico chileno y estimó que el país debe sentirse orgulloso de dicho

instrumento. Señaló que diversas publicaciones especializadas y organismos internacionales reconocen el sistema chileno de licitaciones como un modelo exitoso.

Expuso que entre los años 1996 y 2025 la matriz energética nacional ha evolucionado desde un sistema predominantemente hidrotérmico hacia una matriz caracterizada por una importante participación de energías renovables, situando a Chile entre los países líderes en materia de transición energética. Indicó que la modificación introducida al sistema de licitaciones en el año 2015 permitió fortalecer las condiciones institucionales de certeza jurídica, predictibilidad y percepción de riesgo país, factores que favorecieron el interés de inversionistas internacionales por desarrollar proyectos en Chile.

Precisó que dicho proceso no obedece únicamente a las ventajas comparativas del país en materia de radiación solar o recursos eólicos, sino también al desarrollo de una institucionalidad construida de manera conjunta por los distintos gobiernos, el Congreso Nacional y el sector privado, aspecto que, también constituye un motivo de orgullo para el país.

Indicó que, en el transcurso de aproximadamente once años, Chile pasó de contar con una participación prácticamente inexistente de tecnologías renovables variables a convertirse en uno de los países líderes en esta materia. Explicó que un sistema institucional confiable genera mejores condiciones de financiamiento, lo que, a su vez, favorece la incorporación de nuevos actores, incrementa la competencia, contribuye a reducir los precios en el mediano y largo plazo y facilita el desarrollo de infraestructura. Agregó que actualmente el país no solo dispone de una importante infraestructura de generación renovable, sino también de una creciente incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías, los cuales fortalecen la resiliencia del sistema eléctrico. En ese contexto, afirmó que los contratos licitados han sido el principal mecanismo que permitió financiar las inversiones requeridas para dicha transformación.

Posteriormente, comparó la situación existente quince años atrás con la realidad actual. Señaló que anteriormente existía un número reducido de actores y una matriz energética de menor tamaño, con aproximadamente un 40% de participación renovable sustentada principalmente en centrales hidroeléctricas. En contraste, indicó que actualmente el país cuenta con una matriz altamente competitiva, integrada por empresas nacionales e internacionales que participan en los procesos de licitación; que la capacidad instalada se ha más que duplicado y que cerca del 70% de la matriz corresponde a energías renovables, de las cuales aproximadamente un 32% corresponde a generación solar.

Agregó que el promedio de participación de energías renovables en América Latina alcanza aproximadamente un 5%, mientras que Chile, pese a ser un sistema eléctricamente aislado del resto del continente y enfrentar un

bajo crecimiento económico, logró desarrollar un importante proceso de inversión en generación renovable.

Sostuvo que dichos resultados no son fruto del azar, sino consecuencia de un diseño institucional y de políticas públicas consistentes que han permanecido estables más allá de los distintos gobiernos.

Asimismo, destacó que los contratos licitados han permitido avanzar en el proceso de descarbonización acordado entre el sector público y privado, mediante el compromiso de retirar todas las centrales a carbón hacia el año 2040. Señaló que, a la fecha, aproximadamente un 43% de dichas centrales ya han sido retiradas o reconvertidas.

Precisó que este proceso se está desarrollando sin recurrir a subsidios públicos ni trasladar sus costos directamente a las cuentas eléctricas de los consumidores, a diferencia de lo ocurrido en otros países, como España y Alemania, donde los procesos de descarbonización han sido financiados mediante subsidios fiscales o recargos tarifarios. A su juicio, ello demuestra que Chile ha logrado implementar una estrategia acorde con su realidad económica y con las prioridades en el uso de los recursos públicos.

Añadió que el retiro de centrales a carbón implica necesariamente desarrollar nuevas inversiones capaces de reemplazar dicha capacidad de generación. Explicó que en el norte del país varias antiguas centrales térmicas estaban siendo transformadas en parques energéticos basados en energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento mediante baterías, inversiones que, según indicó, también son financiadas mediante los contratos de suministro.

Posteriormente, se refirió a las proyecciones de inversión futuras, señalando que el país aún se encuentra en una etapa inicial de dicho proceso de transformación. Explicó que la planificación energética de largo plazo contempla nuevas inversiones en energía solar, energía eólica y almacenamiento, de conformidad con los lineamientos establecidos en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), instrumento elaborado mediante el trabajo conjunto del Ejecutivo, el Congreso y la industria.

Indicó que dichas inversiones permiten aprovechar nuevas oportunidades de desarrollo económico, tales como la instalación de centros de datos destinados a inteligencia artificial, el fortalecimiento de la minería, el desarrollo de plantas desaladoras y la producción de nuevos combustibles, razón por la cual estimó que el sistema eléctrico debe analizarse de manera integral y no mediante el examen aislado de sus distintos segmentos.

En ese contexto, sostuvo que el sistema eléctrico colabora simultáneamente con los clientes libres, los clientes regulados, los distintos

segmentos de la industria y el Estado, constituyendo un ejemplo internacional de éxito.

A continuación, abordó la evolución del sistema de licitaciones de suministro eléctrico. Señaló que dicho mecanismo ha estado vigente durante varias décadas y que ha sido objeto de una importante reforma en el año 2015. Agregó que las licitaciones siempre han privilegiado las ofertas de menor precio dentro de cada proceso competitivo.

Indicó que las ofertas continuaron disminuyendo hasta los años 2021 y 2022, período a partir del cual comenzaron a incrementarse. Explicó que ello obedece, en primer lugar, a la aprobación de tres leyes que modificaron las condiciones originalmente pactadas en contratos previamente adjudicados. Señaló que dichos contratos han sido celebrados considerando determinadas condiciones tecnológicas, financieras y de riesgo país y que, al alterarse posteriormente dichas condiciones mediante modificaciones legales, aumentó el riesgo percibido por los inversionistas y, consecuentemente, el costo del financiamiento, lo que terminó reflejándose en mayores precios ofertados en las licitaciones posteriores.

Asimismo, recordó que en la licitación correspondiente a los años 2021 y 2022 algunas empresas presentaron ofertas a precios excesivamente bajos y posteriormente no pudieron cumplir los contratos adjudicados, situación que obligó al resto del sistema a asumir dichas obligaciones. En consecuencia, estimó necesario mantener especial atención respecto de las condiciones bajo las cuales participan las empresas en los procesos licitatorios.

Como segundo factor explicativo del incremento de los precios, señaló el impacto económico derivado de la pandemia, indicando que, según los antecedentes disponibles, el precio del acero aumentó aproximadamente un 80%, el del cemento un 43% y los costos de mano de obra cerca de un 28%, incrementos que afectaron especialmente a una industria que estaba desarrollando una nueva infraestructura basada en tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento.

Posteriormente, se refirió a las comparaciones internacionales relativas al costo de la electricidad. Manifestó que debe evitarse formular afirmaciones generales según las cuales Chile tendría las cuentas eléctricas más caras del mundo o de América Latina. Explicó que Generadoras de Chile había realizado comparaciones con países como Colombia, Perú, Uruguay, Argentina y República Dominicana, considerando las particularidades de cada uno de esos mercados.

Indicó que Perú dispone de abundantes recursos de gas natural, Brasil cuenta con un potencial hidroeléctrico excepcional y Colombia mantiene un sistema hidrotérmico relativamente similar al chileno. Sin embargo, sostuvo

que ninguno de esos países ha desarrollado un proceso de transformación energética equivalente al experimentado por Chile.

Agregó que una parte relevante del valor de las cuentas eléctricas chilenas corresponde al pago de la deuda acumulada y al Impuesto al Valor Agregado, componentes que representan aproximadamente un 25% del monto total de la cuenta. Señaló que, al excluir dichos conceptos, las tarifas chilenas resultan comparables con las observadas en otros países de la región. Asimismo, recordó que algunos países no aplican IVA a las cuentas de electricidad o mantienen importantes sistemas de subsidios públicos, circunstancias que también debe considerarse al efectuar comparaciones internacionales.

A continuación, sostuvo que la certeza para la inversión constituye un elemento esencial para mantener precios competitivos, dado que el acceso a mejores condiciones de financiamiento depende de la confianza que los mercados internacionales depositan en la institucionalidad del país. Agregó que los contratos de suministro también han permitido proteger a los consumidores frente a la volatilidad de los precios internacionales de la energía observada durante la pandemia y los conflictos internacionales, evitando que dichas alzas sean traspasadas directamente a los clientes finales.

Indicó que experiencias internacionales, como las de Texas, Inglaterra y España, demuestran las dificultades que enfrentan sistemas carentes de mecanismos similares de estabilización contractual.

Reiteró que el proyecto de ley no pretende resolver todos los desafíos estructurales del sistema eléctrico, sino ordenar diversas situaciones acumuladas durante los últimos años. Señaló que la principal virtud de la iniciativa consiste en identificar esos problemas, proponer soluciones concretas y permitir cerrar debates que se han prolongado excesivamente en el tiempo.

Manifestó que, desde la perspectiva del segmento de generación, el proyecto contempla adecuadamente los principios que deben regir el mecanismo de renegociación de contratos, destacando que este tendría carácter excepcional, aplicable por una sola vez, voluntario y administrado por la Comisión Nacional de Energía mediante negociaciones bilaterales con cada empresa, siempre orientadas a procurar reducciones en el precio de la energía.

Asimismo, señaló que la aprobación del proyecto permite abrir un espacio institucional para abordar las reformas estructurales que, a juicio de Generadoras de Chile, resultan indispensables para modernizar el mercado eléctrico. Entre ellas, mencionó la modernización del mercado mayorista, el perfeccionamiento del mercado de atributos de seguridad, el fortalecimiento de la competencia en el segmento de generación y la modernización de la institucionalidad regulatoria y del Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, sostuvo que dichas reformas permiten reducir los precios de la energía, mejorar la calidad del sistema eléctrico, atraer nuevas inversiones y generar mayores oportunidades de empleo, capacitación y desarrollo profesional para el país.

Posteriormente, el **Honorable Senador señor Trisotti** destacó que, a partir de las distintas presentaciones, se advierte una visión ampliamente compartida respecto de la necesidad de avanzar en la tramitación del proyecto de ley. Señaló que existe consenso no solo en cuanto a la importancia de resolver los problemas de corto plazo que enfrenta actualmente el sector, sino también respecto de la conveniencia de introducir una serie de modificaciones estructurales. No obstante, indicó que algunas de esas materias requieren de un mayor grado de revisión para asegurar que el proyecto produzca plenamente los efectos que persigue.

A continuación, formuló diversas consultas dirigidas a los expositores y al Ejecutivo. En primer lugar, se dirigió al Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas refiriéndose al reconocimiento de los intereses devengados sobre la deuda tarifaria, materia que también fue abordada por otros expositores. Consultó cuál sería el impacto que tendría para los usuarios finales el reconocimiento íntegro de dichos intereses, en comparación con la alternativa de no reconocerlos en su totalidad.

Asimismo, relacionó dicha consulta con la propuesta sobre aplicar el mecanismo previsto en la ley inmediatamente después de la publicación del decreto tarifario, sin esperar el siguiente período tarifario. Solicitó que se explicaran las consecuencias concretas que tendría mantener la situación actualmente prevista, particularmente en materia de inversiones y calidad del servicio, requiriendo además que el Ejecutivo pudiera referirse a dicha materia en términos prácticos y específicos.

Posteriormente, hizo referencia a las exposiciones del Director Ejecutivo de ACENOR y del Instituto Libertad y Desarrollo, particularmente respecto de las observaciones formuladas al artículo 183 ter del proyecto de ley. En ese contexto, consultó cómo podría evitarse el eventual doble pago que, según lo expuesto, podría producirse entre los clientes libres conectados a redes de distribución y los clientes regulados, solicitando que se explicaran los efectos concretos que dicha situación podría generar.

Con el propósito de ilustrar su consulta, señaló como ejemplo la situación de la comuna de Pica, en su región, donde existe una única línea de transmisión de media tensión que sufre interrupciones frecuentes, tanto por accidentes como por robos de cables, situación que ocasiona graves consecuencias para los consumidores. En ese sentido, indicó que una normativa como la contemplada en el artículo 183 ter podría contribuir a mejorar la calidad del servicio y reducir la frecuencia de los cortes de suministro.

Finalmente, dirigió una consulta al Ejecutivo acerca del mecanismo de financiamiento del subsidio contemplado en el proyecto. Señaló que durante las exposiciones se planteó la conveniencia de establecer un financiamiento de carácter fiscal, similar al mecanismo utilizado para el subsidio al consumo de agua potable.

En ese contexto, solicitó que el Ejecutivo explicara las razones que fundamentaban el diseño propuesto en el proyecto, precisando si se pretende mantener el mismo mecanismo de financiamiento vigente hasta hace algunos meses, las razones que justificaban dicha decisión y si existe la posibilidad de establecer algún tipo de subsidio financiado directamente con recursos estatales. En caso contrario, pidió que se explicaran las razones de inconveniencia, improcedencia o disponibilidad de recursos que impedían avanzar en esa alternativa.

Por su parte, la **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, manifestó que existe coincidencia entre los distintos expositores en cuanto a la necesidad de resolver el problema de la deuda acumulada. Agregó que también se observa una valoración general favorable respecto del mecanismo propuesto para enfrentar dicha situación, sin perjuicio de las distintas opiniones existentes sobre aspectos específicos del proyecto, los cuales siempre pueden ser objeto de perfeccionamientos.

En ese contexto, informó que el Ministerio ha sostenido conversaciones con la Presidenta de la Comisión y con los equipos técnicos con el objeto de elaborar un protocolo que permita resguardar determinadas materias durante la implementación del proyecto, una vez que este se convirtiera en ley de la República.

A continuación, abordó la consulta formulada por el Honorable Senador señor Trisotti, relativa al subsidio eléctrico. Recordó que dicha materia ya había sido tratada en una sesión anterior, oportunidad en la que se analizó la posibilidad de establecer un mecanismo permanente de apoyo a las familias, independiente de las medidas destinadas al pago de la deuda acumulada.

Explicó que la deuda mantenida con las empresas generadoras asciende aproximadamente a cuatro mil millones de dólares, a los que se suman cerca de dos mil millones de dólares por concepto de intereses, y que dicha situación ha sido enfrentada mediante un subsidio cuyo término está previsto para el presente año. Precisó que la modificación legal actualmente en discusión tiene por objeto extender ese subsidio durante el año 2027.

Agregó que, tal como se ha planteado en la Comisión, además del problema asociado al pago de la deuda, existe la necesidad de analizar la implementación de un subsidio permanente para las familias, similar al existente en el sector sanitario. En ese sentido, señaló que el Ejecutivo ha

asumido el compromiso de constituir un grupo de trabajo destinado a estudiar dicha materia de manera independiente de la presente iniciativa legal, por cuanto el proyecto en tramitación persigue un objetivo específico, consistente en resolver la deuda con las empresas distribuidoras y abordar otras materias puntuales vinculadas a ella.

Informó que dicho compromiso se mantiene vigente y que, conforme a la planificación del Ministerio, el día 20 de agosto se dará inicio a un trabajo permanente destinado a abordar una reforma integral de la legislación sobre distribución eléctrica. Agregó que dicho proceso tendrá carácter institucional y público, manifestando el interés del Ejecutivo en contar con la participación de los integrantes de la Comisión.

Posteriormente, se refirió a las consultas relacionadas con las precisiones y modificaciones introducidas por el proyecto en otras materias. Al respecto, señaló que solicita que el encargado de la División de Mercados Eléctricos del Ministerio explique los aspectos técnicos relativos al impacto del reconocimiento de los intereses, la aplicación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y la conveniencia o no de aplicar inmediatamente el nuevo mecanismo.

Sostuvo que no todas las medidas pueden ejecutarse de manera inmediata y que el objetivo del Ejecutivo consiste precisamente en regularizar los procesos pendientes, actualizar los procedimientos y evitar que, en el futuro, continúen produciéndose retrasos en la dictación de los decretos tarifarios.

Finalmente, respecto de las observaciones formuladas al artículo 183 ter y al eventual doble pago, señaló que solicita igualmente que dichas materias fueran explicadas por el jefe de la División de Mercados Eléctricos, precisando que el propio proyecto de ley establece expresamente la prohibición de que se produzca un doble pago, razón por la cual dicha garantía ha sido incorporada de manera explícita en el articulado.

Enseguida, el **Jefe de la División de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía, señor Jaime Gallegos**, se refirió al tratamiento previsto para el proceso tarifario correspondiente al VAD 2024-2028. Explicó que la propuesta responde a la necesidad de regularizar los plazos de los procesos tarifarios. Indicó que el proceso VAD 2024-2028 presenta actualmente un retraso que, si bien no alcanza la magnitud experimentada por el proceso VAD 2020-2024 —el cual dio origen a la deuda cuya regularización constituye uno de los objetivos del proyecto de ley—, igualmente implica la mantención de un retraso estructural que se proyecta sobre los procesos tarifarios posteriores si no se adoptan medidas correctivas.

En ese contexto, señaló que la finalidad de la norma es evitar que los clientes regulados continúen expuestos a nuevos procesos de reliquidación derivados de atrasos en la dictación de los decretos tarifarios.

Precisó que, para alcanzar dicho objetivo, el proyecto contempla normas destinadas, por una parte, a otorgar continuidad al decreto tarifario de transmisión y, por otra, a ampliar el período de vigencia del decreto tarifario correspondiente al VAD 2024-2028, permitiendo que este concluya en el año 2030.

Indicó que, una vez regularizado dicho proceso, las tarifas correspondientes al período 2030-2034 comenzarían a regir sin retrasos y, por consiguiente, sin generar nuevos procesos de reliquidación para los clientes regulados.

Agregó que las diferencias tarifarias derivadas del retraso actualmente existente serían incorporadas a las tarifas que entrarían en vigencia a partir del año 2030, evitando la realización de procesos intermedios de reliquidación.

Posteriormente, se refirió al tratamiento de los intereses asociados a dichas diferencias tarifarias. Al respecto, explicó que el proyecto de ley propone reconocer los intereses generados hasta la fecha de publicación de la ley respecto de la deuda que eventualmente se origina como consecuencia de dicho proceso tarifario. Precisó que, con posterioridad a esa fecha, los saldos pendientes serían objeto únicamente de reajustes conforme a la variación del Índice de Precios al Consumidor, con el propósito de mitigar el impacto que dichas obligaciones generen sobre los usuarios.

A continuación, abordó la consulta relativa al eventual doble pago asociado a las obras urgentes de distribución contempladas en el nuevo artículo 183 ter del proyecto de ley. Sobre esta materia, señaló que el propósito de la disposición es precisamente asegurar que la ejecución de dichas obras no implique un doble pago de las instalaciones de distribución.

Indicó que el Ejecutivo es plenamente consciente de dicha preocupación y que, durante la implementación de la norma, es fundamental distinguir entre las inversiones que ya son remuneradas mediante el modelo de empresa eficiente —tal como ha sido expuesto durante la presentación del representante de ACENOR— y aquellas obras adicionales destinadas a mejorar la calidad del servicio que excedieran los elementos considerados en dicho modelo.

Precisó que estas últimas serían financiadas a través del mecanismo establecido en el artículo 183 ter, por tratarse de inversiones urgentes y necesarias para fortalecer la calidad del servicio de distribución eléctrica.

Finalmente, explicó que el proyecto incorpora un nuevo numeral al artículo 183 ter, mediante el cual se dispone que las referidas obras deben ser consideradas en el diseño de la empresa modelo. Aclaró que ello no tiene por objeto reconocer nuevamente dichas inversiones dentro de la valorización de la empresa eficiente, sino asegurar que las eficiencias derivadas de la ejecución de estas obras de mejoramiento de la calidad del servicio sean incorporadas al cálculo tarifario y, en consecuencia, se reflejen posteriormente en las tarifas aplicables a los clientes regulados, permitiendo que estos también se beneficien de tales eficiencias.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, comentó que tiene dudas, particularmente en relación con el eventual doble pago contemplado en el proyecto.

A continuación, dirigió una consulta al Ejecutivo respecto de las observaciones formuladas por ACENOR en relación con el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) y la extensión del subsidio eléctrico. Señaló que una de las observaciones planteadas por dicha asociación consiste en que el Fondo de Estabilización de Tarifas sería financiado mayoritariamente con recursos provenientes de los clientes regulados, es decir, de las cuentas residenciales y de aquellos clientes libres que mantienen contratos directos de suministro. Agregó que ACENOR había expuesto que, durante los años 2024 y 2025, los clientes libres habrían aportado más de 288 mil millones de pesos al Fondo, observación que coincide con lo señalado por el Instituto Libertad y Desarrollo en cuanto a que dicho subsidio no es financiado con recursos fiscales, sino mediante un sistema de subsidios cruzados.

Indicó que, si bien comparte la utilización de mecanismos de solidaridad, le preocupa que, al socializar una deuda originada principalmente en dos regiones específicas, terminen contribuyendo familias de menores ingresos para financiar obligaciones que eventualmente correspondieran a clientes comerciales o a emprendimientos.

En ese contexto, consultó por qué la extensión del subsidio eléctrico se limita únicamente al año 2027 y continúa financiándose con cargo al Fondo de Estabilización de Tarifas y no mediante recursos provenientes del presupuesto general de la Nación, considerando que el diseño original del Fondo fue concebido para financiar la deuda derivada del congelamiento tarifario y no para sostener políticas sociales de carácter permanente.

Asimismo, señaló que, dado que el Ministro de Hacienda manifestó públicamente que no está disponible para financiar dicho subsidio con recursos fiscales, solicitó a la señora Ministra precisar cuál es la disponibilidad efectiva de recursos del Fondo y de qué manera se financiaría la extensión del subsidio durante el año 2027.

Posteriormente, se refirió a la modificación propuesta al artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativa a los decretos de racionamiento. Indicó que la nueva causal incorporada por el proyecto hace referencia a “cualquier otra circunstancia que determine la insuficiencia del sistema para abastecer los consumos”, razón por la cual consultó qué tipo de eventos se busca comprender mediante esa causal residual, además de los casos tradicionales de sequía, fallas prolongadas de centrales generadoras u otros eventos extraordinarios.

Asimismo, preguntó si el proyecto contempla mecanismos de resguardo para evitar que problemas originados en la infraestructura de transmisión o distribución, cuyos responsables pudieran ser distintos de las empresas generadoras, terminaran siendo cubiertos mediante la aplicación del artículo 163, trasladando finalmente esos costos a los consumidores.

A continuación, retomó las observaciones formuladas por el Instituto Libertad y Desarrollo respecto de los artículos 183 y 183 ter del proyecto de ley. Manifestó que las inquietudes planteadas sobre el riesgo de doble pago y sobre la posibilidad de que un mecanismo excepcional se convierta en una regla permanente coincide con diversas presentaciones efectuadas durante la jornada y con las consultas formuladas por el Honorable Senador señor Trisotti.

Señaló que el propio proyecto reconoce el riesgo de doble pago, circunstancia que justifica la incorporación de una regulación específica en el artículo 183 ter. No obstante, observó que, según lo expuesto por ACENOR, dicha solución solo resulta plenamente aplicable en el siguiente proceso tarifario correspondiente al período 2028-2030.

En consecuencia, consultó qué mecanismos utilizaría el Ministerio para evitar un eventual doble pago durante la vigencia del actual período tarifario y cuál es la evidencia técnica que sustenta el diseño de dichos planes de inversión.

En particular, señaló que, conforme a antecedentes proporcionados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, las reducciones significativas de interrupciones del suministro se han producido principalmente mediante grandes obras excepcionales y no a través de obras menores o habituales. Por ello, solicitó conocer cuáles han sido los fundamentos técnicos utilizados por el Ministerio para diseñar el alcance de los planes de inversión contemplados en el proyecto.

Seguidamente, preguntó cuál es el efecto que tiene la valorización de las instalaciones de transmisión sobre las tarifas aplicables a los clientes residenciales, particularmente considerando que el artículo undécimo del proyecto establece una ventana temporal cuya vigencia debe concluir en algún momento.

Asimismo, indicó que una parte importante de las dudas de la Comisión se concentra en el artículo duodécimo transitorio, razón por la cual solicitó conocer el efecto que tiene sobre las tarifas de los clientes del país el mecanismo de socialización parcial de las alzas correspondientes a las regiones de Los Ríos y Los Lagos.

Recordó que, durante la sesión anterior, la Comisión le consultó al Ejecutivo si se habían evaluado alternativas distintas a la socialización de dichos incrementos tarifarios, mencionando como ejemplo la situación experimentada por la Región de Atacama durante el año 2024, oportunidad en la cual se había propuesto focalizar un mayor número de subsidios o incrementar el monto del beneficio en los territorios afectados, evitando trasladar esos mayores costos a las familias del resto del país.

En ese contexto, solicitó conocer qué porcentaje de los clientes ubicados en las regiones de Los Ríos y Los Lagos corresponden a empresas medianas, hoteles, casinos, industrias u otros clientes no residenciales que también se verían beneficiados por la rebaja propuesta.

Asimismo, consultó durante cuánto tiempo se mantendrá el mecanismo de socialización del impacto tarifario para los clientes del resto del país y qué posibilidades existen de limitar dicho beneficio exclusivamente a los clientes pertenecientes al 60% más vulnerable del Registro Social de Hogares en esas regiones.

Formuló una consulta respecto del artículo 13 del proyecto, relativo a la modificación de contratos de suministro. Preguntó cuál es la disposición del Ejecutivo para incorporar indicaciones que permitan asegurar que dicha facultad se aplicara únicamente respecto de contratos con precios elevados cuyo objeto fuera rebajar las tarifas eléctricas.

Asimismo, consultó si existe disposición para excluir de dicho mecanismo aquellos contratos próximos a expirar, particularmente los que restaran menos de doce meses para su término, y para establecer expresamente que la renegociación contractual solo pueda activarse cuando tuviera por finalidad disminuir las tarifas, evitando cualquier utilización que pudiera derivar en situaciones perjudiciales para los consumidores.

Por último, señaló que comparte la necesidad de atender la urgencia legislativa existente para despachar el proyecto antes del 31 de julio. Sin embargo, advirtió que dicha urgencia no debe impedir que el Congreso desarrolle un debate profundo sobre materias de carácter estructural, considerando que las decisiones que se adopten tendrán un impacto directo sobre el costo de las cuentas de electricidad que deben pagar las familias.

Enseguida, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., señor Juan Meriches**, se refirió al mecanismo contemplado

en el proyecto de ley que habilita la realización de inversiones en distribución eléctrica.

Al respecto, manifestó haber escuchado diversas intervenciones en defensa del esquema de empresa modelo y de su eficiencia. Sin embargo, sostuvo que dicho modelo es precisamente el que ha conducido a la situación actual del sistema de distribución, calificándolo como un modelo obsoleto.

Indicó que dicha apreciación se encuentra respaldada por diversos diagnósticos elaborados por organismos especializados, entre ellos la Agencia Internacional de Energía, el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería, la Universidad Adolfo Ibáñez y el comité de expertos convocado por el gobierno anterior al término de su mandato.

En ese contexto, señaló que resulta necesario avanzar hacia mecanismos que permitan realizar inversiones adicionales, más allá de aquellas destinadas exclusivamente al cumplimiento de los estándares regulatorios vigentes.

Como antecedente, indicó que durante el año 2020 las empresas distribuidoras invirtieron aproximadamente 189 mil millones de pesos, mientras que en el año 2025 dichas inversiones alcanzaron los 556 mil millones de pesos, lo que representa un incremento cercano al 194%.

Añadió que, si bien prácticamente la totalidad de las comunas del país cumple actualmente con los estándares de calidad establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la experiencia reciente demuestra que dicho cumplimiento no es suficiente.

Señaló que los eventos climáticos registrados en los últimos días evidencian la necesidad de desarrollar inversiones destinadas a fortalecer la resiliencia de las redes y mejorar la calidad del servicio eléctrico. Precisó que dichas inversiones deben ser remuneradas en el largo plazo y manifestó que, en ningún caso, ello debe traducirse en un doble pago por parte de los usuarios.

Sobre este punto, afirmó que existe consenso en torno a la necesidad de evitar cualquier doble remuneración y que, en consecuencia, el proyecto de ley debe garantizar expresamente dicho resguardo, ya fuera mediante la redacción actualmente propuesta o mediante las modificaciones que eventualmente se introdujeran durante la tramitación legislativa.

No obstante, sostuvo que pretender enfrentar los desafíos derivados del cambio climático utilizando exclusivamente las herramientas contempladas en el actual modelo de empresa eficiente implica desconocer la realidad que enfrenta el sistema eléctrico.

Indicó que se requieren nuevas herramientas para responder a esos desafíos y que, si bien posteriormente podría debatirse si dichas herramientas deben incorporarse de manera permanente al modelo regulatorio, el mecanismo contemplado en el proyecto constituye únicamente un instrumento complementario que habilita la posibilidad de ejecutar determinadas inversiones, sin imponer la obligación de realizarlas.

Agregó que ello permite al Estado disponer de una herramienta adicional para definir inversiones específicas en determinados sectores y para objetivos concretos, destinadas a superar los estándares mínimos actualmente exigidos por la normativa.

En ese sentido, señaló que el propósito de dichas inversiones no es simplemente cumplir las exigencias regulatorias vigentes, sino elevar el nivel de calidad del servicio, evitando que determinadas interrupciones prolongadas del suministro continúen justificándose bajo la figura de la fuerza mayor.

Manifestó que el mecanismo propuesto, junto con las definiciones reglamentarias que posteriormente deben desarrollarse, constituye una herramienta adecuada para avanzar en ese objetivo.

Posteriormente, se refirió a las observaciones formuladas respecto de los denominados subsidios cruzados. Indicó que el sistema eléctrico ya contempla actualmente diversos mecanismos de esa naturaleza, mencionando, entre otros, los asociados al reconocimiento de la generación local y a otros instrumentos regulatorios existentes, por lo que los subsidios cruzados no constituyen una innovación introducida por el proyecto de ley.

Asimismo, señaló que el mecanismo propuesto permite que aproximadamente el 70% de las comunas del país enfrenten un menor costo que el que resultaría de aplicar el esquema actualmente vigente.

Advirtió que, si el proyecto de ley no es aprobado antes del término del año, las empresas distribuidoras se encuentran obligadas, conforme a instrucciones impartidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a iniciar el proceso de cobro de las reliquidaciones pendientes, lo que implicaría incorporar dichas deudas a las cuentas de electricidad a partir del mes de agosto.

Precisó que, bajo el mecanismo propuesto, comunas como Copiapó y Rancagua, entre otras, pagarían menos que bajo el esquema actualmente vigente.

Se refirió al tratamiento de los intereses asociados a la deuda tarifaria. Al respecto, señaló que la legislación vigente ya contempla expresamente el reconocimiento de intereses respecto de las deudas derivadas de estos procesos, precisando que lo anterior no consiste en solicitar

beneficios adicionales, sino únicamente la aplicación de las reglas actualmente establecidas en el ordenamiento jurídico.

Finalmente, afirmó que los usuarios no han solicitado la postergación de las tarifas ni el retraso de los procesos tarifarios, del mismo modo que tampoco lo ha hecho la industria, y señaló que, precisamente por esa razón, la expectativa de las empresas distribuidoras es que se aplique la legislación vigente y se respeten las reglas y el Estado de Derecho que regula dichos procesos.

Respecto a la inquietud planteada por el Honorable Senador señor Trisotti acerca del eventual doble pago asociado a los planes de inversión contemplados en el proyecto de ley, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), señor Juan Ignacio Gómez**, indicó que es necesario distinguir tres momentos distintos para analizar adecuadamente dicha situación.

En primer lugar, explicó que la modificación propuesta al artículo 183 ter incorpora un conjunto de restricciones que deben ser consideradas en el estudio de costos mediante el cual se construye la empresa modelo. Precisó que dichas modificaciones solo tendrían aplicación a partir del siguiente período tarifario, dado que el proceso tarifario actualmente vigente ya había sido elaborado y las tarifas correspondientes ya se encuentran determinadas y en aplicación. Señaló que ello permitiría, en términos generales, descontar las inversiones efectuadas, evitando un doble reconocimiento de las mismas.

No obstante, planteó que surge una primera interrogante respecto del período comprendido entre la eventual aprobación de la ley y el inicio del siguiente proceso tarifario, etapa durante la cual la nueva norma aún no podría aplicarse debido a que el estudio tarifario vigente ya se encuentra concluido y las tarifas correspondientes ya están siendo cobradas.

Al respecto, sostuvo que existe una solución que no requiere una modificación legal y que, además, resulta consistente con el objetivo compartido de evitar el doble pago. Explicó que, dado que las tarifas de distribución corresponden a tarifas máximas, sería posible ajustarlas en aquellos casos en que las empresas ejecutaran o no las inversiones especiales contempladas en el proyecto.

Agregó que el ejemplo planteado por el Honorable Senador señor Trisotti respecto de la localidad de Pica resulta particularmente ilustrativo. Señaló que conoce dicha zona y estima que constituye precisamente uno de los casos paradigmáticos en los cuales resulta necesario ejecutar inversiones de gran magnitud y de carácter estructural, para las cuales el mecanismo propuesto en el proyecto resulta plenamente adecuado.

Explicó que una de las críticas formuladas al modelo de empresa eficiente consiste en que dicho esquema reconstruye conceptualmente la red cada cuatro años, lo cual beneficia a los clientes al impedir que las ineficiencias propias de las empresas sean trasladadas a las tarifas, pero, al mismo tiempo, dificulta el incentivo para desarrollar inversiones cuyos beneficios exceden el horizonte del período tarifario.

En ese sentido, sostuvo que una empresa difícilmente tendría incentivos para ejecutar una inversión con un horizonte de veinte años si dicha inversión solo es considerada durante los primeros cuatro años del proceso tarifario.

Indicó que, cuando se trata de proyectos como el soterramiento de redes, el recambio masivo de medidores o la incorporación de nuevas tecnologías en la infraestructura de distribución, el mecanismo previsto en el proyecto resulta plenamente apropiado.

Añadió que es conveniente que la propia norma establezca expresamente que este instrumento está destinado a ese tipo de inversiones de gran envergadura, ya que, de no hacerlo, podría generarse un incentivo para financiar mediante este mecanismo inversiones menores, como el reemplazo de transformadores u otras obras habituales, respecto de las cuales el proyecto no establece actualmente resguardos específicos sobre su finalidad.

Precisó que el texto únicamente regula la convocatoria, la evaluación y la valorización eficiente de dichas inversiones, pero no delimita con suficiente claridad el tipo de obras que deben acogerse a este régimen excepcional.

Reiteró que el propósito del mecanismo debe ser financiar inversiones respecto de las cuales el esquema vigente no genera incentivos suficientes, particularmente aquellas de carácter estructural y de largo plazo.

Concluyó, respecto de esta primera etapa, que el problema del eventual doble pago durante el período tarifario vigente puede resolverse mediante ajustes tarifarios aplicables en los casos que corresponda.

Agregó que, si existiera una disposición legal que expresamente habilitara dicho mecanismo o facultara a la Superintendencia para verificar su correcta aplicación —materia que, recordó, corresponde a una iniciativa exclusiva del Ejecutivo—, ello facilitaría su implementación.

No obstante, sostuvo que, incluso en ausencia de una modificación legal, las propias empresas disponen de herramientas para efectuar dichos ajustes, precisamente porque las tarifas de distribución constituyen tarifas máximas.

En segundo lugar, señaló que el siguiente período tarifario no presenta inconveniente, puesto que, tal como explicó previamente el Jefe de la División de Mercados Eléctricos del Ministerio de Energía, la modificación introducida al artículo 183 ter permite resolver adecuadamente el problema del doble pago durante los procesos tarifarios futuros.

Indicó que subsiste una tercera situación, de carácter más bien técnico y de menor urgencia, relacionada con el funcionamiento del sistema de fijación tarifaria. Explicó que, con el objeto de evitar la fijación individual de tarifas para cada empresa distribuidora, la legislación vigente establece la determinación de doce áreas típicas, dentro de las cuales existen empresas de referencia cuyas tarifas sirven posteriormente para fijar las tarifas aplicables a las demás empresas pertenecientes a la misma área.

Precisó que, tras la reforma de 2019, algunas de dichas áreas típicas corresponden exclusivamente a cooperativas eléctricas. Agregó que dichas cooperativas han experimentado algunos de los mayores incrementos tarifarios derivados de las reliquidaciones, debido a que la reforma permitió reconocer de mejor manera los costos reales de prestación del servicio.

Señaló que ello podría explicar, al menos parcialmente, algunas de las situaciones observadas en las regiones de Los Ríos y Los Lagos, donde existe una importante presencia de cooperativas eléctricas.

Explicó que el funcionamiento del sistema implica que la tarifa determinada para la empresa de referencia de un área típica es posteriormente aplicada a las restantes empresas comprendidas dentro de esa misma área, siempre que compartan características similares en cuanto a densidad de la red, ubicación geográfica y demás criterios establecidos por la normativa.

En consecuencia, planteó que en futuros procesos tarifarios podría producirse la situación de que la empresa de referencia hubiera ejecutado determinadas inversiones sujetas al mecanismo del artículo 183 ter, mientras que las demás empresas del área típica no las hubieran realizado, o viceversa.

En ese escenario, sostuvo que sería necesario analizar de qué manera deberían ajustarse las tarifas para que el mecanismo incorporado mediante el nuevo numeral 6 del artículo 183 recogiera adecuadamente las diferencias derivadas de las inversiones efectuadas por cada empresa.

Por último, señaló que dicha situación constituye un problema de carácter futuro y no una dificultad inmediata para la implementación del proyecto. Sin embargo, estimó importante dejar constancia de dicha observación, considerando que los procesos regulatorios suelen extenderse en el tiempo y es conveniente anticipar ese tipo de efectos durante la discusión legislativa.

El **Director Ejecutivo de la Asociación de Generación Renovable (AGR), señor Rafael Loyola**, se abstuvo de formular observaciones adicionales, por cuanto estimó que las materias consultadas ya fueron abordadas de manera adecuada por los demás participantes de la audiencia.

A continuación, el **investigador del Instituto Libertad y Desarrollo, señor Alberto Herrera**, manifestó su concordancia con lo señalado por el Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., en cuanto a la necesidad de actualizar el modelo de empresa eficiente para adecuarlo a los nuevos estándares que enfrenta el sistema eléctrico.

Asimismo, expresó su coincidencia con lo planteado por el Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), respecto de la conveniencia de considerar mecanismos de ajuste tarifario para abordar las situaciones planteadas durante la discusión.

Finalmente, en relación con el artículo 183 ter del proyecto de ley, señaló que podría evaluarse la incorporación de una disposición que estableciera expresamente que dicho mecanismo debe aplicarse únicamente en situaciones excepcionales, de manera estrictamente acotada y mediante un procedimiento de implementación expedito.

Por su parte, el **ingeniero asesor de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile A.G. (CONADECUS), señor Óscar Cabello**, en primer término, señaló que el modelo de empresa eficiente ha sido objeto de numerosas críticas y sostuvo que ello obedece, en gran medida, a que dicho modelo no ha sido debidamente actualizado ni adaptado a las nuevas condiciones del sector.

Indicó que un modelo que permanece prácticamente sin modificaciones durante veinte o treinta años difícilmente puede responder adecuadamente a las necesidades actuales del sistema eléctrico.

A modo de referencia, comentó que, en el sector de las telecomunicaciones, los modelos de empresa eficiente utilizados para la determinación de tarifas de interconexión son actualizados de manera permanente.

Explicó que, en dicho ámbito, resulta impensable utilizar tecnologías propias de las décadas de 1980 o 1990 para modelar una empresa eficiente contemporánea, ya que la evolución tecnológica es incorporada de forma continua en los procesos regulatorios.

Agregó que, si las empresas reguladas están siendo sometidas a mayores exigencias técnicas en materia de calidad del servicio, tales requerimientos necesariamente deben incorporarse al modelo de empresa

eficiente, lo que implica reconocer la necesidad de realizar mayores inversiones.

Precisó que no existe inconveniente alguno en que dichas inversiones excedan el período tarifario de cuatro o cinco años utilizado para el cálculo de las tarifas, puesto que aquellas inversiones que no sean completamente amortizadas dentro de dicho período son reconocidas mediante el valor residual correspondiente, el cual se incorpora automáticamente al cálculo tarifario y produce el ajuste respectivo en las tarifas.

Por ello, sostuvo que el problema no radica en el modelo de empresa eficiente en sí mismo, sino en la forma en que este está siendo aplicado, señalando que una correcta aplicación del modelo conduce a resultados distintos.

Asimismo, manifestó que CONADECUS tiene una preocupación respecto de la posibilidad de que puedan producirse situaciones de doble cobro.

Por otra parte, expresó que el modelo de empresa eficiente no debe quedar regulado en detalle mediante una ley, sino que debe constituir una materia de carácter reglamentario. En su opinión, la ley debe limitarse a establecer la obligación de utilizar un modelo de precios eficientes, correspondiendo a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Energía regular los aspectos técnicos y metodológicos mediante normas administrativas.

Sostuvo que incorporar este tipo de materias directamente en la ley hace que esta adquiriera un elevado nivel de complejidad y rigidez, dificultando además su comprensión.

A continuación, se refirió a la rentabilidad de las empresas reguladas. Señaló que, según antecedentes observados en períodos anteriores, en diversas ocasiones las empresas reguladas han alcanzado niveles de rentabilidad superiores a los previstos para la empresa eficiente.

Indicó que, mientras la rentabilidad considerada para la empresa eficiente se sitúa en torno al cinco o seis por ciento, algunas empresas reguladas han obtenido rentabilidades del ocho, diez o incluso doce por ciento. A su juicio, ello obedece a dos causas: que el modelo regulatorio ha sobreestimado los costos de la empresa eficiente respecto de los costos reales, o bien que las empresas reguladas han reducido sus gastos de mantenimiento, mejorando así su rentabilidad de corto plazo sin cumplir plenamente las exigencias establecidas por la regulación vigente. Agregó que esta última situación puede observarse en los episodios de interrupción del suministro registrados en distintas oportunidades.

Manifestó que resulta necesario efectuar una revisión profunda no solo del modelo de empresa eficiente, sino también del proceso de transición energética. Además, precisó que no se opone a la transición energética y, por el contrario, la considera positiva, pero estima que su implementación debe sustentarse en mecanismos propios de un mercado competitivo.

En ese contexto, sostuvo que el impulso otorgado al proceso de transición ha generado un incremento significativo de los costos sistémicos del sistema eléctrico. Indicó que dichos costos, que anteriormente ascendían aproximadamente a medio dólar, actualmente se sitúan en torno a veinte dólares y podrían continuar aumentando. Añadió que esos costos, que anteriormente eran asumidos por las empresas generadoras e incorporados indirectamente en las tarifas, actualmente son trasladados directamente a los consumidores, situación similar a la observada respecto de los costos de transmisión.

En consecuencia, expresó que, a su juicio, el mercado eléctrico carece de un funcionamiento competitivo efectivo y requiere una revisión profunda. Como ejemplo, señaló que las empresas generadoras que desarrollan proyectos de generación renovable deben asumir directamente los costos asociados a sus propios sistemas de respaldo eléctrico, en lugar de trasladarlos al conjunto de los usuarios y, especialmente, al consumidor final.

Indicó que, si una empresa generadora —incluidos los pequeños medios de generación distribuida (PMGD)— requiere garantizar suministro durante las veinticuatro horas del día, debe contratar los mecanismos de respaldo correspondientes para cubrir los períodos en que no pueda generar energía.

Por último, señaló que aún existen numerosas materias pendientes de revisión en el funcionamiento del mercado eléctrico y que este incorpora un nivel insuficiente de competencia efectiva.

El **Director Ejecutivo de Generadoras de Chile, señor Camilo Charme**, señaló que un sistema diseñado adecuadamente, y que puede actualizarse en el futuro, basado en contratos adjudicados mediante procesos de licitación, permite realizar una verdadera transformación de la industria de generación eléctrica. Indicó que dicha transformación también está permitiendo que otras industrias puedan beneficiarse de ella, como la minería y la desalación, y que próximamente también podrá observarse su impacto en los centros de datos para inteligencia artificial.

Expresó que los procesos son competitivos en cada caso y que no se debe caer en un revisionismo histórico. Señaló que las circunstancias actuales son distintas a las existentes hace 15 o 10 años, situación que se observa en toda industria que atraviesa procesos de disrupción tecnológica. Como ejemplo, indicó que a nadie se le ocurriría solicitar a las empresas de

telecomunicaciones que reintegren el valor pagado por un teléfono inteligente adquirido hace 10 años, argumentando que actualmente la tecnología es distinta, más eficiente y cuenta con mejores sistemas. Señaló que una situación similar se observa en el transporte eléctrico, donde actualmente el acceso a esta tecnología, particularmente en el transporte público eléctrico, será más eficiente debido a que las disrupciones tecnológicas permiten acumular economías de escala y de alcance.

Asimismo, indicó que en el sistema de contratos chileno se ha conformado un conjunto de contratos provenientes de distintas licitaciones, generándose un promedio que beneficia al sistema, elemento que también debe ser protegido. Señaló que, en otros países, este mecanismo de protección no existe y que los clientes regulados han experimentado sus efectos, tal como se ha señalado en otras instancias.

Respecto del proyecto de ley, manifestó que este presenta los elementos básicos para que las empresas puedan concurrir a trabajar con el órgano técnico correspondiente, la Comisión Nacional de Energía (CNE), y analizar la mejor solución para cada caso concreto, con el objetivo de optimizar los contratos considerando las circunstancias actuales. Agregó que comparte que las soluciones específicas no formen parte de este proyecto de ley, dado que no están dentro de su alcance.

Finalmente, señaló que el trabajo debe orientarse a la modernización del sistema, coincidiendo en este punto con los planteamientos de CONADECUS. Indicó que Generadoras de Chile también busca modernizar los sistemas de mercado y que ha trabajado para eliminar las distorsiones existentes en los precios estabilizados. Añadió que actualmente se está trabajando para que todos los atributos de seguridad sean asignados mediante mecanismos de licitación y no mediante asignaciones, como ocurre actualmente, de modo que, a través de un mecanismo de mercado, se beneficie a las empresas más innovadoras y eficientes en la asignación de dichos atributos, permitiendo mantener la operación del sistema eléctrico.

Asimismo, manifestó que es importante, junto con el Ministerio, en la profundización de la forma en que las empresas presentan sus ofertas en el mercado mayorista, con el objetivo de que este sea más competitivo y profundo en la medida de lo posible.

Por último, afirmó que Generadoras de Chile no solo no se opone a estas materias, sino que está proponiendo soluciones para mejorar el sistema, de manera que sea más competitivo, resiliente y, al mismo tiempo, responsable.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, indicó que actualmente se está abordando una materia que el Ministerio recibió con la necesidad de ser ordenada, la cual comprende no solo la deuda con las

empresas distribuidoras, sino también los atrasos en materia de VAT, los retrasos en la fijación de transmisión y una serie de situaciones previamente expuestas. Señaló que el tema de las inversiones necesarias para mejorar los indicadores SAIDI es fundamental.

Agregó que, más allá de la discusión relativa a la empresa modelo, materia que debe ser abordada posteriormente, existen tres comisiones —la del exministro García, la de la Universidad de Chile y la de la Universidad Adolfo Ibáñez junto con ICARE— en las que participan expertos y que presentan visiones relativamente similares respecto de algunos aspectos. Sin embargo, indicó que primero debe resolverse la situación urgente actualmente en discusión.

En este contexto, se refirió al tema de los dobles cobros y señaló que la propuesta contempla la necesidad de realizar inversiones urgentes, las cuales deben estar debidamente descritas, justificadas y autorizadas, además de contar con un límite máximo equivalente al 5%. Respecto de la posibilidad planteada de establecer con claridad estos criterios mediante un protocolo que posteriormente sea incorporado al reglamento, manifestó que no existe inconveniente al respecto.

En segundo lugar, abordó el tema del subsidio y señaló que esta materia ha sido ampliamente conversada. Explicó que el Fondo de Estabilización fue creado originalmente para constituir un fondo que permitiera pagar el subsidio asociado a las deudas con las empresas generadoras. Indicó que actualmente se está modificando dicho mecanismo con el objetivo de extenderlo hasta el año 2027, período que no fue contemplado inicialmente.

Precisó que el acuerdo de pago con las empresas generadoras estableció un horizonte desde el año 2024 en adelante, con un valor de 22 pesos por kilowatt hora, monto que disminuye a 9 pesos en el año 2028. Señaló que, a partir de ese año, se incorporarán 5 pesos adicionales, manteniéndose aún por debajo de los 22 pesos hasta el año 2035, momento en que se terminaría de pagar tanto la deuda con las empresas generadoras como la deuda con las distribuidoras.

Aclaró que no se realizará un pago inmediato a las empresas distribuidoras, sino que la recaudación comenzará a partir del año 2028. Explicó que ello responde a que en ese año el valor disminuye de 22 a 9 pesos, evitando sobrecargar a los clientes durante el período anterior. Añadió que la modificación legal permitirá hacerse cargo del subsidio correspondiente al año 2027, el cual no fue considerado en la legislación aprobada durante el año 2024.

Respecto de lo que ocurra posteriormente, señaló que existe la intención de discutirlo mediante una legislación especial, con el objetivo de analizar el establecimiento de un subsidio permanente, similar al existente en el

ámbito sanitario. Indicó que para ello será necesario iniciar un trabajo conjunto, razón por la cual se anunció la creación de una comisión a partir del 20 de agosto.

En relación con la consulta sobre Los Ríos y Los Lagos, señaló que, ante la pregunta respecto del monto del mayor cobro que sería objeto de solidaridad, este no superará el 1% y tendrá una duración acotada de seis meses. Manifestó que considera que esta es una forma razonable de enfrentar una situación que no pudo resolverse durante el año 2024.

Explicó que se está abordando una situación compleja que no solo se relaciona con la falta de inversión en dichas regiones, sino también con la pérdida de las devoluciones asociadas al doble cobro y al cobro en exceso, lo que genera una diferencia mayor. Señaló que, en consecuencia, existen dos tipos de situaciones que confluyen.

Posteriormente, respecto de la consulta sobre las conversaciones con las empresas para abordar los contratos de mayor costo, señaló como primer principio que los contratos en Chile deben respetarse, ya que ello constituye parte del prestigio institucional del país que debe ser resguardado.

No obstante, reconoció una realidad que ha sido planteada en el Parlamento y que también fue mencionada por los expositores: existen contratos que, debido al contexto en que fueron adjudicados, presentan costos superiores a los actuales. Indicó que, en las conversaciones sostenidas con el sector, las empresas han planteado la posibilidad de habilitar al Ejecutivo para que esta situación pueda ser abordada, de manera voluntaria por quienes así lo estimen conveniente.

Precisó que, conforme establece la norma, esta posibilidad debe aplicarse a contratos vigentes y debe tener como finalidad la reducción de los montos asociados. Señaló que no puede utilizarse para establecer condiciones más abusivas, más costosas o más perjudiciales para los clientes. Indicó que esta materia actualmente se encuentra incorporada en el texto del proyecto y que, si se requiere mayor claridad, existe disposición para establecerlo expresamente mediante un protocolo. Añadió que entiende que los equipos técnicos se encuentran trabajando en esa línea.

Luego, abordó la situación de los electrodependientes, materia vinculada con una norma aprobada en la Cámara de Diputados. Señaló que el Ministerio propone modificar el reglamento para que las empresas descuenten de la facturación el consumo real y no una estimación.

Explicó que, si un electrodependiente consume 40 kilowatts, ese debe ser el monto descontado de la boleta, y que si otro usuario consume 100 kilowatts debido a que utiliza una o más máquinas que requieren dicho nivel de consumo, corresponde considerar esa realidad. Manifestó que aplicar una

modificación uniforme para todos los casos, sin considerar las diferencias reales de consumo de las personas electrodependientes, constituye un error importante.

Por último, ofreció realizar un cambio inmediato del reglamento, señalando que el Ministerio considera necesario y justo efectuar dicha modificación.

En una sesión siguiente, **el Presidente de la Unión Comunal de Juntas de Vecinos de Valdivia, señor Abraham Ayala,** remarcó la preocupación que reviste para las 160 organizaciones asociadas el ajuste tarifario que se ha anunciado para diversas zonas del país, y especialmente para la Región de Los Ríos.

Manifestó que resulta incomprensible que mientras para algunas regiones del territorio las alzas proyectadas oscilan entre un 2% y un 5% el incremento previsto para las ciudades de Valdivia y Puerto Montt llegaría al 23%, afectando gravemente a los sectores más vulnerables de la sociedad, que solventan sus necesidades básicas con un sueldo o una pensión mínima.

Acusó que la Región de Los Ríos enfrenta continuos aumentos tarifarios de este tipo en los diversos suministros domiciliarios; por lo que solicitó a las autoridades tener en cuenta la realidad concreta de los hogares al evaluar los antecedentes técnicos que respaldan este tipo de medidas y abordar la materia con una mayor equidad y conciencia del impacto que ellas tienen en la población.

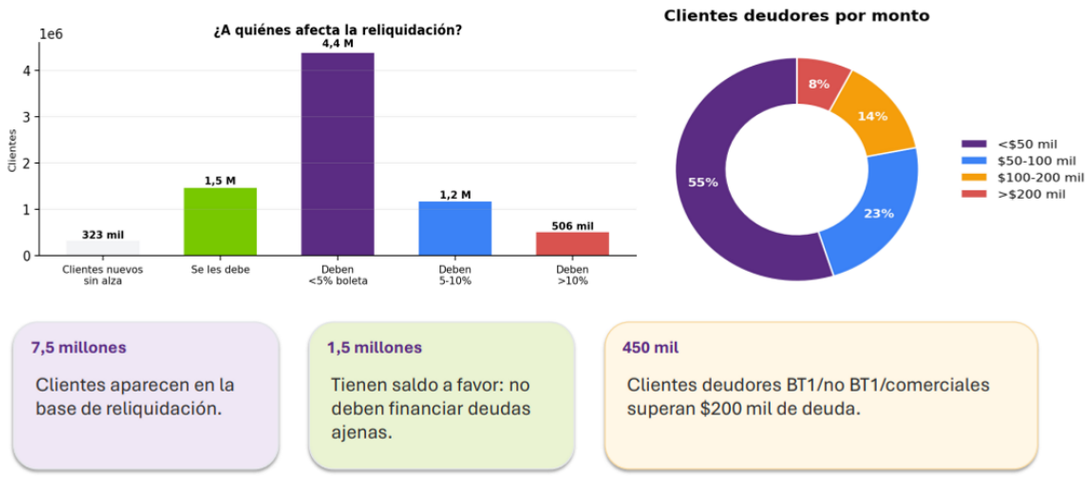
El Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos, señor Javier Piedra, comenzó su presentación destacando que la entidad que representa tiene una larga trayectoria asesorando municipios y organizaciones sociales en proyectos de energías renovables y eficiencia energética.

Destacó, preliminarmente, el esfuerzo del actual gobierno en la renegociación de contratos y reveló que la fundación que dirige ha venido promoviendo esta corrección públicamente desde hace algunos años, lo que se materializó en una carta suscrita por numerosos alcaldes y parlamentarios, incluyendo a la entonces Senadora y actual Ministra, señora Rincón.

Sin perjuicio de lo anterior, discrepó de la fórmula concreta propuesta para el pago de la deuda, y sintetizó su planteamiento recalcando que no toda deuda eléctrica es equiparable, que socializarla sin distinguir tarifa, distribuidora y origen genera subsidios cruzados regresivos, y que, a su juicio, existe una alternativa que denominó “equidad tarifaria con límite máximo de impacto”, que implicaría separar el pago de la deuda a las

empresas eléctricas por tarifas BT1, no BT1 y comercial, limitar el cargo a un incremento máximo de un 3% de las cuentas, y circunscribirlo a los casos en que exista inequidad.

Ahondando en ello, dio a conocer los siguientes gráficos, elaborados con datos conseguidos a través de la ley N° 20.285, sobre acceso a la información pública, en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que revelan la heterogeneidad de los hogares:

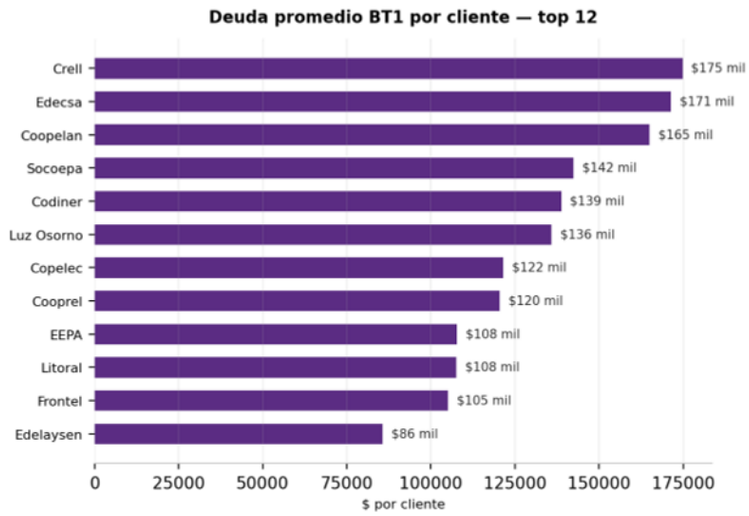


Explicó que están excluidos del pago de la deuda unas 320.000 familias, clientes nuevos que representan un 4,1% del total; en tanto del universo de afectados por la reliquidación, unos 7,5 millones de hogares, detalló que 1,5 millones, equivalentes al 18,9%, tienen un saldo a favor; 4,4 millones tendrían un alza menor a 5%; 1,2 millones, que representan un 15%, deberían pagar un alza de entre un 5 y un 10%, y 500.000 clientes verían incrementadas sus boletas en más de un 10%.

Añadió que, desglosados por la magnitud de la deuda, un 55% de los clientes debe menos de $50.000, un 23% entre $50.000 y $100.000, un 14% entre $100.000 y $200.000 y un 8%, equivalente a unos 450.000 clientes BT1, no BT1 y comerciales, superan los $200.000 de deuda; subrayó que la deuda no afecta igualmente a todos los hogares, pues depende de la distribuidora, al haberse generado distintas diferencias tarifarias entre lo pagado y lo que se debía pagar en cada una de ellas, y afirmó que, en consecuencia, establecer un cargo común para clientes de una distribuidora con baja deuda produciría una situación inequitativa haciendo que aquéllos paguen la deuda de otra distribuidora.

Ilustró que el promedio de la deuda en los clientes residenciales BT1 es de aproximadamente $70.000; enfatizó que ésta refleja diferencias tarifarias y áreas típicas y no solo consumo individual, y reseñó, a través del

siguiente gráfico, la situación de las 12 empresas que presentan una deuda más abultada en ese segmento:



Caracterizando el sector residencial, refirió que este se compone, en un 99,4%, por usuarios del sector denominado BT1, cuyo tipo de cobro involucra exclusivamente energía, mientras el 0,6% restante son no BT1. Destacó que el gasto promedio 2025 fue de aproximadamente $41.000 para los primeros y $500.000 para los segundos, en tanto la deuda promedio alcanza a los $71.000 y los $2.000.000, respectivamente, lo que deja en evidencia el distinto perfil de consumo de ambos grupos.

En mérito de lo anterior, sostuvo que socializar dentro del sector BT1 podría tener sentido si se hace dentro de la misma distribuidora, pero hacerlo entre empresas distintas, con diversas tarifas, genera transferencias difíciles de justificar, lo que reforzó con el siguiente ejemplo:

Generación de deuda BT1

	Distribuidora A		Distribuidora B	
Vivienda	1	2	3	4
Consumo [kWh]	100	200	100	200
Tarifa pagada [$/kWh]	100	100	100	100
Tarifa Real [$/kWh]	120	120	150	150
Pagó	$10,000	$20,000	$10,000	$20,000
Debió Pagar	$12,000	$24,000	$15,000	$30,000
Deuda	**$2,000**	**$4,000**	**$5,000**	**$10,000**

Explicó que este supone la existencia de dos distribuidoras y dos viviendas en cada una de ellas, una con un consumo de 100 kWh y otra con un consumo de 200 kWh; agregó que en todos los casos se pagó una tarifa de $100/kWh, en circunstancias que ésta debió haber sido de $120/kWh para la primera distribuidora y de $150/kWh para la segunda, generando, en consecuencia, diferenciales de deuda diversos, por lo que al socializarla unos clientes le terminarán pagando la deuda a los de otra distribuidora.

Realizó un ejercicio similar con el sector comercial, para lo cual mostró la siguiente tabla:

Generación de Sector comercial y residencial no BT1

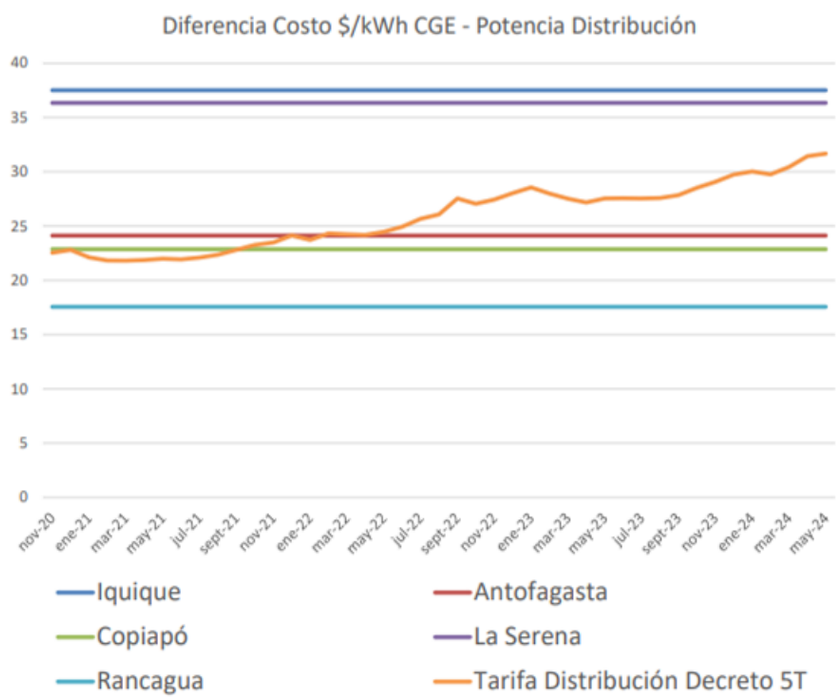
Panadería	1	2	3
Equipamiento	1 horno	6 hornos	6 hornos
Funcionamiento	24 H	4 H	4 H
Horario	Todo el día	Mañana	Hora Punta
Deuda	X	Y	Z

Ilustró que ésta representa el consumo de tres panaderías, las que disponen de distinta cantidad de hornos (1, 6 y 6, respectivamente) y funcionan en períodos diversos, a saber: las 24 horas aquélla con menor cantidad de hornos y 4 horas cada una las de mayor tamaño, pero una de ellas lo hace durante la mañana mientras la otra trabaja en hora punta, generándose una deuda que se identifica como X, Y y Z. Enfatizó que todas las panaderías consumieron la misma energía, pero como a estas se les cobra por potencia, la deuda será más baja para el caso X y mayor para el caso Z, de lo que se desprende que en caso de socializar la deuda, la

panadería 1 (deuda X) terminaría contribuyendo a pagar la deuda de la panadería 3 (deuda Z), lo que, a su juicio, resulta injusto.

Prosiguió pormenorizando la situación en que se encuentran los usuarios de diversas distribuidoras del país. Así, advirtió que el 92% de los clientes de Chilquinta debe menos de $50.000, mientras en Frontel solo el 32% se encuentra en esa situación. Ahondó que, en el primer caso, el 46% de los clientes debe incluso menos de $10.000, pero de aplicarse la fórmula prevista en el proyecto de ley cada uno terminaría pagando entre $90.000 y $100.000. Dicho más claramente, los usuarios de Chilquinta pagarán una deuda ajena, a partir de lo que concluyó que, incluso dentro del segmento BT1, la socialización debiera considerar la distribuidora.

Sin embargo, puntualizó que existen algunas anomalías, como las que se registran en las cooperativas y en las de las filiales de CGE. Así, reveló que, en el caso de las primeras, la deuda se genera a partir de dos decretos, que dan origen a la tarifa estableciendo áreas típicas de distribución, las que fueron modificadas entre uno y otro, lo que implicó un alza considerable y deudas significativas. Por su parte, otra situación particular se advierte en el caso de la Compañía General de Electricidad, CGE, pues el primer decreto separaba las tarifas de sus diversas filiales mientras el segundo las unificó, lo que produjo un diferencial de deudas, que procuró exponer mediante el siguiente gráfico:



Señaló que la línea anaranjada central revela el costo actual del componente de distribución del sector residencial para las ciudades de

Iquique, La Serena, Copiapó, Rancagua y Antofagasta, en tanto las líneas rectas muestran lo que se pagó en cada una esas comunas mientras las tarifas permanecieron congeladas, de lo que se desprende que las primeras dos ciudades estuvieron pagando siempre más de lo que les correspondía y son acreedoras, en tanto Copiapó presenta deudas inferiores a Rancagua, que es la zona en que se concentran los mayores pasivos, pues se pagó siempre menos de lo debido.

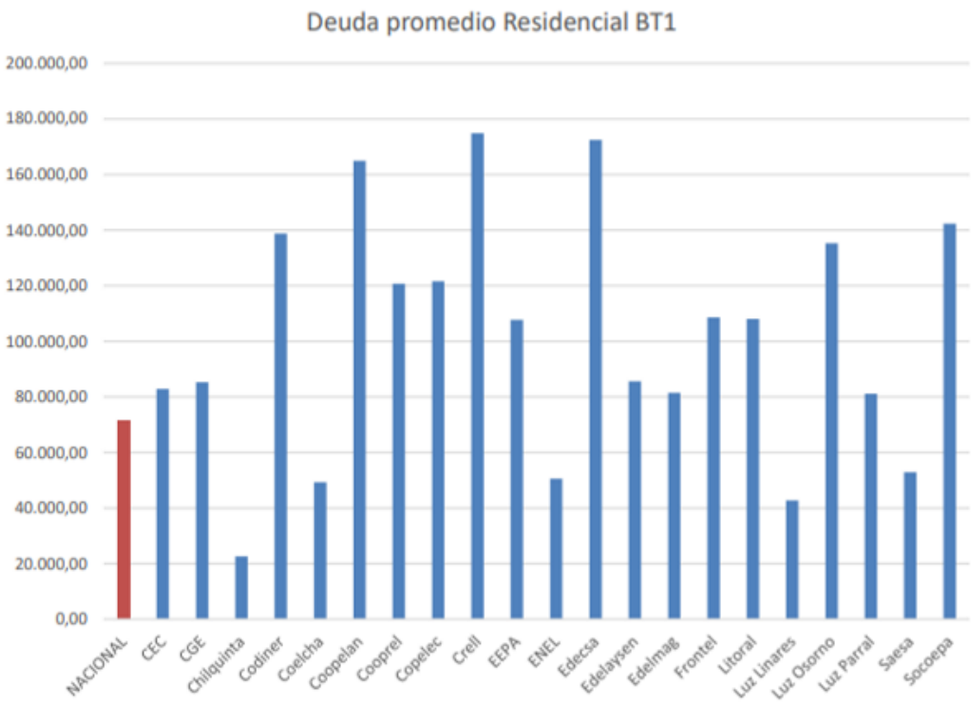
Remarcó que lo anterior refleja que la situación tampoco es homogénea en una misma distribuidora, de lo que concluyó que para llegar a resultados más justos la comparación debería realizarse por origen tarifario y zona y no solo tomando como base la identificación de la distribuidora.

Repasó, luego, la fórmula propuesta por el Ejecutivo, que consiste en incrementar la tarifa en unos $5/kWh, socializando de esa forma la deuda, lo que provocará -insistió- que los usuarios de una distribuidora terminarán pagando la deuda de otros.

Recogió a este respecto, lo planteado durante la discusión en la Cámara de Diputados tanto por el académico, señor Humberto Verdejo, como por el propio Ministerio de Energía, que reveló, en primer término, que si los clientes BT1 se pagaran solo entre ellos el resultado sería un cargo de $4,6/kWh, en tanto, si los residenciales BT1 y no BT1 se pagaran solo entre sí el cargo sería de $4,9/kWh, a partir de lo cual desagregó que, en el caso de un cliente residencial BT1, por cada $5 que pagará, $4,6 se destinarán al pago de otro cliente BT1, $0,3 a un cliente residencial no BT1, y $0,1 al sector comercial.

Concluyó, en este punto, que, de esta forma, los usuarios residenciales BT1 terminarán pagando deudas de otros consumidores de mayor consumo, y, más aún, que usuarios con deuda baja terminarían pagando pasivos ajenos.

Prosiguió ilustrando la deuda promedio de los clientes residenciales BT1 de todas las distribuidoras, con la siguiente lámina:



Indicó que la barra de la izquierda muestra el promedio nacional, coligiendo que existen empresas cuyo promedio de deuda es mayor, en tanto, en otros casos, éste es inferior. Sin embargo, descartó que de ello se pueda inferir que los que están bajo el promedio le pagarán la deuda al resto, pues la deuda se expresa en dinero, pero el pago se realizará según el consumo, esquema en que resultan ganadoras las distribuidoras con deuda propia alta, que recibirán financiamiento de usuarios de otras zonas y perdedores los clientes de empresas con deuda baja y tarifa alta, como los de Chilquinta, que cargarán con una obligación ajena.

Cuestionó que, en esas circunstancias, pueda reconocerse equidad tarifaria en el proyecto de ley, puesto que genera situaciones tales como que un usuario de Valparaíso, con la tarifa más cara de Chile -y que solo tendría que pagar $1/kWh para saldar su deuda- tendrá que pagar, en cambio, $5/kWh, lo que atribuyó a cierta confusión entre deuda y tarifa en la iniciativa.

Señaló que, para evitar este resultado, Fundación Energía Para Todos propone reemplazar el cargo común propuesto en el proyecto de ley por un cargo segmentado y limitado solo al sector residencial BT1, de tal forma que en cada distribuidora se pague lo que se tiene que pagar en la tarifa residencial, pero sin que ningún alza exceda de un 3%.

Explicó que para diseñar este mecanismo se debe construir un cuadrante que clasifique las distribuidoras entre las que tienen tarifa alta y

deuda alta, que son las que recibirán un mayor impacto; aquéllas que tienen tarifa alta y deuda baja, que no se deberían ver afectados mayormente, pues ya pagan un costo elevado, y quienes tienen tarifa baja y deuda baja, representados por la distribuidoras ENEL y SAESA, a quienes se podría generar un cargo de $0,248/kWh por criterio de equidad tarifaria, lográndose, en definitiva, que cada usuario pague lo que le corresponde con un máximo de alza de un 3%.

Por su parte, **el Presidente de la Asociación de Consumidores, ACOVAL, de la Región de Los Ríos, señor Eduardo Ramírez,** comenzó valorando la participación de la sociedad civil en la discusión legislativa y la trayectoria de la entidad que encabeza, particularmente en el ámbito de la promoción del consumo responsable en los servicios básicos.

Recordó que la Región de Los Ríos cuenta con unos 380.000 habitantes, con una significativa tasa de desocupación, que alcanzó al 8,5% incluso en plena temporada estival, y añadió, asimismo, que la tasa de morosidad de la zona llega al 26,7%, pese a lo cual el alza tarifaria aplicada en el servicio eléctrico a partir de julio llegó a un 23%.

Calificó como conflictiva la relación entre los usuarios y las distribuidoras, caracterizándola por la opacidad; la vulneración del derecho a la seguridad en el consumo, e interrupciones prolongadas en el servicio, las que, si bien tienen su origen en condiciones meteorológicas se producen por debilidades en la infraestructura y falta de previsión. Adicionalmente, apuntó que en algunas situaciones SERNAC ha intentado procedimientos conciliatorios los que han fracasado derivándose por las empresas a la justicia, o bien, cuando han logrado fijarse compensaciones, estas han sido insuficientes.

Estimó, igualmente, que existen severas falencias en la educación a los consumidores y usuarios respecto de las facturaciones y la forma en que se determinan y negocian las tarifas, y sintetizó que, en general, hay una percepción generalizada de mala calidad en el servicio y cobros abusivos.

Valoró que el proyecto de ley incluya la priorización de la población electrodependiente hasta el 2027 y la extensión de los subsidios, aunque lamentó que estos no alcancen a los sectores medios, y apreció positivamente la creación de planes de inversión en calidad del servicio con criterio de eficiencia y transparencia, aunque asumió que, en ambos asuntos, resta conocer más claramente en qué consisten tales avances y cómo ellos posibilitarán contar con un servicio menos vulnerable, particularmente en el escenario de cambio climático.

Secundó las críticas al mecanismo uniforme de cobro, que produce una situación inequitativa favoreciendo a unas regiones en desmedro de otras, pese a las diferencias existentes entre ellas, y llamó la

atención, además, que el texto incorpora como agente recaudador a la Tesorería General de la República y a la Comisión Nacional de Energía, lo que solicitó esclarecer, especialmente teniendo en cuenta lo ocurrido con las deudas del Crédito con Aval del Estado (CAE).

Finalmente, defendió la solidaridad como un valor y una práctica habitual al interior de la sociedad chilena, pero discrepó de que el costo de esta situación afecte esencialmente a las familias.

El Honorable Senador señor Flores recalcó que, sin perjuicio de reconocer la existencia de un problema en esta materia, ocasionado en la deuda vigente, resulta indispensable ahondar en la forma en que este se enfrentará en las distintas regiones del territorio, pues se advierten alzas muy diversas, particularmente en la Región de Los Ríos donde alcanza a un 23%, ocasionando mucha preocupación en la ciudadanía, tanto de los sectores más vulnerables como de grupos medios que ven, igualmente, afectado su presupuesto familiar.

Reseñó, en ese sentido, algunos datos socioeconómicos y demográficos, recordando que la Región de Los Ríos se ubica entre las cinco más pobres del país; concentra la mayor cantidad de adultos mayores, una alta tasa de discapacidad, y presenta, sostenidamente, cifras de desempleo por encima del promedio nacional.

Repasó que, en los últimos años, se han sucedido distintos ajustes en la energía eléctrica, provista tanto por la distribuidora SAESA como por las cooperativas COPREEL y SOCOEPA, cuyas tarifas son aún más elevadas que la anterior, y remarcó que algunas generadoras no conectadas a la red nacional se han visto afectadas, adicionalmente, por el alza de los combustibles fósiles.

Enfatizó que la ciudadanía de la Región de Los Ríos no se encuentra en condiciones de solventar el pago de una deuda de esta magnitud, más aún cuando se han registrado alzas en otros suministros, servicios y artículos de primera necesidad, y previno que algo similar sucede en la Región de Los Lagos, aún cuando esta presenta mejores cifras de empleo y no cuenta con una tasa tan alta de adultos mayores y personas en situación de discapacidad, por lo que destacó la necesidad de buscar una solución justa para todas las regiones.

El Honorable Senador señor Alfonso de Urresti, en tanto, recordó que hace algunos días abordó esta situación en una entrevista con la Ministra señora Rincón, ocasión en que le hizo presente la angustia de la población por la magnitud de esta alza, como lo han ratificado algunos de los invitados.

Resaltó la necesidad de promover una mayor equidad territorial que permita distribuir esta carga en todo el país; reiteró el impacto de un alza de la magnitud para muchos pequeños emprendedores, y compartió el anhelo de que la discusión legislativa permita lograr una solución adecuada y oportuna.

Concluyendo, anticipó su respaldo a la iniciativa, apoyó la necesidad de impulsar la solidaridad entre las distintas regiones del país, y auguró que las malas condiciones climáticas que han afectado recientemente al territorio nacional, tendrán como contrapartida una recuperación de caudales que permitirá garantizar el abastecimiento eléctrico.

Iniciando su intervención, **el Gerente General de la Compañía General de Electricidad (CGE) S.A., señor Iván Quezada,** aclaró la inquietud del señor Ramírez, señalando que, según el proyecto de ley en estudio, la recaudación contemplada en la iniciativa será realizada por las compañías de distribución, a través de las facturaciones habituales, las que, posteriormente transferirán dichos fondos a la Tesorería General de la República.

Respaldó, asimismo, la aplicación de mecanismos solidarios; ilustró que, en algunos territorios, como en la Región del Maule, CGE comparte territorio con cooperativas, existiendo entre aquélla y éstas diferencias tarifarias importantes, como también lo son los incrementos que registrarán algunos clientes frente a otros, por lo que advirtió que, de no aprobarse este proyecto de ley, podrían darse situaciones muy distintas en comunas aledañas. Subrayó que en la Región de Los Ríos sucede algo similar

Con el objeto de evitar confusiones replicó que las dos regiones del norte del país, abastecidas por CGE y que podrían tener reducción en sus tarifas no forman parte de quienes pagarán la deuda, pues pagaron más y no son afectados por esta ley.

Reflexionó, tras ello, en la necesidad de encontrar la mejor manera de solucionar este problema. ponderando las cosas adecuadamente y advirtiendo las diferencias existentes entre algunas soluciones teóricas y la experiencia práctica,

Graficó que un cargo de $5 ó $4,7 en una cuenta promedio representa un 0,17%, con lo que se conseguiría que todos los clientes afectados tengan un alza razonable, mientras que si ello no se aplica habría algunos usuarios que podrían tener alzas superiores al 20% lo que, a su juicio, resultaría poco presentable en las condiciones actuales.

Seguidamente, descartó que con esta fórmula se genere una doble remuneración en favor de las empresas; ejemplificó que en 2025 todas

las comunas del país cumplieron con la norma vigente, lo que significa que las empresas hicieron las inversiones correspondientes a una “empresa modelo”, y observó que, pese a ello, los usuarios tienen una percepción negativa respecto de la calidad del servicio.

Ilustró esta discrepancia refiriendo que, en el caso de Constitución, la ciudad tiene un límite normativo de 9 horas de interrupciones y se registraron solo 5,2 horas, lo que la deja largamente dentro de la norma, según el criterio de una “empresa modelo”, pero lo que vieron los clientes en la realidad, y que explica su percepción, fueron 26 horas de desconexión, por lo que esta iniciativa no persigue financiar proyectos para cumplir con la actual regulación -los que son de cargo de la distribuidora- sino que resolver problemas que quedan al margen de ese cómputo, como las afectaciones producto del arbolado o la vegetación, a través de proyectos específicos de infraestructura no reconocidos por el estándar actual, como iniciativas de soterramiento en zonas más rurales. Auguró, entonces; que se apunta a conseguir un mejoramiento real en la percepción ciudadana sobre la calidad de servicio.

En torno a la necesidad de atender criterios prácticos, evidenció que un invitado sostuvo que la norma vigente podría incorporar la medición inteligente, lo que sería útil para avanzar en transición energética y otorgar alternativas a los clientes para consumir en horarios más convenientes, pero se trata de dispositivos tecnológicos de alto costo y susceptibles de reducciones bruscas en su valor por el avance tecnológico.

Insistió en que las empresas tienen la mejor disposición para realizar inversiones, pero ello debe ser realizado adecuadamente, de forma que ellas tengan un reconocimiento estable y sostenible en el tiempo, y remarcó que el sistema de “empresa modelo”, que reconoce como parámetro exclusivo la eficiencia, dificulta el mejoramiento de la calidad de servicio.

Resaltó, entonces, la disposición de CGE a contribuir en la materia, pero formuló un llamado a compatibilizar adecuadamente lo teórico y lo práctico de forma que los mejoramientos que se postulan sean viables y permitan materializar inversiones en las infraestructuras que resultan indispensables.

El Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (ACESOL), señor Darío Morales, realizó una presentación, la que comenzó con una breve síntesis de la trayectoria y objetivos de la organización, que reúne a 180 socios y se orienta a promover el desarrollo de la energía solar.

Sintetizó que la entidad valora la iniciativa, que estimó se orienta en la dirección correcta, procurando normalizar una serie de medidas que se han ido tomando coyunturalmente desde el año 2020 a la fecha, en materia

de estabilización de tarifas, descongelamiento de estas, y subsidios eléctricos.

Anticipó que su exposición se centrará especialmente en dos aspectos, el primero de los cuales es la relación de la iniciativa con las inversiones urgentes que debe hacer una empresa distribuidora, aspecto en que coincidió en que el concepto de "empresa modelo" no resulta suficiente para responder a todas las necesidades del segmento de la distribución y de las cooperativas eléctricas.

Hizo hincapié en que se trata de una regulación que tiene más de 40 años y criticó que, en su concepto, dicha categoría no necesariamente describe una empresa eficiente. Añadió que, si bien procura este objetivo, es una creación teórica, que no existe ni existirá en los hechos, sino que se trata de una fórmula diseñada, hace ya varias décadas, para poder tarificar la distribución, lo que no significa que es el método correcto.

Rememoró que, tal como lo reseñó la Ministra de Energía, señora Rincón, desde el 2016 a la fecha se han desarrollado numerosas mesas técnicas de expertos, académicos, representantes de la industria y de la sociedad civil, con el objetivo de analizar una nueva regulación para este segmento, cuestión que para la asociación gremial que representa es tremendamente importante, y en la que comprometió su disposición a contribuir.

Sin embargo, juzgó que, en el intertanto, mientras se avanza en una reforma integral para permitir una mejora sostenida y significativa en la calidad de suministro y la incorporación eficiente de los recursos energéticos distribuidos, este proyecto de ley avanza en la línea correcta.

El segundo tema que juzgó relevante abordar en profundidad se refiere a las licitaciones de clientes regulados, recordando que estos procesos se llevan a cabo desde hace ya varios años y, sin duda, han posibilitado el desarrollo del sector de energías renovables, proveyendo condiciones y certezas para financiar nuevos proyectos de inversión. Sin embargo, creyó importante avanzar en modernizar las bases de licitación de este segmento.

Al respecto, en conocimiento que el Ministerio de Energía junto con la Comisión Nacional de Energía se encuentran trabajando en ello, expresó el interés de ACESOL en participar de esas discusiones, tendientes a promover la competencia y reducir al máximo el costo del suministro al cliente final.

Retomó, luego, lo dicho inicialmente, y reiteró que en los últimos años se han tramitado una serie de iniciativas tendientes a normalizar la situación preexistente, pero recalcó que, una vez culminada la tramitación de

este proyecto de ley, vale decir superada la urgencia que permita enfrentar este aumento de las tarifas y otorgar certeza a la población, resulta sustantivo retomar un trabajo que permita buscar soluciones de largo plazo para el tema tarifario.

Reafirmó que la Ley General de Servicios Eléctricos data del año 1982, y que sus fórmulas tarifarias y esquemas de mercado fueron pensados para la realidad existente hace más de 40 años, en que había tres o cuatro empresas que tenían una alta participación del mercado, en que los segmentos de transmisión y distribución eran claramente identificables, y en que las tecnologías dominantes eran las hidroeléctricas y los combustibles fósiles.

Sostuvo que, en cambio, en la actualidad, la tecnología ha avanzado, de tal manera que ya no solo tenemos energías renovables como la eólica y solar a gran escala, sino que junto con ello tenemos tecnología a nivel de generación distribuida y de recursos energéticos distribuidos; anotó que la movilidad eléctrica es una exigencia que está llegando aceleradamente, y observó que si las redes de distribución no están preparadas para estos nuevos recursos y el cambio de paradigma que se avecina, seguiremos abocándonos a soluciones improvisadas y perdiéndose la oportunidad de avanzar en soluciones de largo plazo.

Recordó que ACESOL intervino en distintas discusiones legislativas recientes, como el proyecto de ley de transición energética, el 2023 y el proyecto de ley de tarifas eléctricas, el 2024, ocasiones en que propuso retomar algunos elementos que ya estaban aprobados en el proyecto de ley de cuotas del año 2022 y en que destacó el aporte de largo plazo que hacen las instalaciones de autoconsumo, respectivamente. Ilustró, al respecto, que una vivienda promedio en la Región Metropolitana puede disminuir de esa forma hasta en un 40% la cuenta de la energía durante toda la vida útil de los implementos respectivos.

Valoró que, en la ruta energética 2026-2030, el Ministerio de Energía haya establecido una meta de 1 GW, esto es 1.000 MW de potencia de generación residencial, y consideró que sería posible fijar un objetivo aún más ambicioso, especialmente considerando que hoy, en promedio, solo una cada de cada 200 viviendas tiene equipamiento de estas características y ellas se concentran en los hogares de mayores recursos, lo que, a su juicio, podría modificarse en la medida que las familias más vulnerables cuenten con algún tipo de apoyo para obtener los beneficios de la energía solar.

Finalmente, relevó que existen medidas estructurales que han estado en discusión en el Congreso Nacional desde hace bastante tiempo, particularmente en el Boletín N° 14.755-08 del año 2021, tales como aumentar la potencia permitida para las instalaciones de autoconsumo y

facultar a las municipalidades para desarrollar sistemas conjuntos de producción de energía eléctrica para ser distribuida entre vecinos.

Asimismo, rememoró que, en el proyecto de ley de ampliación del subsidio, durante la administración anterior, se sugirió otorgar créditos tributarios para pequeñas y medianas empresas. Admitió que actualmente la situación fiscal es distinta, pero existen formas de apalancar fondos privados para permitir que pequeñas y medianas empresas accedan a financiamiento para la instalación de este tipo de infraestructura.

Igualmente, expuso el interés de ACESOL en retomar algunas ideas relativas al rol de la CNE para tarificar o considerar adecuadamente los costos de conexión por parte de las distribuidoras.

Refrendó, finalmente, el interés de la organización que representa en participar de cualquier trabajo conjunto que involucre al Ejecutivo y al Congreso Nacional para actualizar y reformular, en caso de ser necesario, medidas como las mencionadas.

El Gerente General de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL), señor Patricio Molina, realizó una presentación, la que inició detallando que la entidad que representa tiene presencia entre las regiones de O'Higgins y Los Lagos, esencialmente en sectores rurales, y cuyos clientes se caracterizan por una alta dispersión y bajos consumos.

Enfatizó que, a juicio de esta entidad, el proyecto de ley resulta positivo, pues se hace cargo de varios temas que han venido planteándose desde hace años con la finalidad de normalizar la situación tanto a nivel de distribución como de transmisión, y se preocupa, igualmente, del impacto que tendría este proceso tanto en las familias como en el resto de los clientes, procurando mitigar las alzas relevantes que podrían generarse en las regiones de Los Ríos y Los Lagos, replicando fórmulas similares aplicadas en ocasiones anteriores.

Subrayó, igualmente, la importancia de habilitar un mecanismo para modificar los contratos de suministro; de buscar terminar la reliquidación del período tarifario 2020-2024 pendiente y los procesos tarifarios de distribución y transmisión en curso, de incentivar inversiones focalizadas y de alto impacto para mejorar la calidad y continuidad del servicio, y de dar una mayor flexibilidad al Ministerio de Energía ante déficits de suministro.

En resumen, afirmó que FENACOPEL respalda la iniciativa porque permite ordenar la cuenta eléctrica sin trasladar abruptamente el costo de la normalización a los clientes.

Específicamente, en lo tocante a la mitigación tarifaria, recalcó la relevancia de contar con subsidio eléctrico el 2027, pues si bien el 2028 las

tarifas bajarán $15/kWh, de no extenderse dicho beneficio, que expira el 2026, unos 2 millones de familias vulnerables, de las cuales unos 52.000 son clientes de las cooperativas y que equivalen al 25% del total de estos, no tendrán ayuda y enfrentarán alzas relevantes.

Insistió en que los aumentos tarifarios que impactan desde julio de 2026 a las regiones de Los Ríos y los Lagos, en las que prestan sus servicios las cooperativas SOCOEPA, COOPREL y CRELL abasteciendo a unos 59.000 clientes, se deben a razones coyunturales; repitió que éstas han ocurrido en otras ocasiones y remarcó que la sociabilización de costos con que se busca enfrentarlas forma parte del actual modelo tarifario, en diversos aspectos.

Puntualmente, respecto del mecanismo de rebaja de precios de generación, evidenció que aproximadamente el 70% del valor de una facturación deriva de esta etapa, por lo que la reducción del valor en este rubro, a través de acuerdos voluntarios, resulta una buena noticia para el cliente.

En torno a la necesidad de regularizar los procesos tarifarios, y puntualmente el denominado VAD 2024-2028, manifestó que las tarifas vigentes llevan ya 20 meses de retraso y, aún más, éste se encuentra inconcluso, por lo que el proyecto de ley asume el retraso y extiende desde el 2024 al 2030 el actual decreto tarifario, 2020 al 2024, para que el proceso en curso termine de buena forma. Agregó que algo similar sucede con la transmisión, sector en que el retraso acumula 30 meses y se detectaron algunos problemas.

Anotó que, en definitiva, lo que se busca es que en el futuro los procesos tarifarios permitan que las nuevas tarifas estén vigentes cuando corresponde, pero para ello resulta indispensable conseguir una pausa que permita reordenar lo que se encuentra desordenado.

Reveló, en ese sentido, que la experiencia del proceso tarifario 2020-2024 representa un paradigma de las dificultades existentes; recordó que las tarifas estuvieron congeladas por 43 meses y no se han reliquidado hasta la fecha, pese a que la normativa obliga a hacerlo al entrar en vigencia un proceso tarifario, pues constituyen la diferencia entre lo pagado y lo que se debió pagar, aunque reconoció las dificultades de ello atendida la diversidad de los usuarios, lo que implica que las consecuencias deben analizarse puntualmente.

Ahondó, especialmente, en los efectos particularmente severos que afectaron a las cooperativas en este período y que derivan, según su parecer, del hecho que estas entidades fueron tarificadas por primera vez, dejando en claro las bajas rentabilidades existentes, que rondan el 2-3%, atendido el carácter social de su quehacer. Destacó, en todo caso, que el

proceso tarifario ha permitido visibilizar este servicio y su relevancia para zonas en que la distribución resulta compleja y enfatizó que la reliquidación permitirá reactivar las inversiones que han debido postergarse por las limitaciones existentes.

Ilustró, luego, las implicancias del proyecto de ley para los usuarios de las cooperativas, a través del siguiente cuadro:

	Residenciales	Clientes con Deudas (a Cobrar)					
COOPERATIVAS	BT1A	Cuota Fija Mes / Cuenta Promedio			PDL ($S/kWh) / Cuenta Promedio		
Rango % Reliq. mes / Cta Prom.		N° Clientes	N°CL (% mes)	N°CL (% Acum.)	N° Clientes	N°CL (% mes)	N°CL (% Acum.)
0%	**1%**	9.307	4,4%	**4,4%**	30.454	14,3%	**14,3%**
1%	**2%**	7.014	3,3%	**7,6%**	167.847	78,6%	**92,9%**
2%	**5%**	25.691	12,0%	**19,7%**	15.219	7,1%	**100,0%**
5%	**10%**	80.534	37,7%	**57,4%**	3	0,0%	100,0%
10%	**15%**	48.238	22,6%	**80,0%**	0	0,0%	100,0%
15%	**20%**	15.054	7,1%	**87,0%**	0	0,0%	100,0%
20%	30%	13.859	6,5%	93,5%	1	0,0%	100,0%
30%	40%	4.937	2,3%	95,8%	0	0,0%	100,0%
40%	50%	3.446	1,6%	97,4%	1	0,0%	100,0%
50%	60%	2.428	1,1%	98,6%	0	0,0%	100,0%
60%	70%	789	0,4%	99,0%	1	0,0%	100,0%
70%	80%	616	0,3%	99,2%	2	0,0%	100,0%
80%	90%	331	0,2%	99,4%	0	0,0%	100,0%
90%	100%	232	0,1%	99,5%	0	0,0%	100,0%
100%	500%	995	0,5%	100,0%	0	0,0%	100,0%
500%	a más	57	0,0%	100,0%	0	0,0%	100,0%
	TOTAL	**213.528**	**100,0%**		**213.528**	**100,0%**	

	Resto de clientes	Clientes con Deudas (a Cobrar)					
CRELL	RESTO	Cuota Fija Mes / Cuenta Promedio			PDL ($S/kWh) / Cuenta Promedio		
Rango % Reliq. mes / Cta Prom.		N° Clientes	N°CL (% mes)	N°CL (% Acum.)	N° Clientes	N°CL (% mes)	N°CL (% Acum.)
0%	1%	331	6,8%	6,8%	1.264	26,0%	26,0%
1%	2%	64	1,3%	8,1%	1.947	40,1%	66,2%
2%	5%	418	8,6%	16,8%	1.591	32,8%	98,9%
5%	10%	884	18,2%	35,0%	12	0,2%	99,2%
10%	15%	611	12,6%	47,6%	8	0,2%	99,4%
15%	20%	607	12,5%	60,1%	22	0,5%	99,8%
20%	30%	957	19,7%	79,8%	1	0,0%	99,8%
30%	40%	529	10,9%	90,7%	0	0,0%	99,8%
40%	50%	159	3,3%	94,0%	0	0,0%	99,8%
50%	60%	78	1,6%	95,6%	0	0,0%	99,8%
60%	70%	45	0,9%	96,5%	3	0,1%	99,9%
70%	80%	37	0,8%	97,3%	1	0,0%	99,9%
80%	90%	15	0,3%	97,6%	0	0,0%	99,9%
90%	100%	13	0,3%	97,8%	0	0,0%	99,9%
100%	500%	76	1,6%	99,4%	4	0,1%	100,0%
500%	a más	29	0,6%	100,0%	0	0,0%	100,0%
	TOTAL	**4.853**	**100,0%**		**4.853**	**100,0%**	

Detalló que la quinta columna de izquierda a derecha muestra el porcentaje (87%) de clientes de las cooperativas que, de acuerdo con el acto administrativo de la SEC, enfrentarían alzas de hasta un 20%, de lo que se desprende que el 13% restante tendría incrementos superiores al mencionado porcentaje, llegando en algunos casos hasta un 100%. Por el contrario, observó que, si se materializa la formula propuesta en la iniciativa en discusión, prácticamente la totalidad de los clientes no tendrán alzas mensuales de más del 5%, y, más precisamente, éstas se ubicarán entre el 2 y el 3%.

Advirtió, sin embargo, la necesidad de tener presente, también, la situación de los clientes no residenciales, pues en esos casos, en lo que respecta a los usuarios de las cooperativas, un 60% tendrán alzas de hasta un 20%, en tanto el 40% enfrentará alzas que exceden tal porcentaje, mientras que si se avanza en el proyecto de ley, la situación será similar a la de los clientes residenciales.

Refiriéndose a otro aspecto que, en su opinión, resulta destacado del proyecto de ley, recordó que éste busca, además, procurar un mejoramiento de la calidad y continuidad del servicio, especialmente en aquellos sectores más deficitarios, permitiendo robustecer las redes y enfrentar las contingencias de mejor modo que lo que permite la normativa y las tarifas actuales, habilitando para ello al Ministerio de Energía a realizar convocatorias para recibir propuestas de inversión, las que deberán ser revisadas y aprobadas para evitar dobles pagos.

Manifestó, finalmente, que aprobar el proyecto de ley es una necesidad urgente para ordenar el desarrollo del sector eléctrico, proteger a los clientes del impacto de la normalización y pagar los saldos pendientes; consideró coherente que, de acuerdo a la normativa vigente, una vez que entren en vigencia las nuevas tarifas se verifique el correspondiente proceso de reliquidación, incluyendo los intereses previstos en la ley, sin que, a su juicio, existan razones para postergarlo, sino que, por el contrario, avizoró una oportunidad de hacerlo considerando la proyectada reducción en las tarifas en 15 $/kWh, y recalcó que, en definitiva, todo lo anterior persigue brindar un servicio eléctrico seguro, continuo y de calidad.

El **académico señor Julio Maturana** valoró la invitación y manifestó que esperaba contribuir, desde una perspectiva objetiva, a la tramitación y discusión del proyecto de ley.

Observó que, con excepción de lo debatido durante la jornada de la mañana, los aspectos más relevantes de la iniciativa todavía no habían sido examinados con la profundidad ni con los antecedentes cuantitativos que estimaba necesarios. Reconoció que el proyecto contenía numerosas medidas positivas, entre ellas la reorganización de los aspectos financieros en torno al Fondo de Estabilización de Tarifas, la extensión del subsidio eléctrico hasta 2027, el ordenamiento de las fechas de los procesos tarifarios de distribución y de los períodos siguientes, la regularización de los procesos de transmisión, los nuevos métodos de comparación de precios, las medidas de resguardo tarifario para la zona sur y la ampliación de las causales que permitían adoptar medidas preventivas frente a déficits de suministro.

Estimó que esas materias podían perfeccionarse mediante una discusión acotada y que justificaban que el proyecto fuera despachado lo antes posible. Sin embargo, advirtió que subsistían dudas relevantes acerca de las cifras y los impactos de la iniciativa, particularmente en lo relativo a la distribución y a la renegociación de contratos.

Sobre el tratamiento superficial de algunas materias, a modo de ejemplo, indicó que debía explicarse con mayor claridad por qué resultaba positivo que la comparación de los precios promedio se efectuara en los respectivos puntos de compra y no en una misma subestación eléctrica. A su juicio, esa modificación podía tener un impacto incluso mayor que otras materias ampliamente discutidas tanto en la Cámara de Diputados como en las sesiones celebradas en el Senado, pero sus fundamentos no habían sido suficientemente expuestos.

Respecto del subsidio eléctrico y de la normalización tarifaria del VAD, consideró que la parte central del proyecto revestía urgencia, no solo por el interés del Ejecutivo en despacharlo, sino porque numerosas familias enfrentarían alzas considerables si no se adoptaba oportunamente una

solución. Por ello, esperaba que esas disposiciones fueran tramitadas con la debida diligencia, reconociendo puntos de mejora.

Propuso evaluar la extensión del subsidio más allá de 2027. Señaló que, si los recursos del fondo fueran insuficientes, podía reducirse la cobertura a partir de 2028 y focalizarla en una proporción menor de la población, con el objeto de prolongar el beneficio durante más años. Relacionó esa propuesta con las dificultades para pagar las cuentas eléctricas expuestas por los representantes de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

Planteó también la posibilidad de destinar al subsidio recursos provenientes del Impuesto al Valor Agregado asociado a la nueva componente de 5 pesos por kilowatt hora. Explicó que, si bien desde 2028 disminuiría la recaudación de IVA como consecuencia de la reducción del cargo de 22 a 9 pesos por kilowatt hora, la incorporación de los 5 pesos adicionales generaría ingresos fiscales superiores a los originalmente previstos para el período comprendido entre 2028 y 2035. Estimó que esos recursos podían utilizarse para extender el subsidio.

Añadió que podía discutirse la incorporación de otros grupos de especial protección. Recordó que durante la tramitación en la Cámara de Diputados se había incorporado a las personas electrodependientes, para quienes se contemplaba una cobertura de 150 kilowatt hora, magnitud que estimó entre cinco y seis veces superior a la del subsidio aplicable a las demás personas.

Asimismo, llamó la atención sobre la disposición incorporada por la Cámara de Diputados que destinaba al subsidio las multas aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Aunque valoró que los recursos generados en el sector energético permanecieran en él, advirtió que la Comisión de Hacienda podía formular observaciones, pues esos ingresos fiscales podían financiar hospitales, pensiones u otras políticas públicas.

Sostuvo que la decisión de destinar dichas multas al subsidio constituiría un precedente relevante para futuras discusiones, en las que podía plantearse que los recursos obtenidos en el sector energético fueran reinvertidos en ese mismo ámbito y no ingresaran directamente al patrimonio fiscal. Por ello, estimó necesario perfeccionar la norma o alcanzar un acuerdo explícito al respecto.

En materia de normalización tarifaria del VAD, reiteró que las obligaciones debían pagarse y que la iniciativa debía tramitarse con rapidez. Recordó que el sistema eléctrico chileno incorporaba diversos mecanismos de solidaridad, como el reconocimiento de generación local, mediante el cual todos los clientes contribuían a los descuentos otorgados a comunas como

Quintero, Puchuncaví, Concón, Huasco y Coronel, y el prorrateo de los costos asociados a las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

En caso de optarse por una diferenciación entre clientes, sugirió comenzar por aquellos conectados en alta tensión de distribución. Sin embargo, advirtió que cualquier traslado de costos desde los clientes residenciales hacia los clientes comerciales, industriales o las pequeñas y medianas empresas podía producir efectos inflacionarios, por lo que debía cuantificarse previamente.

Estimó que faltaban antecedentes sobre la presión inflacionaria asociada a la componente de 5 pesos por kilowatt hora, las tasas de interés y el impacto sobre las pequeñas y medianas empresas y la industria. Como ejemplo, mencionó el efecto que el cargo podía tener sobre los buses eléctricos de la Región de Atacama. Consideró que esas materias podían discutirse y enriquecer el proyecto sin impedir una tramitación ágil de sus aspectos urgentes.

Respecto de los planes de inversión en distribución, sostuvo que existían más dudas que certezas. Reconoció que los cambios eran necesarios y que la idea general contenida en el proyecto era adecuada, pero estimó indispensable discutir con mayor profundidad sus alcances. Observó que existía una intención ampliamente manifestada, incluso por el Ejecutivo, de tramitar un proyecto de ley sobre distribución. Consultó si, en caso de que esa iniciativa ingresara próximamente al Senado o a la Cámara de Diputados, las materias incorporadas en el proyecto en informe quedarían excluidas del nuevo debate, no podrían ser complementadas o producirían una superposición entre la elaboración del reglamento y la tramitación de la reforma general.

Advirtió que la iniciativa fijaba como límite para cada plan el 5% del valor nuevo de reemplazo de la respectiva empresa, pero no informaba la magnitud económica que ese porcentaje representaba ni su impacto en las tarifas, ni lo particularizaban o aterrizaban en las cifras de una empresa específica. Reconoció que las inversiones podían mejorar la calidad del servicio, pero afirmó que también producirían un aumento tarifario que debía ser cuantificado.

Luego, hizo presente que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Nacional de Energía asumirían nuevas tareas de evaluación, revisión y fiscalización de inversiones, sin que el proyecto contemplara un aumento de sus dotaciones. Recordó que en reformas tarifarias anteriores se había discutido expresamente la incorporación de nuevos funcionarios para cumplir funciones adicionales.

Consultó también por qué las inversiones se remunerarían durante veinte años y qué indicadores se utilizarían para medir las metas de calidad,

indagando en los fundamentos de las propuestas de la iniciativa. Coincidió con lo expuesto por el Gerente General de la Compañía General de Electricidad S.A., señor Iván Quezada, en cuanto a que los proyectos se situaban fuera de las obligaciones ordinarias de calidad y, precisamente por ello, requerían parámetros diferentes de evaluación, constituyendo una interrogante que quedaba abierta. Señaló que el proyecto remitía esas materias a un reglamento que debía dictarse dentro de seis meses, pero consideró necesario que la ley estableciera, al menos, un marco general que permitiera asegurar que las inversiones efectivamente mejorarían la calidad del servicio, teniendo presente el aumento tarifario que generarían.

Planteó que el Congreso debía decidir si era posible tramitar conjuntamente las disposiciones urgentes y las materias misceláneas o estructurales, o si convenía adoptar otra solución.

Respecto de la renegociación de contratos de suministro, estimó que era la materia más crítica. Aclaró que la idea podía ser favorable y había sido solicitada anteriormente, pero advirtió que, a diferencia de los planes de distribución, el artículo transitorio no contemplaba siquiera la dictación de un reglamento. Reconoció que la Comisión Nacional de Energía disponía de algunos procedimientos aplicables a modificaciones voluntarias de contratos, pero sostuvo que una facultad excepcional y aplicable por una única vez debía contar con un reglamento específico o, al menos, remitirse expresamente a un procedimiento ya existente. Advirtió que la amplitud del artículo podía comprometer la credibilidad regulatoria del Estado. Indicó que no se establecían plazos ni criterios y que, por tanto, el proceso podía extenderse durante semanas o varios años.

Consideró especialmente relevante determinar cuánto suministro futuro dejaría de licitarse como consecuencia de la extensión de los contratos vigentes. Explicó que, si una empresa prolongaba el plazo asociado a un determinado volumen de energía, ese suministro no sería objeto de futuras licitaciones y podía perderse la oportunidad de obtener precios más competitivos.

Añadió que el artículo no limitaba la extensión de plazo de los contratos, la que podía incluso superar su duración original. Tampoco precisaba si debía mantenerse el valor presente del contrato, como ocurría habitualmente en las renegociaciones, o si debía disminuirse. Advirtió que una reducción del valor presente podía plantear problemas de otra naturaleza como, por ejemplo, expropiatoria.

Asimismo, señaló que la norma autorizaba tanto la modificación de contratos vigentes como la celebración de nuevos contratos de suministro, lo que permitía interpretar que se crearía un procedimiento paralelo a las licitaciones ordinarias.

Previno que la incertidumbre podía llevar a las empresas a incorporar un factor de riesgo en las renegociaciones o en las futuras licitaciones, con el eventual efecto de aumentar los precios. Por ello, sostuvo que la idea podía ser positiva, pero que no debía aprobarse con la redacción propuesta, debido a su discrecionalidad y a los riesgos que presentaba. Agregó que tampoco se contemplaba un aumento de la dotación de la Comisión Nacional de Energía para administrar ese nuevo procedimiento.

En conclusión, sostuvo que las disposiciones relativas al subsidio y a la normalización tarifaria del VAD eran urgentes y podían perfeccionarse mediante acuerdos, pero debían aprobarse prontamente en beneficio de las familias y de las regiones afectadas. Distinguió esas materias de temas de fondo del mercado eléctrico en general, como las reformas estructurales sobre distribución y contratos, respecto de las cuales el Congreso debía decidir si existía tiempo suficiente para dotarlas de reglas adecuadas y aprobarlas con conocimiento de sus cifras e impactos.

El **académico señor Humberto Verdejo** expuso que el proyecto abordaba coordinadamente tres desafíos: las alzas tarifarias derivadas de errores detectados durante el año anterior, la deuda con las empresas distribuidoras y la necesidad de mejorar la calidad del suministro en las redes de distribución, que constituían la última milla del sistema y el punto de contacto directo con los clientes.

Destacó que, entre los proyectos de ley sectoriales en cuya discusión había participado durante 2019, 2022 y 2024, este era el que había contado con un trabajo prelegislativo más intenso. Indicó que el Ejecutivo había convocado a expertos recomendados por los propios parlamentarios y que la iniciativa había sido socializada ampliamente antes de su presentación.

A continuación, distinguió entre las causas de las alzas tarifarias y la deuda con las distribuidoras. Explicó que las componentes de generación y transmisión se actualizaban periódicamente, en enero y julio. Debido a errores detectados durante el año anterior, la Administración precedente había acordado con las empresas devolver determinados montos durante un período de seis meses, entre enero y junio de 2026.

Precisó que las tarifas aplicables desde julio, conforme al nuevo precio de nudo promedio, ya no incorporarían esos descuentos, lo que explicaba una parte importante de las alzas percibidas por los usuarios. Añadió que en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos se sumaban restricciones de transmisión.

Como ejemplo, señaló que en Puerto Montt el incremento general sería cercano al 21%, mientras que, sin el efecto del término de las devoluciones, habría alcanzado aproximadamente un 13%. En

consecuencia, estimó que las devoluciones habían generado transitoriamente una percepción de tarifas artificialmente bajas.

Respecto del norte del país, indicó que en Antofagasta la tarifa debía disminuir aproximadamente un 1,2%, pero que, sin el efecto de las devoluciones, la reducción habría llegado a cerca de un 5%. Agregó que el descongelamiento del reconocimiento de generación local, otro mecanismo solidario de la tarifa, también tenía una incidencia significativa en esa zona.

En la zona central, mencionó que Rancagua experimentaría un alza promedio cercana al 5%, aunque, sin el efecto de los descuentos transitorios, el incremento habría sido de aproximadamente un 0,8%. Por ello, sostuvo que algunas regiones y comunas debían haber registrado disminuciones tarifarias en lugar de aumentos.

Explicó que la situación de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos era particular, pues al término de las devoluciones se añadían restricciones de transmisión. Señaló que la autoridad realizaba una planificación del sistema y que, cuando la operación real no coincidía con ella, se generaban desacoples y saldos que debían incorporarse a las tarifas.

Comparó la situación con un condominio de cien departamentos en el que solo ochenta pagaran los gastos comunes, circunstancia que obligaría a la administración a efectuar un ajuste para cubrir los costos. Indicó que, en materia de transmisión, la Comisión Nacional de Energía efectuaba un ajuste semejante.

Sostuvo, por tanto, que las alzas se explicaban por el término de las devoluciones y, particularmente en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, por las restricciones de transmisión. Añadió que, frente a esas restricciones, la Comisión Nacional de Energía disponía de factores de modulación y que el proyecto procuraba utilizarlos para impedir que los incrementos fueran excesivos.

En cuanto a la deuda del VAD, indicó que se había acumulado durante 43 meses y ascendía aproximadamente a 800 millones de dólares. Señaló que, si se aplicaba la instrucción de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, más de un millón y medio de usuarios enfrentarían un incremento tarifario de, al menos, un 5%. Advirtió que ese aumento se sumaría a los derivados de las componentes de generación y transmisión, del término de las devoluciones y de las restricciones de transmisión en el sur. Por ello, estimó pertinente el mecanismo solidario propuesto por el Ejecutivo, basado en instrumentos ya existentes en la normativa.

Sostuvo que no resultaba adecuado afirmar que la deuda y la tarifa eran materias completamente separadas, pues el régimen regulatorio

contemplaba reliquidaciones y saldos que se traspasaban entre períodos. Explicó que esos mecanismos operaban en el precio de nudo promedio, el reconocimiento de generación local, la equidad tarifaria residencial y el pago de la deuda con las empresas generadoras. Recalcó que todos los clientes contribuían a financiar los descuentos otorgados a determinadas comunas, tanto del norte como del sur. En consecuencia, afirmó que la solidaridad formaba parte de la regulación vigente y que desconocerlo podía conducir a una interpretación errónea de la propuesta.

Informó que, utilizando antecedentes proporcionados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, había simulado tres escenarios: un cargo aplicado exclusivamente a clientes BT1, otro destinado a clientes no BT1 y un cargo sistémico. Señaló que en los tres casos obtenía un valor cercano a 5 pesos por kilowatt hora.

A su juicio, la simplicidad del cargo propuesto permitiría aplicar mecanismos solidarios ya existentes, evitar alzas significativas en las cooperativas eléctricas y otorgar certeza acerca del plazo de pago.

Explicó que la componente comenzaría a cobrarse en 2028 porque, desde ese año, el cargo destinado a pagar la deuda con las empresas generadoras disminuiría de aproximadamente 24 a 9 pesos por kilowatt hora. Al agregarse el nuevo cargo de 5 pesos, se produciría una reducción neta de aproximadamente 10 pesos por kilowatt hora. Por ello, sostuvo que los usuarios experimentarían una disminución tarifaria desde enero de 2028, pese a que continuarían pagando las obligaciones con generadoras y distribuidoras. Contrastó ese resultado con las alzas desproporcionadas que podían producirse en determinadas comunas y regiones si se aplicaba directamente la instrucción de la Superintendencia.

Indicó que el cargo de 5 pesos produciría un impacto de entre un 2% y un 3% en la tarifa final, magnitud que consideró considerablemente inferior a la generada por la instrucción vigente o por cualquier mecanismo alternativo aplicado desde julio de 2026.

Concluyó que la propuesta constituía una solución eficiente, fundada en principios regulatorios ya incorporados en el diseño tarifario y orientada a proteger a los usuarios.

Respecto de la calidad del suministro, señaló que se había cuestionado la posibilidad de que los planes de inversión distorsionaran el esquema de empresa modelo. Sin embargo, sostuvo que dicho modelo no reflejaba adecuadamente la realidad de la última milla: afirmó que, bajo la normativa vigente, aproximadamente 702.000 clientes podían permanecer sin suministro durante los 365 días del año sin que la empresa modelo incumpliera formalmente los estándares. Estimó que esa situación era inaceptable y justificaba la creación de un mecanismo complementario.

Explicó que dicho instrumento permitiría financiar, por ejemplo, el soterramiento de cables o alimentadores. Recordó que la iniciativa había surgido a partir de los incendios rurales, que provocaban interrupciones de suministro, y observó que la resiliencia frente a incendios y eventos climáticos no estaba adecuadamente incorporada en la empresa modelo.

Sostuvo que el propósito era permitir que esos clientes alcanzaran estándares semejantes a los existentes en las zonas urbanas. Indicó que durante años se había intentado reformar la empresa modelo y consideró conveniente explorar una herramienta complementaria, semejante a las obras prioritarias de transmisión contempladas en el proyecto de transición energética.

En cuanto al impacto tarifario, estimó que, si se aprobara para una distribuidora un plan equivalente al 5% de su valor nuevo de reemplazo en obras extraordinarias, el efecto sería cercano a 1,2 pesos por kilowatt hora.

Comparó ese monto con el aumento tarifario cercano al 60% que, según afirmó, se había producido por el pago de la deuda con las empresas generadoras, sin mejoras asociadas en la calidad del suministro. En cambio, sostuvo que los planes de distribución sí tendrían un impacto directo en la calidad.

Destacó la necesidad de incorporar tecnología y monitorizar las redes. Reconoció que los proyectos no resolverían estructuralmente todos los problemas, pero permitirían mejorar estándares que la empresa modelo no estaba garantizando.

Manifestó que confiaba en que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Nacional de Energía evitarían dobles pagos, evaluarían adecuadamente los proyectos y verificarían sus efectos. Agregó que las materias no definidas expresamente por la ley quedarían sujetas a reglamento, como había ocurrido en reformas anteriores.

Respecto de la renegociación de contratos, señaló que los contratos de suministro habían otorgado estabilidad de largo plazo a Chile y evitado la volatilidad observada en mercados como el europeo. Indicó que hasta el año pasado había sido partidario de respetar íntegramente los contratos por razones de certeza regulatoria, pero que consideraba prudente abrir un espacio para su renegociación. Estimó que el peor resultado posible era que no se alcanzara acuerdo alguno, pero que no debía cerrarse la posibilidad de reducir los precios para los usuarios. Recalcó que una renegociación solo debía implementarse cuando produjera una disminución en la tarifa final y protegiera a los clientes.

En conclusión, sostuvo que la iniciativa había sido objeto de un intenso trabajo prelegislativo, procuraba proteger a los usuarios mediante un

pago solidario semejante a los mecanismos vigentes, permitiendo descartar la afirmación de que los clientes residenciales financiarían las deudas de grandes consumidores. Explicó que, al calcularse el cargo según el consumo, quienes consumieran más pagarían una suma mayor y quienes consumieran menos aportarían menos. Por ello, estimó incorrecto sostener que el mecanismo trasladaría la deuda de los usuarios industriales a los residenciales.

Reiteró que las simulaciones realizadas con datos de la Superintendencia mostraban que el cargo de 5 pesos por kilowatt hora era la mejor alternativa entre los tres escenarios analizados.

Añadió que el proyecto también resolvía los atrasos en los decretos tarifarios y permitía mejorar la última milla. Destacó que los incrementos anteriores en generación y transmisión no habían producido mejoras en la calidad del suministro, mientras que inversiones remuneradas mediante uno o dos pesos por kilowatt hora podían generar beneficios concretos para los usuarios finales.

Finalmente, aclaró que una publicación de El Mostrador lo había vinculado con el concurso de Alta Dirección Pública para la Comisión Nacional de Energía, pero afirmó que no participaba en dicho proceso y que esa opción no formaba parte de sus planes de corto plazo. Señaló que continuaría contribuyendo de manera independiente y crítica a la formulación de políticas públicas.

La **Honorable Senadora señora Cariola** valoró las exposiciones y las propuestas formuladas durante la sesión. Estimó que diversos elementos del proyecto recogían un debate desarrollado durante largo tiempo, en el que había participado desde la Cámara de Diputados mediante una instancia transversal denominada “bancada eléctrica”, orientada a buscar mecanismos para disminuir las cuentas de electricidad.

Observó que la discusión se había concentrado en la forma de pagar la deuda y reconoció que las obligaciones debían cumplirse. No obstante, sostuvo que la legislación y las políticas públicas también debían mejorar las condiciones de vida de los usuarios y poner término a los abusos que, a su juicio, habían enfrentado durante años en sus relaciones con las empresas eléctricas.

Lamentó que la Administración anterior, a la que había respaldado, no hubiera acogido la propuesta de renegociar los contratos de suministro. Atribuyó esa decisión a una falta de voluntad política y valoró que la Ministra de Energía hubiera incorporado la materia en el proyecto. Afirmó que la renegociación no implicaba atentar contra la certeza jurídica, sino evitar que se cobraran costos asociados a formas de generación que ya no se utilizaban. Señaló que subsistían contratos antiguos, anteriores a 2014 y

vinculados a generación fósil y a carbón, que encarecían el precio de la energía y todavía tenían varios años de vigencia.

Cuestionó que empresas que informaban públicamente que ya no generaban con carbón continuaran cobrando precios asociados a esa tecnología. Calificó esa situación como inexplicable y abusiva para las familias.

Estimó apropiado que la facultad fuese transitoria, pero manifestó inquietud por la posibilidad de que su naturaleza voluntaria pudiera transformarla en una norma ineficaz. Manifestó sus deseos de que la habilitación fuera utilizada efectivamente para reducir los precios de la energía.

Valoró también la ampliación del subsidio, pero manifestó dudas respecto del cargo uniforme de 5 pesos por kilowatt hora. Reconoció que existían posiciones divergentes entre los expositores acerca de sus efectos distributivos.

Se refirió a la posibilidad planteada por el Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos, señor Javier Piedra, de que la socialización de la deuda llevara a los usuarios residenciales a financiar parte de las obligaciones de clientes comerciales. Señaló que esa posibilidad había sido reconocida durante la discusión por el Ministerio, por lo que no la consideraba una mera especulación.

Aunque la diferencia individual pudiera ser pequeña, estimó necesario examinar su efecto agregado. Mencionó una cifra aproximada de 25 millones de dólares anuales y consultó si el Ejecutivo había realizado el mismo cálculo.

Indicó que todavía no tenía una posición definitiva sobre la fórmula y valoró las propuestas destinadas a segmentar el cargo por tipo de cliente y limitar el alza a un 3% de la tarifa.

Añadió que debía examinarse la propuesta de utilizar el IVA generado por el recargo para financiar medidas de protección, como había planteado Conadecus.

Luego, consultó al Ministerio de Energía y al Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos si existía una estimación del ahorro que la renegociación de contratos podía producir en las cuentas familiares.

A continuación, recordó un proyecto denominado “Cuentas Claras” (en referencia al boletín Nº 17.940-08), presentado anteriormente en la Cámara de Diputados, cuyo objeto era establecer mecanismos de restitución automática a los clientes cuando se hubieran aplicado cobros excesivos o

cálculos erróneos. Mencionó que entre 2017 y 2025 se habría aplicado dos veces el Índice de Precios al Consumidor en el cálculo del precio de nudo promedio, lo que habría inflado artificialmente las tarifas y generado cobros excesivos, estimados inicialmente en más de 100 millones de dólares.

Afirmó que la Comisión Nacional de Energía no había detectado el error durante ocho años, que el Ministerio de Energía había validado los precios sin una auditoría adecuada y que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles no había fiscalizado la inconsistencia. Sostuvo que esas circunstancias habían erosionado la confianza pública y que el proyecto constituía una oportunidad para corregir la situación.

Planteó, además, la necesidad de aumentar la transparencia regulatoria. Observó que las boletas no informaban con claridad el valor exacto del kilowatt hora pagado por cada cliente, a diferencia de otros bienes cuyo precio unitario era fácilmente identificable. Propuso establecer modelos públicos de cálculo tarifario y una plataforma que permitiera acceder a los datos exactos, con el objeto de fortalecer la probidad, la rendición de cuentas y la justicia tarifaria.

Manifestó que apoyaba varios aspectos de la iniciativa, aunque mantenía observaciones respecto de otros, y solicitó incorporar disposiciones sobre transparencia y restitución automática de cobros excesivos.

Finalmente, se refirió a los cortes de suministro que habían afectado durante más de 48 horas a familias de la región de Valparaíso. Sostuvo que las compensaciones por interrupciones no debían ser financiadas por los propios clientes, sino con cargo a las utilidades de las empresas responsables. Estimó que trasladar ese costo a los usuarios constituía otro abuso que debía corregirse.

El **Honorable Senador señor Calisto** coincidió con la Senadora señora Cariola respecto de la importancia de la “bancada eléctrica”, instancia transversal en la que habían participado parlamentarios desde el Partido Comunista hasta la Unión Demócrata Independiente y que había contado con la asesoría del Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos, señor Javier Piedra.

Sostuvo que las empresas generadoras continuaban traspasando a las tarifas costos asociados al petróleo, sin que los beneficios de las energías renovables no convencionales incorporadas al sistema se reflejaran adecuadamente en las boletas.

Luego, valoró que el Ejecutivo hubiera incluido la renegociación de contratos, pues estimó que constituía un avance respecto de la Administración anterior, que no había acogido esa propuesta.

Afirmó que el mecanismo debía permitir convocar a las empresas generadoras a negociar una materia que contaba con amplio respaldo transversal en el Congreso.

Recordó que en julio comenzaría el cobro de las reliquidaciones derivadas de los 43 meses de atraso del proceso tarifario del VAD. Sostuvo que el Congreso no podía permanecer inactivo frente a esa situación y que, sin una solución legislativa, se producirían alzas promedio cercanas al 5%, con incrementos superiores al 10% para una parte de los clientes, sin considerar los efectos aún mayores en las cooperativas.

Estimó que la propuesta del Ejecutivo podía amortiguar esas alzas. Agregó que el proyecto extendía el subsidio hasta 2027 y que desde 2028 el Cargo MPC disminuiría de 22 a 14 pesos por kilowatt hora, manteniéndose hasta 2035.

Enseguida, manifestó su apoyo al cargo único, por estimar que preservaba el principio de solidaridad. En cambio, expresó diferencias con la propuesta de reliquidación individual, según la cual cada cliente debía pagar su propia deuda, pues consideró que ella afectaba la equidad tarifaria.

Señaló que una fórmula individual podía perjudicar especialmente a las cooperativas del sur, cuyos clientes podrían enfrentar cargos cuatro o cinco veces superiores a los de cooperativas o distribuidoras de las zonas central y norte.

Indicó que, como representante de una región del sur integrada a un sistema mediano, consideraba que la componente de 5 pesos por kilowatt hora era menos gravosa y replicaba la lógica aprobada en 2024.

Explicó que el cargo vigente de 22 pesos disminuiría a 9 pesos en 2028 y que, al sumarse los 5 pesos propuestos, el total ascendería a 14 pesos. Observó que el Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos había calculado un cargo de aproximadamente 4,6 pesos para los clientes BT1.

Recordó que los sistemas medianos del sur tenían costos de generación más elevados y que, durante el proceso anterior, sus clientes habían contribuido también al pago de la deuda del sistema interconectado central, pese a que, a su juicio, no les correspondía. Por ello, valoró que la iniciativa tratara al sistema como una unidad nacional.

A continuación, hizo una serie de preguntas al Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos. Inicialmente, consultó por la comparación entre la Coopelan y Chilquinta. Señaló que, según los antecedentes expuestos, el cargo podía alcanzar aproximadamente 13 pesos por kilowatt hora en la primera y 1,4 pesos en la segunda, diferencia cercana

a nueve veces. Observó que una fórmula basada en la deuda individual haría que las cooperativas del sur pagaran considerablemente más que las distribuidoras de la zona central, lo que, a su juicio, contrariaba los principios de solidaridad y equidad tarifaria.

También consultó por la propuesta de aplicar subsidios cruzados mediante cargos adicionales a clientes de Enel y Saesa. Advirtió que podía existir una contradicción entre recurrir a esos subsidios y cuestionar el carácter regresivo de la propuesta del Ejecutivo.

Asimismo, solicitó aclarar los cálculos y los efectos sobre comunas como Angol, Cañete y Los Ángeles, que ya enfrentaban tarifas elevadas, así como sobre las cooperativas eléctricas.

Finalmente, preguntó cómo se financiaría la deuda si no se utilizaba el cargo sistémico y si la alternativa consistía en asumirla con recursos fiscales. Reconoció que la propuesta del Ejecutivo no solucionaba todos los problemas del sector, pero estimó que armonizaba de mejor manera con los mecanismos vigentes.

A su turno, el **Director Ejecutivo de la ONG Fundación Energía para Todos, señor Javier Piedra**, aclaró que cada usuario mantenía una deuda distinta según la empresa distribuidora y la diferencia tarifaria aplicable en su respectiva zona.

Explicó que dos clientes con un consumo mensual de 200 kilowatt hora podían tener deudas diferentes si estaban conectados a distribuidoras distintas. Indicó que Chilquinta presentaba, en promedio, una de las deudas más bajas y que, según sus cálculos, el cargo correspondiente sería cercano a 1,3 pesos por kilowatt hora si se determinara por distribuidora.

Precisó que no se oponía a la socialización de la deuda, sino que proponía que se efectuara de manera justa. Señaló que, si dos clientes con deudas distintas pagaban un mismo cargo de 5 pesos por kilowatt hora, uno de ellos terminaría financiando parte de la obligación del otro.

Propuso que la deuda se socializara dentro de cada distribuidora y que se incorporara un criterio de equidad tarifaria para apoyar a las empresas o cooperativas con tarifas y deudas elevadas.

Como ejemplo, indicó que un cargo de 13 pesos por kilowatt hora aplicable a una cooperativa podía reducirse hasta un nivel que limitara el incremento de la cuenta al 3%, lo que equivaldría aproximadamente a 8 pesos.

Luego, distinguió entre distribuidoras con tarifas y deudas altas, que debían recibir apoyo; aquellas con tarifas bajas y deudas altas, cuya

subvención consideraba menos necesaria, y empresas como Chilquinta, con tarifas altas y deudas bajas. Sostuvo que un cliente de Chilquinta, que ya pagaba una de las tarifas más elevadas del país, pasaría de un cargo propio cercano a 1 peso a uno uniforme de 5 pesos, lo que encarecería aún más su cuenta. A su juicio, esa consecuencia no representaba equidad territorial.

Reiteró que la deuda se originaba en el consumo multiplicado por una diferencia tarifaria, pero que no debía confundirse la deuda acumulada con la tarifa vigente.

Respecto de la renegociación de contratos, manifestó que resultaba difícil estimar anticipadamente cuánto disminuirían las cuentas, pues cualquier cifra podía generar expectativas que luego no se cumplieran.

El **académico señor Julio Maturana** reiteró que no se oponía en principio a la renegociación de contratos, pero advirtió que la experiencia del sector eléctrico mostraba que las normas tramitadas con excesiva rapidez o mediante marcos demasiado flexibles solían requerir posteriores correcciones legislativas.

Sostuvo que el artículo transitorio al que hizo referencia con anterioridad era excesivamente amplio y necesitaba una elaboración mayor. Reiteró que debía contemplar, al menos, un reglamento, especialmente porque autorizaba la celebración de nuevos contratos y generaba dudas sobre la posible creación de un sistema paralelo a las licitaciones. Al respecto, planteó que debían definirse los efectos sobre las futuras licitaciones, la duración del mecanismo y el volumen de energía que dejaría de licitarse como consecuencia de las extensiones contractuales.

Aclaró que esas observaciones no implicaban rechazo a la idea, sino la necesidad de aprobar una regulación suficientemente precisa para evitar problemas futuros.

Sugirió separar las materias urgentes de las reformas estructurales. Reiteró que los planes de distribución eran necesarios, pero requerían una discusión más profunda y podían tramitarse posteriormente dentro de un plazo determinado, incluso durante el mismo año.

Señaló que el objetivo urgente era aprobar antes de fin de mes las medidas destinadas a impedir las alzas inmediatas. Manifestó dudas acerca de la posibilidad de discutir adecuadamente, en solo un par de días, las reformas de distribución y renegociación de contratos.

Indicó que, si esas disposiciones podían perfeccionarse oportunamente y aprobarse de manera adecuada, ello sería positivo, pero que, en caso contrario, debía evaluarse la separación entre lo urgente y las materias de fondo.

En cuanto a la solidaridad, sostuvo que constituía un principio predominante en el sistema eléctrico, expresado en la equidad tarifaria, el reconocimiento de generación local y otros mecanismos. Sobre el punto, advirtió que una focalización excesiva era compleja y que, según la literatura especializada, generalmente no producía buenos resultados. Por ello, estimó preferibles soluciones generales sustentadas en principios solidarios.

Sin perjuicio de lo anterior, señaló que podía evaluarse la separación de determinados clientes conectados en alta tensión de distribución. Reiteró, no obstante, que aumentar los costos de clientes no residenciales podía incidir en la inflación y que ese efecto, aunque fuera pequeño y se produjera desde 2028, debía cuantificarse antes de adoptar una decisión.

El **Gerente General de la Compañía General de Electricidad S.A., señor Iván Quezada**, observó que los clientes no elegían libremente a la empresa distribuidora que abastecía su zona y que el sistema eléctrico operaba con empresas de estructuras y fijaciones tarifarias diferentes. Por ello, estimó excesivo profundizar en una discusión destinada a encontrar una fórmula exactamente justa, pues consideró improbable alcanzar una solución que reflejara todas las particularidades. Calificó la propuesta del Ejecutivo como una solución razonablemente equilibrada, que permitiría que las distintas regiones enfrentaran incrementos moderados y uniformes, con independencia de la situación particular de la distribuidora respectiva.

Añadió que las alzas relevantes no afectaban únicamente a las cooperativas, sino también a zonas atendidas por empresas distribuidoras tradicionales, aunque con magnitudes diferentes.

Respecto de la calidad del servicio, recordó que durante aproximadamente catorce años se habían formulado propuestas para reformar la regulación de distribución sin avances sustantivos.

Advirtió que la espera por una reforma integral podía impedir el cumplimiento de ciertos objetivos, como las metas estatales de reducción de las horas de interrupción previstas para 2035.

Finalmente, sostuvo que el interés de las empresas era mejorar efectivamente la calidad del servicio, dentro de un marco transparente y sometido al control y monitoreo de los organismos competentes.

El **académico señor Humberto Verdejo** reiteró que el régimen de pago de las reliquidaciones se encontraba incorporado en la normativa vigente y operaba como un fondo financiado en función del consumo.

Explicó que una persona que compraba o arrendaba una propiedad, o que cambiaba de domicilio, podía asumir una deuda generada por otro usuario. Por ello, sostuvo que el cargo según consumo permitía distribuir el aporte de manera objetiva: quien consumía más pagaba más y quien consumía menos aportaba menos.

Coincidió con su antecesor en el uso de la palabra en que no existía una fórmula capaz de resolver todas las situaciones particulares. Desde una perspectiva regulatoria, estimó razonable utilizar mecanismos ya existentes y mantener el criterio de contribución proporcional al consumo.

Respecto de los contratos y los planes de distribución, planteó que debía superarse la percepción de que su implementación sería necesariamente compleja. A su juicio, las reglas debían asegurar que las cuentas no aumentaran como consecuencia de la renegociación y que las inversiones en distribución produjeran mejoras verificables en la calidad del suministro.

El **Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G., señor Darío Morales**, reiteró el apoyo de la asociación al proyecto y sostuvo que debía aprobarse con la mayor prontitud posible, debido a las consecuencias tarifarias previstas para fines de mes.

Consideró que la búsqueda de una solución perfecta no debía impedir la aprobación de una alternativa adecuada frente a la urgencia existente. Sin perjuicio de ello, manifestó que, una vez concluida la tramitación, la asociación quedaba disponible para trabajar con el Ejecutivo y el Congreso en las materias pendientes y en reformas de mayor alcance.

El **Gerente General de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas, señor Patricio Molina**, reiteró que el sector enfrentaba numerosos problemas acumulados y que el proyecto, pese a su carácter misceláneo, abordaba los más relevantes.

Sostuvo que era indispensable resolver las dificultades heredadas antes de iniciar una discusión razonable sobre el futuro del sector, pues solo así podía establecerse un punto de partida claro.

Respecto de la componente de 5 pesos por kilowatt hora, observó que su magnitud era reducida en comparación con los cargos aprobados anteriormente para financiar la deuda de generación. Consultó por qué no podía aplicarse en distribución un mecanismo que ya había funcionado respecto de una obligación considerablemente mayor.

Añadió que el horizonte hasta 2035 era necesario para distribuir razonablemente los costos de la normalización.

Finalmente, señaló que las futuras discusiones sobre distribución, contratos y calidad de servicio debían considerar que la resiliencia y los estándares superiores de calidad generaban costos. Solicitó abordar esas reformas con prudencia y tener presente que la socialización había constituido un mecanismo útil para distribuirlos.

El **representante de las Juntas de Vecinos de la ciudad de Valdivia, señor Abraham Ayala**, valoró la invitación formulada por el Senador señor Flores y destacó la importancia de incorporar a dirigentes sociales en las instancias técnicas y legislativas que afectaban directamente a las comunidades.

Explicó que las organizaciones vecinales conocían las necesidades y problemas existentes en los territorios y podían aportar antecedentes que no siempre estaban presentes en las mesas técnicas. Recordó que representaba a 160 juntas de vecinos de Valdivia y que su intervención expresaba las inquietudes de esas comunidades.

Solicitó que, en futuras reuniones sobre materias que afectaran a la población, participara al menos un dirigente social capaz de exponer la realidad local y plantear observaciones a las propuestas técnicas.

Señaló que la preocupación de los dirigentes se originaba en la diferencia entre las alzas de entre un 2% y un 5% proyectadas para algunas zonas del norte y el incremento cercano al 23% previsto para la Región de Los Ríos.

Solicitó que la solución legislativa incorporara medidas de mitigación dirigidas a los sectores más vulnerables. Recordó que un temporal reciente había afectado severamente a Corral y había evidenciado las precarias condiciones de numerosas familias rurales que vivían con ingresos mensuales muy bajos. Afirmó que las alzas eléctricas incidían especialmente en las personas que habitaban cerros, campos y sectores aislados, y pidió que las autoridades consideraran la dimensión humana y social de las decisiones tarifarias.

Invitó a la Ministra de Energía a visitar Valdivia y reunirse con dirigentes y autoridades locales para explicar el trabajo realizado y las medidas destinadas a proteger a las personas de escasos recursos.

Reiteró que la Región de Los Ríos se encontraba entre las más pobres del país y que sus habitantes se sentían castigados al enfrentar un alza cercana al 23%, muy superior a las proyectadas para otras zonas. Solicitó que esa realidad fuera considerada durante la tramitación.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, coincidió en la importancia de incorporar a representantes

sociales en las discusiones técnicas, pues finalmente eran las familias quienes asumían los efectos económicos de las decisiones.

Advirtió, sin embargo, que la solución no era sencilla. Se preguntó si resultaba justo que una familia vulnerable de otra región financiara parte de la deuda correspondiente al propietario de un centro comercial o de un restaurante en las regiones afectadas.

Sostuvo que el proyecto debía analizarse integralmente y recordó que se había solicitado al Ejecutivo evaluar alternativas, como ampliar o aumentar el subsidio focalizado para las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

Comparó la situación con el caso de una persona a quien se cobrara $4.000 por un kilo de pan cuyo precio era de $3.000, con el objeto de financiar el aumento experimentado en otro territorio. Estimó que la ecuación resultaba difícil de justificar, aun cuando existiera empatía con las regiones afectadas.

Recordó que en 2024 regiones del norte habían enfrentado alzas semejantes sin que se hubiera aplicado un mecanismo solidario. Por ello, consideró necesario determinar si la solidaridad constituiría un principio permanente del sistema o si se aplicaría de manera aleatoria o discrecional según la Administración de turno.

El **Honorable Senador señor Flores** valoró la posibilidad de escuchar a académicos, representantes de la industria y dirigentes vecinales, pues las diversas exposiciones habían permitido comprender mejor una materia compleja.

Observó que las cuentas eléctricas eran difíciles de entender y que los usuarios tendían a aceptar sus cobros sin disponer de información suficiente para verificarlos. Recordó que en ocasiones anteriores esas cuentas habían reflejado errores de cálculo e incluso conductas colusorias. Sostuvo que, cuando las instituciones o los expertos se equivocaban, las consecuencias recaían sobre las personas, especialmente las más vulnerables y la clase media.

Advirtió que los errores y las malas decisiones terminaban afectando a una ciudadanía que enfrentaba dificultades para llegar a fin de mes y vivía en un contexto de incertidumbre. Atribuyó parte del problema al Estado de Chile, por no haber gestionado ni comunicado oportunamente las dificultades del sistema. Señaló que esa falta de anticipación obligaba posteriormente a adoptar soluciones que no resultaban satisfactorias.

A continuación, estimó que la respuesta estructural no consistía únicamente en ajustar las cuentas, sino en modificar la matriz energética

para generar energía en mayor cantidad, de manera más limpia y a menor costo. A propósito de eso, recordó que durante la década de 1990 habían existido oposiciones a proyectos hidroeléctricos, eólicos y de otras tecnologías.

Afirmó que la historia no podía modificarse, pero que debía buscarse una solución ecuánime en la que el Estado asumiera también su responsabilidad. Rechazó que toda la deuda fuera atribuida automáticamente a la ciudadanía por el solo hecho de consumir electricidad.

Mencionó los errores de cálculo, las omisiones de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Energía y las decisiones institucionales adoptadas durante el proceso. Estimó que esas actuaciones habían perjudicado a los usuarios y que el Estado debía asumir parte de sus consecuencias.

Concluyó que no bastaba una solución meramente salomónica y que la Administración debía considerar alguna forma de responsabilidad estatal frente a los ciudadanos afectados.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, agradeció la participación de las organizaciones e instituciones invitadas, cuyas distintas perspectivas habían enriquecido el análisis del proyecto.

Anunció que la próxima sesión comenzaría con las respuestas del Ejecutivo, de la Superintendenta de Electricidad y Combustibles y del Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía a las consultas formuladas por la Senadora señora Cariola y los Senadores señores Calisto y Trisotti.

En una sesión posterior, el **Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Mauricio Funes**, se refirió a las dudas planteadas durante las audiencias celebradas en sesiones anteriores acerca de la implementación de los principales contenidos del proyecto de ley.

En primer término, abordó el mecanismo de renegociación de contratos de suministro. Explicó que el proyecto otorgaba al Ministerio de Energía una facultad excepcional y transitoria, que podía ejercerse por una única vez, para promover la modificación de contratos vigentes.

Ante las inquietudes relativas a que la renegociación pudiera generar riesgo regulatorio o encarecer las futuras licitaciones, recalcó el carácter esencialmente voluntario del mecanismo para las empresas suministradoras. Aclaró que no se proponía una revisión unilateral de los

contratos ni una facultad que pudiera ejercerse discrecional o arbitrariamente por el Ejecutivo.

Sostuvo que la voluntariedad mitigaba y hasta anulaba el eventual riesgo regulatorio y otorgaba certeza jurídica, pues permitía establecer claramente las condiciones conforme a las cuales el Ministerio de Energía podía conferir el mandato y la Comisión Nacional de Energía debía implementarlo.

En cuanto a la viabilidad práctica del mecanismo, recordó que la posibilidad de renegociar contratos tenía antecedentes anteriores. Relató que, entre 2023 y 2025, a partir de una presentación formal de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios, Conadecus, la Comisión Nacional de Energía había iniciado conversaciones con distintas empresas suministradoras para determinar su disponibilidad para renegociar contratos vigentes. Indicó que ese intento no había prosperado porque no existían un procedimiento reglado ni un marco normativo claro. Afirmó que el proyecto subsanaba ese vacío al establecer un marco preciso para ejercer la facultad, junto con resguardar la certeza jurídica y regulatoria mediante el carácter voluntario del mecanismo.

Respecto del financiamiento de los proyectos asociados a los contratos susceptibles de renegociación, explicó que normalmente se habían estructurado mediante *project finance*, modalidad en la que una entidad financiera respaldaba la ejecución del proyecto y recibía reembolsos vinculados y condicionados a los flujos del respectivo contrato de suministro.

Reconoció que la renegociación podía plantear dudas acerca de sus efectos sobre el financiamiento y sobre los derechos de entidades externas al suministrador. No obstante, estimó que el proyecto permitía conciliar esas consideraciones mediante una nueva estructura financiera que incorporara a las entidades que habían financiado originalmente los proyectos.

Aclaró que no se proponía entregar un cheque en blanco, sino habilitar una herramienta para negociar lo que la regulación vigente no permitía modificar y hacer partícipes del procedimiento a las entidades financieras, siempre a partir de la decisión voluntaria de la empresa suministradora de acogerse al mecanismo.

A continuación, abordó los planes de inversión en distribución regulados en el artículo 183 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos. Se refirió, particularmente, al riesgo de que las obras fueran objeto de una doble remuneración.

Compartió plenamente la preocupación manifestada durante las audiencias y recalcó que el proyecto no pretendía permitir que una misma

infraestructura fuera remunerada simultáneamente mediante el proceso tarifario cuatrienal del valor agregado de distribución y mediante los planes de inversión en obras de distribución.

Precisó que esa prohibición se encontraba expresamente recogida en el proyecto y debía orientar tanto su desarrollo reglamentario como el control de juridicidad que ejercería la Contraloría General de la República. En consecuencia, los planes no podían implicar el doble pago de infraestructura o costos ya reconocidos conforme al artículo 182 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Respecto de la empresa modelo, sostuvo que el Ejecutivo no pretendía abandonar el esquema conforme al cual se tarificaba y remuneraba a las empresas distribuidoras. Por el contrario, señaló que se buscaba ratificarlo y dejar para una discusión posterior, que requería mayor maduración, la eventual modificación estructural de dicho modelo.

Aclaró que la iniciativa no reembolsaba los costos reales de las empresas, sino que establecía una remuneración complementaria y voluntaria para determinadas obras, las que debían ser aprobadas por el Ministerio de Energía y reconocidas tarifariamente por la Comisión Nacional de Energía.

Destacó como resguardo la intervención del Panel de Expertos, órgano encargado de resolver las discrepancias entre los reguladores y los regulados conforme a la Ley General de Servicios Eléctricos. Explicó que el proyecto le confería competencia para pronunciarse sobre las diferencias relativas a la valorización de los planes presentados por las distribuidoras.

Estimó que esa revisión permitía asegurar una valorización eficiente, reconocer debidamente los costos de ejecución y descartar que el proceso se tradujera en una doble remuneración.

Añadió que los planes no pretendían remunerar el cumplimiento de la norma técnica vigente, pues ello equivaldría a reconocer tácita o encubiertamente un doble pago. Su objeto era financiar proyectos que superaran el estándar normativo ya remunerado mediante el proceso tarifario cuatrienal. Explicó que el mecanismo permitiría ejecutar obras en comunas que, pese a cumplir formalmente los índices de la norma técnica, presentaban deficiencias reales en la calidad del suministro que requerían una intervención específica.

Agregó que el proyecto imponía límites claros. Cada plan no podía superar el 5% del valor nuevo de reemplazo de la respectiva concesionaria y el conjunto de planes aprobados para una empresa no podía exceder el 20%, lo que mantenía el carácter excepcional del mecanismo frente a la remuneración ordinaria determinada en el proceso tarifario del VAD.

Posteriormente, se refirió a la modificación del artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativa a los decretos de racionamiento y a la incorporación de una nueva causal para su dictación.

Recordó que algunos expositores habían advertido que la nueva causal podía resultar indeterminada y permanente, y generar espacios para el ejercicio arbitrario de la atribución. Al respecto, sostuvo que las hipótesis vigentes eran demasiado acotadas para la complejidad actual del sistema eléctrico: señaló que la legislación contemplaba principalmente situaciones de sequía y fallas prolongadas en unidades de generación, pese a que los riesgos para el suministro, en la práctica, podían originarse en múltiples causas y afectar solo determinadas áreas geográficas.

Mencionó como ejemplo situaciones coyunturales que habían afectado a sectores de las regiones de Ñuble y del Maule. Estimó necesario reconocer un mecanismo que permitiera al Coordinador Eléctrico Nacional, a la Comisión Nacional de Energía y a la autoridad política enfrentar escenarios localizados que representaran un riesgo para el suministro de los clientes.

Afirmó que la nueva causal no privaba al decreto de racionamiento de su carácter excepcional, porque su utilización debía fundarse en criterios técnicos, en un informe del Coordinador Eléctrico Nacional y en un informe técnico de la Comisión Nacional de Energía. A su juicio, la intervención de esos organismos constituía el principal resguardo frente a un ejercicio arbitrario.

En relación con las modificaciones del artículo 72-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos, relativas a la revisión y actualización de los inventarios de transmisión, sostuvo que era indispensable resolver la falta estructural de fiabilidad de la información sobre las instalaciones remuneradas mediante los procesos tarifarios de transmisión.

Planteó que debía entregarse una señal regulatoria suficiente para garantizar la integridad de la información antes del siguiente proceso tarifario. Indicó que el proyecto establecía un período específico para que las empresas transmisoras completaran sus inventarios y para que el Coordinador Eléctrico Nacional actualizara el registro que administraba. Destacó que la precisión de esos inventarios otorgaba certeza a los clientes regulados y libres acerca de los activos de transmisión que financiaban.

Aclaró que el proyecto no eximía a las empresas transmisoras de las sanciones que correspondieran por incumplir sus deberes. No obstante, procuraba establecer incentivos suficientes para que las deficiencias de las bases de activos fueran corregidas dentro de los plazos fijados.

Finalmente, abordó los retrasos en los procesos tarifarios de competencia de la Comisión Nacional de Energía. Reconoció que dichos atrasos afectaban la certeza de las señales tarifarias percibidas por los clientes y afirmó que la institución era consciente tanto de sus efectos como de la necesidad de adoptar medidas para impedir que se repitieran.

Precisó que algunos retrasos respondían a causas estructurales que excedían las competencias de la Comisión, sin que ello permitiera desconocer el rol esencial que le correspondía.

Explicó que el proyecto establecía un régimen transitorio para empalmar adecuadamente el proceso tarifario en curso, otorgarle viabilidad y corregir hacia el futuro los retrasos acumulados. Añadió que la iniciativa ordenaba el calendario y las distintas etapas de los procesos tarifarios, con el objeto de entregar certeza tarifaria y regulatoria.

A continuación, la **Superintendenta de Electricidad y Combustibles, señora Marta Cabeza**, explicó que a la Superintendencia no le correspondía generar nueva normativa, sino aplicar la legislación vigente. En ese marco, la reliquidación constituía una obligación legal que ya se encontraba en ejecución.

Señaló que, cuando se producía un retraso en un proceso tarifario, como había ocurrido con el VAD, correspondía a la Superintendencia determinar la metodología de pago. Indicó que la institución ya había realizado ese ejercicio, aunque no desconocía el impacto que su aplicación podía ocasionar en los usuarios.

Expuso que las reliquidaciones se originaban en el desfase con que las tarifas habían comenzado a aplicarse. El congelamiento correspondiente al período tarifario 2020-2024 había generado diferencias superiores a 800 millones de dólares, las que debían reliquidarse en las boletas conforme a la normativa vigente.

Observó que el proyecto reorganizaba el mecanismo de pago y que su implementación también exigiría un esfuerzo adicional de la institucionalidad. Sin embargo, recalcó que el foco de la Superintendencia se encontraba en los clientes y en su derecho a recibir cuentas correctas.

En ese orden de ideas, manifestó que la iniciativa buscaba solucionar una obligación que debía ejecutarse, pero que produciría un impacto significativo sobre los usuarios si se aplicaban directamente las reglas vigentes.

Precisó que, en ausencia de una nueva ley, la Superintendencia había instruido el pago de los cargos en 48 cuotas, ampliables hasta alrededor de 60 en determinados casos, sin un fondo amortiguador, sin

subsidio y sin una medida especial para las comunas de las regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

Recordó que la Superintendencia mantenía una relación directa con los usuarios y recibía anualmente alrededor de 100.000 reclamos relacionados con aumentos de las cuentas, facturaciones y otros problemas del servicio. Reafirmó que el compromiso institucional era con esos usuarios y que la política pública debía considerar su situación, más allá de la mera aplicación de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Valoró la importancia que había tenido el subsidio para las familias pertenecientes al Registro Social de Hogares y recordó que la Superintendencia había colaborado en su implementación conforme al mandato legal.

Respecto de la objeción según la cual los clientes con saldos a favor terminarían pagando deudas ajenas mediante el cargo uniforme, aclaró que el diseño del proyecto exceptuaba de la nueva componente a quienes debían recibir abonos.

Afirmó que no era posible seguir postergando las reliquidaciones, pues la ley ordenaba su contabilización y cobro conforme al calendario respectivo.

Precisó que la labor de la Superintendencia no consistía únicamente en recibir los montos informados por las empresas, sino también en verificar que los cálculos realizados para cada usuario fueran correctos. Informó que ese trabajo ya se había efectuado y que se encontraba determinado el monto individual que debía reliquidarse.

Reiteró que la reliquidación estaba en curso, se encontraba en ejecución y era impostergable, y destacó que el proyecto incorporaba un subsidio destinado a apoyar directamente a los usuarios.

En relación con las personas electrodependientes, explicó que la ley Nº 21.304, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, presentaba un desfase entre la certificación sanitaria y la inscripción ante las empresas eléctricas.

Indicó que la regulación vigente imponía a la propia persona electrodependiente el deber de inscribirse ante la distribuidora. El proyecto proponía, en cambio, que los servicios de salud informaran directamente los casos a la Superintendencia, de modo que todas las personas certificadas pudieran quedar incorporadas al registro y recibir la protección correspondiente.

Valoró esa modificación y señaló que la Superintendencia ya había procurado promover una solución en ese sentido.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, valoró los esfuerzos realizados en favor de las personas electrodependientes y relató que, antes de la emergencia climática que afectaba a la región que representa, la empresa distribuidora CGE había contactado a más de 400 pacientes electrodependientes de la zona.

Indicó que la empresa les había proporcionado grupos electrógenos y combustible y había mantenido comunicación con ellos. Advirtió, sin embargo, que el combustible entregado había sido previsto para dos días y que la emergencia se había prolongado por un período mayor.

Manifestó que las iniciativas legales debían otorgar garantías efectivas a las personas electrodependientes, pues una interrupción del suministro constituía para ellas una situación de vida o muerte.

Sobre el punto, la **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, precisó que las empresas distribuidoras entregaban normalmente equipos de respaldo a las personas electrodependientes de manera permanente y no únicamente cuando se anunciaba una emergencia. Agregó que, durante las contingencias, las empresas debían reponer el combustible. Señaló que el Ministerio se estaba coordinando con otros servicios para hacerlo llegar a las zonas en que los cortes de caminos dificultaban su distribución.

A continuación, explicó las razones por las cuales el Ejecutivo consideraba indispensable aprobar el proyecto. Recordó que durante julio de 2026 comenzaría el cobro de las reliquidaciones derivadas de los 43 meses de retraso del proceso tarifario del valor agregado de distribución.

Indicó que esa obligación había sido heredada por la Administración y se encontraba vigente. Si el Congreso no actuaba, la Superintendencia debía aplicar los cobros individuales conforme a las reglas existentes y sin los resguardos previstos por el proyecto.

Destacó el trabajo desarrollado con los integrantes y asesores de la Comisión y con la Cámara de Diputados para elaborar la propuesta.

Sostuvo que la comparación correcta debía efectuarse entre los escenarios “con proyecto” y “sin proyecto”, y no con una situación hipotética en la que la deuda no fuera pagada.

Expuso que, sin proyecto, desde julio de 2026 un 65% de los clientes enfrentaría alzas de hasta un 5%; un 24%, incrementos de entre un 5% y un 10%; y un 11%, aumentos superiores al 10%. Añadió que algunos clientes podían experimentar alzas superiores al 50% en sus cuentas finales.

En cambio, afirmó que con el proyecto el impacto se limitaría aproximadamente a un 2,3% desde 2028. Por ello, sostuvo que rechazar la iniciativa no impediría el cobro, sino que lo haría más caro e inmediato para la mayoría de las familias.

Advirtió que, si el proyecto era rechazado, tampoco se extendería el subsidio eléctrico. Explicó que la legislación vigente contemplaba ese beneficio para 2024, 2025 y 2026, pero no para 2027, año durante el cual continuarían vigentes los cargos asociados a la deuda con las generadoras. Indicó que el proyecto ampliaba el subsidio hasta 2027 en beneficio de cerca de dos millones de hogares pertenecientes al 40% más vulnerable. En consecuencia, sostuvo que votar en contra implicaba dejar a millones de personas expuestas a las alzas desde agosto de 2026 y sin protección durante 2027.

Luego, respecto de las propuestas para que cada cliente pagara individualmente su deuda o para segmentar el cobro por empresa o territorio, afirmó que los datos de la Superintendencia demostraban que esas alternativas producirían efectos especialmente gravosos. Señaló que una reliquidación individual dejaría a clientes de cooperativas rurales con deudas millonarias pagaderas en 48 o hasta 60 cuotas. Agregó que un cobro territorial haría que los usuarios del sur pagaran entre cuatro y cinco veces más que los del centro y del norte.

En ese orden de ideas, sostuvo que el cargo único de 5 pesos por kilowatt hora era, conforme a los cálculos técnicos disponibles, la alternativa menos costosa para el conjunto de los usuarios y recogía los principios de solidaridad y equidad tarifaria de la Ley General de Servicios Eléctricos. Recalcó que no se trataba de un mecanismo nuevo ni experimental, sino del mismo instrumento aprobado por el Congreso en 2024 para pagar la deuda con las empresas generadoras mediante un cargo de 22 pesos por kilowatt hora. Explicó que ese cargo disminuiría a 9 pesos en 2028 y que el proyecto añadiría una componente de 5 pesos, por lo que el total quedaría en 14 pesos por kilowatt hora hasta 2035 para los clientes con deuda. Añadió que, para quienes no mantuvieran deuda, el cargo disminuiría a 9 pesos.

En esas consideraciones afirmó que, aun pagando la nueva obligación, el cargo total de las familias con deuda bajaría de 22 a 14 pesos por kilowatt hora desde 2028.

Luego, rechazó que el proyecto fuera regresivo o que los hogares financiaran la deuda de los clientes comerciales. Explicó que la contribución era proporcional al consumo, pues el cargo se calculaba por kilowatt hora, de modo que los clientes comerciales e industriales aportarían más que un hogar promedio. Recordó que el mismo criterio se había utilizado en la ley aprobada en 2024 sin que se hubieran formulado objeciones semejantes.

Al respecto, indicó que separar a los clientes residenciales reduciría su cargo únicamente de 5 a 4,9 pesos por kilowatt hora y trasladaría la diferencia a pequeñas y medianas empresas, almacenes de barrio y panaderías. Agregó que la tarifa BT1 no distinguía entre hogares y pequeñas empresas, por lo que consideró que la separación propuesta sería artificial e inoficiosa.

Reiteró que quienes no mantuvieran deuda o tuvieran un saldo a favor quedarían expresamente exentos de la componente, con el descuento correspondiente en sus boletas. Por ello, sostuvo que ningún cliente pagaría una deuda que no tuviera.

Posteriormente, señaló que el criterio de equidad consistía en que quienes hubieran consumido más aportaran una cantidad mayor y quienes hubieran consumido menos contribuyeran con un monto inferior. Afirmó que se trataba del mismo principio aplicado mediante el factor de equidad tarifaria residencial y el reconocimiento de generación local. Relacionó este principio con la medida destinada a impedir alzas desproporcionadas en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos, donde se proyectaba un incremento promedio cercano al 19%. Explicó que, durante el segundo semestre de 2026, los clientes regulados abastecidos desde las subestaciones de Valdivia, Rahue, Puerto Montt, Melipulli, Chiloé y Ciruelos mantendrían transitoriamente los precios de nudo del decreto anterior. Precisó que la medida era focalizada, excepcional y transitoria, reconocía una realidad territorial específica y evitaba un impacto particularmente severo sobre las familias del sur. Añadió que tendría una duración de seis meses y que su efecto sobre las restantes regiones no superaría el 1%. Sostuvo que quienes aceptaban la solidaridad para proteger a esas regiones no podían rechazarla cuando se trataba de pagar conjuntamente una deuda del sistema eléctrico nacional.

Respecto del financiamiento, señaló que existía un contexto de déficit fiscal y que el pago de la deuda no había sido incorporado en el presupuesto de 2026. Afirmó que no existía otro mecanismo disponible para comenzar a saldar la obligación con las empresas distribuidoras.

Advirtió que postergar la decisión incrementaría el capital adeudado a una tasa anual de 6,68%. Recordó que la deuda con las generadoras había acumulado aproximadamente 2.000 millones de dólares adicionales en intereses, cuestión que sirve de lección. Indicó que la obligación con las distribuidoras ascendía a cerca de 800 millones de dólares y que se habían obtenido, o se encontraban en proceso de obtenerse, condiciones de financiamiento más favorables.

Sobre los planes de inversión del artículo 183 ter, negó que debilitaran el modelo de empresa eficiente que regía la regulación de distribución. Explicó que los planes no alteraban la empresa modelo, sino

que incorporaban obras urgentes y focalizadas para mejorar la calidad del servicio, conforme al espíritu de la ley Nº 21.721, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transmisión eléctrica.

Enumeró como resguardos el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía, la intervención del Panel de Expertos, el límite equivalente al 5% del valor nuevo de reemplazo, la remuneración sujeta al cumplimiento de metas, la caducidad del plan si la obra no entraba en operación dentro de un año y la prohibición expresa de doble pago.

Precisó que únicamente se incorporaría a la empresa modelo aquello que hubiera sido aprobado y se encontrara efectivamente en operación.

En el mismo sentido, sostuvo que el mecanismo no debilitaba el modelo, sino que lo orientaba a reducir los cortes de suministro en un país cuyo índice de duración media de las interrupciones (SAIDI), alcanzaba 15,2 horas, casi cuatro veces la meta nacional de cuatro horas. Aclaró que el SAIDI medía la cantidad promedio de horas durante las cuales una familia permanecía sin suministro eléctrico.

En cuanto a la renegociación de contratos, indicó que el proyecto no se limitaba a resolver una deuda acumulada, sino que también procuraba mejorar las condiciones tarifarias futuras. Explicó que se establecía una facultad excepcional, ejercible por una única vez, para promover acuerdos voluntarios destinados a disminuir los precios de suministro de los clientes regulados. Sostuvo que el mecanismo podía generar ahorros para los hogares sin afectar la certeza jurídica ni modificar unilateralmente los contratos vigentes. Lo consideró una señal de que el Ejecutivo no solo procuraba ordenar las consecuencias del pasado, sino también construir un sistema más eficiente y menos costoso para los usuarios.

Concluyó que el proyecto no creaba un alza, sino que ordenaba una deuda preexistente que se cobraría con o sin la nueva ley. Afirmó que únicamente la iniciativa permitía pagarla gradualmente, de manera proporcional al consumo y con protección para los hogares vulnerables. En ese orden de ideas, planteó que la decisión de la Comisión no consistía en determinar si la deuda sería pagada, pues su pago era inevitable, sino en escoger entre una forma cara, abrupta y desigual y el mecanismo ordenado, proporcional y protegido por un subsidio para cerca de dos millones de familias que proponía el Ejecutivo.

Finalmente, agradeció el trabajo desarrollado con la Comisión y reiteró el compromiso del Ministerio de abordar posteriormente otras materias surgidas durante los meses de trabajo conjunto.

La **Honorable Senadora señora Cariola** informó que reemplazaba al Senador señor Núñez, quien se encontraba acompañando a las personas afectadas por la emergencia climática en la Región de Coquimbo.

Manifestó que le había sorprendido que la iniciativa fuera discutida en general y particular a la vez. Por ello, solicitó suspender la sesión durante, al menos, treinta minutos, para redactar indicaciones sobre las materias planteadas durante el debate.

Asimismo, pidió que la Ministra aclarara el efecto del cargo común sobre la Región de Valparaíso. Recordó que algunos expositores habían afirmado que esa región presentaba las tarifas eléctricas más elevadas del país y, al mismo tiempo, una de las deudas promedio más bajas. Expresó preocupación en cuanto a que, mediante la socialización propuesta, los usuarios de Valparaíso terminaran pagando un cargo superior al que les correspondería según su deuda.

Por lo anterior, consultó si el mecanismo producía efectivamente equidad tarifaria en la región, considerando que quienes ya enfrentaban tarifas elevadas debían contribuir al pago de obligaciones correspondientes a clientes con tarifas más bajas y deudas mayores. Estimó que esa situación no era justa, especialmente debido a los incrementos tarifarios y a los errores de cálculo que habían afectado a Valparaíso durante los años anteriores.

Anunció que presentaría una indicación destinada a segmentar el cargo según el tipo de cliente y reiteró la solicitud de suspender la sesión para preparar propuestas para la discusión particular.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, sostuvo que acoger la fórmula propuesta por uno de los asesores produciría alzas significativas para algunos clientes en beneficio de otros.

Afirmó que el principio de equidad tarifaria buscaba precisamente evitar ese resultado y recordó que la misma lógica había sido utilizada por la Administración del Presidente señor Boric en 2024 para pagar la deuda con las empresas generadoras.

El **Subsecretario de Energía, señor Hugo Briones**, explicó que el país se dividía en doce áreas típicas de distribución, a las que se asignaban tarifas aplicables en las respectivas zonas de concesión.

Indicó que los clientes quedaban sujetos a la tarifa legalmente fijada para el territorio en que se encontraban y que el mecanismo propuesto distribuía el monto entre quienes habitaban las distintas zonas.

Estimó que la aplicación del principio de solidaridad constituía la alternativa más equitativa dentro de la regulación vigente.

El **Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Mauricio Funes**, reconoció que existían diferencias tarifarias entre las regiones del país, pero sostuvo que las tarifas de la Región de Valparaíso no presentaban diferencias sustanciales respecto de las de otras regiones, como la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.

Ofreció remitir los antecedentes comparativos a la Senadora señora Cariola.

A continuación, explicó que cada fijación tarifaria reconocía las componentes de generación, transmisión y distribución y aplicaba mecanismos de subsidios cruzados entre regiones y comunas. Sostuvo que esos instrumentos permitían atenuar las alzas particulares y reducir eficientemente las asimetrías tarifarias entre los distintos territorios. Afirmó que el proyecto recogía el mismo principio, con el objeto de impedir diferencias sustantivas en las tarifas nacionales.

Como ejemplo, indicó que la medida destinada a moderar las alzas en las regiones de Los Ríos y de Los Lagos produciría un impacto inferior al 1% en las demás regiones.

Señaló que la socialización, solidaridad o subsidio cruzado buscaba aplanar las diferencias y aproximar los niveles tarifarios entre las regiones y comunas del país.

La **Superintendenta de Electricidad y Combustibles, señora Marta Cabeza**, observó que se había utilizado como ejemplo la menor deuda de reliquidación correspondiente a los clientes de la Región de Valparaíso, como si dicha situación derivara de un mérito particular que debiera ser protegido.

Aclaró que las diferencias tarifarias se determinaban territorialmente y que los clientes no elegían la tarifa ni la distribuidora que les correspondía.

Añadió que quienes enfrentarían las alzas más elevadas tampoco habían escogido esa condición. Por ello, estimó que la socialización respondía precisamente al carácter territorial y fortuito de las diferencias.

A continuación, la **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, puso en votación el proyecto de ley, en general.

- Puesto en votación el proyecto de ley, en general, fue aprobado por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste y señores Calisto, Castro y Trisotti.

El **Honorable Senador señor Castro** fundamentó su voto favorable a la idea de legislar. Valoró el trabajo del Ejecutivo, manifestó empatía con las dificultades tarifarias que enfrentaban las familias y expresó su disposición a promover medidas destinadas a aliviar las cuentas eléctricas.

Recordó que, como consecuencia, entre otros factores, de la pandemia y del congelamiento de las tarifas, el país atravesaba un proceso de ajuste de las cuentas de energía. Señaló que debía considerarse el esfuerzo que realizaban las familias para llegar a fin de mes. En ese sentido, planteó que la discusión debía superar las posiciones políticas y mantener la tradición de alcanzar acuerdos transversales en materia energética para reducir las cuentas finales de los hogares.

Sin perjuicio de su apoyo, hizo presente que los organismos del Estado habían acumulado retrasos de 43 meses en el proceso del VAD 2020-2024, 19 meses en el VAD 2024-2028, 34 meses en la tarificación de los sistemas medianos 2022-2026 y 29 meses en el valor anual de transmisión por tramo del período 2024-2027. Afirmó que esos atrasos habían generado una deuda de $836.000 millones, de los cuales aproximadamente $150.000 millones correspondían a intereses.

Solicitó que el Ejecutivo transparentara y detallara esa información, así como la proyección de la deuda total y de los intereses futuros. Estimó que los intereses podían llegar a representar cerca del 40% de la obligación que asumirían los usuarios.

Añadió que esperaba que se introdujeran los cambios necesarios para impedir que esos retrasos volvieran a ocurrir. Sostuvo que las ineficiencias del Estado no debían ser financiadas por los clientes. Recordó que, desde el inicio del trabajo de la comisión asesora, se había solicitado una proyección de los montos que se pagarían en cada región, antecedente que todavía no había sido proporcionado. Expresó que confiaba en que el compromiso asumido por el Ejecutivo se materializara durante la tramitación.

Finalmente, expresó su disposición a trabajar conforme al protocolo de acuerdo suscrito para avanzar en una ruta de reducción de las tarifas mediante las modificaciones legales, reglamentarias y normativas pertinentes. Sostuvo que el alivio tarifario también debía contribuir al desarrollo económico y manifestó su confianza en que el Ministerio de Energía impulsara la hoja de ruta acordada. En consecuencia, votó a favor de la idea de legislar.

El **Honorable Senador señor Calisto** fundamentó su voto favorable a la idea de legislar. Valoró que el proyecto incorporara la renegociación de contratos, materia cuya discusión había comenzado anteriormente en la Cámara de Diputados y que el Ejecutivo había recogido mediante la iniciativa.

Señaló que el país enfrentaba una situación concreta, pues durante julio comenzarían los cobros de las reliquidaciones derivadas de los 43 meses de atraso del proceso tarifario del VAD. Sostuvo que el Congreso debía responder a las alzas que podían afectar gravemente a las familias.

Luego, estimó que el proyecto abordaba ese problema y evitaba incrementos promedio superiores al 5%, alzas cercanas al 10% para una parte de los clientes y aumentos superiores al 20% en el caso de algunas cooperativas. Insistió en que el Congreso no podía permanecer inactivo frente a esos efectos y consideró que la iniciativa entregaba una respuesta adecuada.

A continuación, destacó que el proyecto extendía el subsidio durante 2027 y contemplaba una reducción del cargo desde 22 a 14 pesos por kilowatt hora a partir de 2028 y hasta 2035, mientras se pagaban las deudas acumuladas.

Valoró que la propuesta preservara el principio de solidaridad y estimó que hacía justicia con regiones como Aysén, que mantenían costos de generación elevados y que, según indicó, habían subsidiado anteriormente a otros territorios.

Por esas razones, votó a favor de la idea de legislar.

El **Honorable Senador señor Trisotti** anunció su voto favorable. Valoró el trabajo prelegislativo, que había sido reconocido transversalmente durante las audiencias.

Estimó que el proyecto contribuía a estabilizar el sistema eléctrico, otorgaba certeza a las inversiones y evitaba aumentos inminentes en las cuentas de miles de familias.

Señaló que durante la tramitación se habían identificado materias susceptibles de perfeccionamiento y valoró la disposición del Ejecutivo para incorporarlas en el proyecto de ley sobre distribución que se tramitaría durante los meses siguientes.

Consideró que correspondía avanzar con una iniciativa que beneficiaría a miles de consumidores, incorporaría un subsidio y entregaría

mayor estabilidad al sistema. En consecuencia, votó a favor de la idea de legislar.

La **Honorable Senadora señora Cariola** se sumó a las expresiones de solidaridad con las personas afectadas por las lluvias y sostuvo que la falta de preparación y las interrupciones eléctricas demostraban que el sistema continuaba siendo un problema para numerosas familias.

Valoró que la Ministra de Energía hubiera trabajado en la Región de Valparaíso para acompañar a las personas afectadas y acelerar la reposición del suministro por parte de las empresas.

Recordó que desde hacía tiempo había formulado observaciones sobre la manera en que el Ejecutivo había enfrentado un problema originado por errores de cálculo, por su falta de detección oportuna y por la postergación de los pagos asociados a las cuentas eléctricas. Sostuvo que las consecuencias de esos errores recaían nuevamente sobre las familias y, especialmente, sobre los hogares de menores ingresos. En ese sentido, manifestó su acuerdo con la necesidad de ordenar la deuda y establecer mecanismos que permitieran reducir el costo de la electricidad.

Valoró especialmente la renegociación de contratos, propuesta que había sido promovida transversalmente por diversos parlamentarios y que anteriormente no había sido acogida. Estimó que el mecanismo permitiría dejar de pagar contratos antiguos, caros y vinculados a combustibles fósiles, que incrementaban el precio de la energía.

También valoró la ampliación del subsidio y las medidas destinadas a las personas electrodependientes. Sobre el punto, anunció que presentaría una indicación para que la prioridad en el acceso al subsidio aplicable a los hogares electrodependientes pudiera extenderse a las familias damnificadas de las regiones afectadas por las emergencias climáticas.

Sin perjuicio de su voto favorable, recalcó que este no constituía un cheque en blanco. Mantuvo sus objeciones al cargo uniforme y afirmó que la propuesta no lograba una equidad tarifaria suficiente sin introducir diferenciaciones. Expresó que esperaba que esas observaciones fueran recogidas para perfeccionar la iniciativa.

Reiteró, asimismo, la necesidad de entregar mayores garantías de transparencia a los consumidores y manifestó su interés en que el Ejecutivo respaldara el proyecto conocido como “cuentas claras”, presentado anteriormente en la Cámara de Diputados para establecer cuentas precisas y comprensibles, y reducir la opacidad de los procesos tarifarios.

Anunció que desarrollaría esas propuestas durante la discusión particular. Finalmente, votó a favor de la idea de legislar y expresó su expectativa de que la iniciativa constituyera un primer paso para disminuir las cuentas y poner término a los abusos que, a su juicio, habían afectado durante años a los usuarios.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, fundamentó su voto favorable al proyecto.

Recordó que, cuando la Superintendencia de Electricidad y Combustibles había anunciado mediante un instructivo el cobro de la deuda a las familias, la Comisión de Minería y Energía había formulado una solicitud que también había sido conversada con la Ministra de Energía. Valoró la disposición de la Superintendenta y el trabajo realizado con los asesores de los equipos parlamentarios para elaborar una iniciativa que, aunque no satisfacía completamente a todos los sectores, resolvía un problema central.

Luego, se refirió al retraso de 43 meses en el proceso de fijación del VAD y sostuvo que no se trataba de una discusión meramente teórica, pues sus consecuencias afectaban directamente los presupuestos familiares mediante aumentos en las cuentas. Explicó que, si se aplicaba inmediatamente la instrucción de la Superintendencia y la deuda se pagaba en 48 cuotas calculadas cliente por cliente, se producirían efectos muy dispares. Como ejemplo, señaló que, sin proyecto, las cuentas de la Región de Atacama podían aumentar en promedio alrededor de un 37%, mientras que con la iniciativa el incremento sería cercano a un 2,4%.

Agregó que el proyecto corregía los problemas tarifarios y extendía el subsidio eléctrico para las familias vulnerables durante 2027. Después, reconoció que la solución no era completamente satisfactoria y expresó su preferencia por que el subsidio eléctrico se transformara en una política permanente del Estado, semejante al subsidio para el consumo de agua potable. Precisó que el subsidio de agua potable se financiaba con recursos fiscales, mientras que el beneficio eléctrico utilizaba una fórmula distinta. No obstante, sostuvo que ello no justificaba privar de apoyo a las familias vulnerables a través de la iniciativa en informe.

Afirmó que el proyecto protegía a quienes tenían menor capacidad para absorber un alza abrupta, corregía un diseño defectuoso y otorgaba gradualidad frente a un problema que las familias no habían generado. Indicó que su apoyo tenía en consideración el protocolo de acuerdo celebrado con el Ejecutivo. Señaló que insistiría en que las inversiones complementarias destinadas a mejorar la distribución no produjeran nuevas alzas para los clientes.

Asimismo, destacó el compromiso de elaborar una hoja de ruta para perfeccionar los procesos tarifarios, aumentar su transparencia, verificar los mecanismos voluntarios de modificación contractual y adoptar soluciones estructurales para la suficiencia del sistema y la planificación de la transmisión.

En relación con las personas electrodependientes, recordó el camino legislativo recorrido para establecer canales directos de comunicación, exigir que las distribuidoras proporcionaran grupos electrógenos y combustible e incorporar mediciones remotas que permitieran detectar disminuciones de voltaje y activar oportunamente los mecanismos de respaldo.

Por esas razones, votó a favor de la idea de legislar.

- - -

DISCUSIÓN EN PARTICULAR

A continuación, se efectúa una relación de las indicaciones presentadas al texto aprobado en general y de los acuerdos adoptados a su respecto por la Comisión.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, explicó que primero se resolverían las solicitudes de votación separada, luego las disposiciones que fueran objeto de indicaciones parlamentarias y, finalmente, las restantes normas.

-Junto a la solicitud de votación separada de la **Honorable Senadora señora Cariola** relativa al numeral 5 del artículo 1º, propuso la siguiente indicación a la norma:

Agregar, al final del inciso primero del artículo 183 ter contenido en el numeral 5 del artículo 1 del proyecto de ley, a continuación del punto final que sigue a la expresión "regulado en el artículo 182°", que pasa a ser punto seguido, la siguiente oración:

"En ningún caso los planes de inversión a que se refiere este artículo podrán comprender obras que la empresa concesionaria de distribución se encontrare legalmente obligada a ejecutar en virtud de la normativa técnica o del régimen de inversiones regulado en el artículo 182°, ni obras que, a la fecha de la convocatoria, ya se encontraren contempladas en sus planes de inversión o de expansión, en ejecución, o cuya tramitación ante la autoridad competente ya se hubiere iniciado."

La **Honorable Senadora señora Cariola** explicó que el artículo permitía a las empresas distribuidoras presentar planes de inversión por obras cuyo valor máximo fuera equivalente al 5% de su valor nuevo de reemplazo y que serían remuneradas mediante las tarifas.

Señaló que la indicación tenía por objeto impedir que se incorporaran en esos planes obras que las empresas ya estuvieran legalmente obligadas a ejecutar conforme a la ley o a la normativa técnica. Añadió que las inversiones necesarias para cumplir obligaciones vigentes no debían cargarse nuevamente a las tarifas de los usuarios.

Reconoció que el Ejecutivo sostenía que esa prohibición ya se encontraba en la disposición, pero estimó necesario dejarla expresamente establecida en la ley.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, respondió que la preocupación planteada había formado parte de la discusión tanto en la Comisión como en la Cámara de Diputados y que el texto prohibía expresamente el doble cobro.

Explicó que ningún plan de inversión podía comprender obras que la empresa debiera ejecutar conforme al régimen ordinario de la empresa modelo. Además, consideró que el artículo 183 ter propuesto, en su inciso primero, ya incorporaba el contenido de la indicación, por lo que la estimó redundante e innecesaria.

- Sometida a votación la indicación ya reseñada, resultó rechazada por la mayoría de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti. Votaron a favor las Honorables Senadoras señoras Cariola y Provoste.

Quedando aprobada la disposición de la Cámara de Diputados.

El **Honorable Senador señor Castro** fundamentó su voto en contra de la indicación. Señaló que, conforme a la explicación de la Ministra, la materia ya estaba considerada en el texto.

La **Honorable Senadora señora Cariola** fundamentó su voto favorable. Sostuvo que el mecanismo de inversiones propuesto carecía de una regla de pertinencia técnica suficientemente clara para diferenciar las obras correspondientes a los distintos regímenes de inversión. Estimó que la indicación permitía efectuar esa distinción.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, dejó constancia, para la historia de la ley, de que consideraba constitucionalmente inadmisible la indicación rechazada.

-Solicitud de votación separada del numeral 3 del artículo 3º formulado por el **Honorable Senador señor Trisotti**, quien aclaró que la solicitud de votación separada no pretendía cuestionar la protección de las personas electrodependientes, sino precisar el alcance de la disposición.

Observó que ese grupo ya contaba con prioridad y solicitó al Ejecutivo explicar cuál había sido el propósito de la norma incorporada por la Cámara de Diputados. Requirió aclarar cómo se garantizaría una focalización especial, oportuna y verificable y cómo se evitarían eventuales distorsiones.

La **Honorable Senadora señora Cariola** sostuvo que reafirmar la prioridad de las personas electrodependientes inscritas en el registro era conveniente.

Reconoció, sin embargo, la observación formulada por la Ministra acerca de la limitación asociada a una cantidad fija de kilowatt hora. Propuso mantener la prioridad, pero eliminar el límite establecido.

Añadió que respecto a esta misma norma había presentado una indicación para extender la prioridad con tal de alcanzar a las personas afectadas por los temporales en las regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso. Planteó que la disposición debía mantenerse con ambas modificaciones.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, afirmó que la disposición aprobada por la Cámara de Diputados se había originado en una comprensión incompleta de la legislación vigente.

Explicó que el artículo 207-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos obligaba a las concesionarias de distribución a llevar un registro de personas electrodependientes residentes en sus zonas de concesión. Indicó que el proyecto modificaba el sistema para que los servicios de salud o el médico tratante remitieran directamente la información a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la comunicara a la empresa distribuidora.

Señaló que la modificación solucionaba el problema generado porque muchas personas electrodependientes no efectuaban personalmente su inscripción y porque, en ausencia de una norma habilitante, las reglas sobre derechos de los pacientes y protección de datos impedían que terceros la realizaran.

Explicó que la normativa vigente obligaba a las distribuidoras a descontar el consumo de energía asociado al funcionamiento de los dispositivos médicos utilizados por la persona electrodependiente. Para ello, las empresas debían instalar, a su costo, un mecanismo que midiera el consumo efectivo entre la conexión del domicilio y los equipos médicos.

Precisó que la regulación debía considerar el consumo real de los dispositivos y no una cifra fija, pues una persona podía utilizar uno, dos o más equipos y superar ampliamente los 150 kilowatt hora mensuales contemplados por la Cámara de Diputados. Agregó que el reglamento permitía, alternativamente y con acuerdo de la persona electrodependiente, estimar el consumo según las características nominales de los equipos o fijarlo en 50 kilowatt hora mensuales.

Informó que el Ministerio estaba revisando esa regulación para eliminar la alternativa y exigir que la empresa determinara el consumo efectivo según la prescripción médica y los equipos utilizados, con el objeto de descontarlo íntegramente de la boleta.

Por ello, solicitó corregir la disposición aprobada por la Cámara, pues el límite de 150 kilowatt hora podía ser inferior a las necesidades reales de algunas personas.

El **Honorable Senador señor Calisto** recalcó que la solicitud de votación separada no significaba que los integrantes de la Comisión se opusieran a proteger a las personas electrodependientes.

Señaló que el registro de la Superintendencia comprendía aproximadamente 10.342 pacientes, aunque otras estimaciones elevaban la cifra a cerca de 20.000 al incorporar a personas que utilizaban equipos para tratar trastornos del sueño y que, a su juicio, no necesariamente se encontraban en una situación de electrodependencia.

Manifestó que la disposición proveniente de la Cámara no era suficientemente precisa ni eficiente. Solicitó al Ejecutivo presentar una redacción clara que beneficiara efectivamente a las personas electrodependientes y evitara un tratamiento amplio del asunto, o el uso inadecuado de recursos.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, recordó que, junto con el Senador señor Castro, había presentado anteriormente diversas iniciativas destinadas a proteger a las personas electrodependientes y a sus familias, varias de las cuales se habían convertido en ley.

Explicó que la solicitud formulada por el Senador señor Trisotti pretendía asegurar que no existieran dudas acerca de la prioridad de esos

pacientes y sus familias. Informó que la Senadora señora Cariola había preparado una nueva redacción para incorporar esa prioridad directamente en la ley y no dejarla remitida únicamente al reglamento.

La **Honorable Senadora señora Cariola** propuso reemplazar la referencia al mínimo equivalente a 150 kilowatt hora mensuales por una regla según la cual el subsidio debía ser “suficiente para cubrir toda su necesidad de consumo eléctrico de acuerdo a la patología en tratamiento”.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, solicitó precisar aún más la redacción y anunció que el Ejecutivo formularía una propuesta.

Explicó que la norma debía vincularse a los equipos asociados a la patología y a una estimación verificable de su consumo. Observó que la legislación consideraba como electrodependientes, por ejemplo, a personas que utilizaban equipos CPAP, aunque una interrupción de dos o tres días no necesariamente representara un riesgo vital para todas ellas.

Añadió que la regulación no comprendía a las personas insulinodependientes, pese a que la falta de electricidad podía impedir la refrigeración de la insulina. Por ello, estimó necesario revisar cuidadosamente la definición y el alcance de la protección.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, acordó dejar **pendiente de resolución** las indicaciones y la disposición para que la Senadora señora Cariola trabajara una nueva redacción con los equipos técnicos y el Ejecutivo. Agradeció al Senador señor Trisotti haber advertido la materia y reiteró que la protección de las personas electrodependientes constituía una prioridad para la Comisión.

El **Honorable Senador señor Castro** anunció que debía retirarse de la sesión. Solicitó dejar constancia de su voto favorable al conjunto del proyecto y a las indicaciones que había presentado junto con la Senadora señora Provoste, con excepción de la relativa al artículo séptimo transitorio, que establecía un nuevo plazo para actualizar los inventarios.

Manifestó su apoyo irrestricto a las demás disposiciones del proyecto.

La indicación de los **Honorables Senadores señoras Provoste y Cariola y señores Calisto, Castro y Trisotti** que recae sobre el numeral 1 del artículo 1º, agrega un nuevo inciso final sobre información del siguiente tenor:

“El Coordinador informará semestralmente sobre las empresas que han actualizado sus inventarios y la Superintendencia de Electricidad y Combustible informará sobre las multas aplicadas y aportadas al FET a la Comisión de Minería y Energía del Senado

- Sometida a votación la indicación señalada, resultó aprobada por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola y Provoste.

La indicación de los **Honorables Senadores señoras Provoste y Cariola y señor Castro** que recae sobre el numeral 4 del artículo 1º, del siguiente tenor:

Propone agregar, a continuación de la expresión "y que se encuentren en operación.", en el numeral 6) nuevo del inciso segundo del artículo 183, la siguiente oración: "Toda empresa distribuidora real que contenga instalaciones comprendidas en dichos planes deberá ser considerada como empresa de referencia en el respectivo estudio de Valor Agregado de Distribución, exclusivamente respecto de tales instalaciones, con el objeto de evitar el doble pago a que se refiere el inciso séptimo del artículo 183 ter.”

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, sostuvo que la indicación era constitucionalmente inadmisible y abordaba una materia de mayor alcance vinculada con la empresa modelo.

Indicó que su aplicación podía conducir a la creación de numerosos subsistemas tarifarios y resultar impracticable. No obstante, reconoció que el tema debía revisarse durante la futura discusión sobre distribución y propuso incorporarlo en el protocolo de acuerdo.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, acogió la propuesta de incorporar la materia en el protocolo.

La indicación fue **retirada** por sus autores.

La **Honorable Senadora señora Cariola** presentó luego una indicación al numerll 3 del artículo 2º, para reemplazar el artículo 6º propuesto por el siguiente:

“Artículo 6.- Costos financieros. El Saldo Final Restante considerará una tasa anual de reajuste que deberá ser aprobada por el

Ministerio de Hacienda. Esta podrá ser fijada en pesos, unidades de fomento o dólares de los Estados Unidos de América, y podrá tener como base una tasa de referencia correspondiente a la respectiva moneda, incluida la Tasa de Política Monetaria vigente publicada por el Banco Central de Chile, más veinticinco puntos base, u otra tasa relevante. Dicha tasa deberá ser ajustada por el Ministerio de Hacienda de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes al momento de la emisión del documento de pago a que se refiere el artículo 8.

El Saldo de Normalización Tarifaria y cada una de las sumas que lo integren se reajustarán únicamente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor determinado por el Instituto Nacional de Estadísticas, desde la fecha a partir de la cual corresponda efectuar la respectiva reliquidación y hasta su pago efectivo. Dicho saldo no devengará intereses, comisiones, recargos ni otros costos financieros de ninguna naturaleza.”.

La **Honorable Senadora señora Cariola** explicó que el texto aprobado permitía aplicar al Saldo Final Restante una tasa de reajuste.

Recordó que Conadecus había planteado que la deuda no había sido solicitada ni generada por los consumidores, sino que se originaba en el atraso de los decretos tarifarios. Estimó que no era razonable que las distribuidoras obtuvieran intereses adicionales por una postergación no imputable a los clientes regulados.

Luego, sostuvo que el reajuste conforme al Índice de Precios al Consumidor permitía mantener el valor real de la deuda sin incorporar intereses, comisiones o rentabilidades financieras adicionales. De esa forma, los usuarios pagarían la obligación efectivamente generada, pero no el costo financiero derivado de un retraso institucional del que no eran responsables.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, manifestó que compartía la preocupación planteada, pero declaró **inadmisible** la indicación.

La **Honorable Senadora señora Cariola** presentó enseguida una indicación que busca reemplazar, en la letra c) del numeral 5 del artículo 2º, el inciso tercero nuevo que se incorpora al artículo 9 de la ley N.º 21.472, por el siguiente:

“La Componente NT del Cargo MPC que está destinada a pagar el Saldo NT corresponderá al proporcional que cada cliente deberá remunerar según distribuidora y tarifa, impidiendo que dicho cargo genere un aumento de un 3% en la tarifa eléctrica final de cada usuario, el cual se reajustará

semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de julio de 2026. Dicha componente del Cargo MPC deberá aplicarse a partir del 1 de enero de 2028, y se extenderá hasta la total extinción del Saldo NT, lo que no podrá ocurrir después del último día hábil del año 2035.”

La **Honorable Senadora señora Cariola** explicó que el proyecto establecía una Componente NT uniforme de 5 pesos por kilowatt hora para clientes residenciales y comerciales.

Señaló que Conadecus y la ONG Fundación Energía para Todos habían advertido que esa uniformidad podía producir un subsidio cruzado regresivo, mediante el cual clientes con una deuda menor terminaran financiando obligaciones atribuibles a otros perfiles de consumo.

Indicó que la propuesta buscaba corregir esa distorsión mediante una contribución proporcional según distribuidora y tipo de tarifa, junto con limitar al 3% el aumento en la tarifa final.

Sostuvo que la indicación no eliminaba la obligación de extinguir el Saldo NT, sino que establecía una forma más equitativa, gradual y proporcional de distribuir su pago.

Añadió que la modificación evitaría que regiones como Valparaíso, que ya enfrentaban tarifas elevadas, pagaran más de lo que les correspondía por su nivel de deuda.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, respondió que cualquier mecanismo alternativo requería que alguien financiara la diferencia.

Recordó que durante las exposiciones se había planteado que clientes de empresas como Saesa o Enel debían asumir cargos adicionales. Afirmó que, de ese modo, la propuesta que cuestionaba la solidaridad terminaba aplicándola por otra vía.

Sostuvo que el proyecto limitaba el impacto a aproximadamente un 2,3%, por lo que no comprendía la necesidad de establecer un tope del 3%.

Añadió que ni los clientes ni las empresas habían generado voluntariamente la deuda, pero esta existía y debía pagarse. Recordó que en ciertos períodos los clientes del norte habían tenido cuentas más bajas y en otros habían enfrentado tarifas mayores sin recibir compensación.

Por ello, estimó que la indicación contrariaba sus propios fundamentos y que, además, era constitucionalmente inadmisible.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, señaló que la Mesa compartía el criterio de inadmisibilidad. Reconoció que la materia había sido parte central del debate y que compartía el fondo de lo planteado por la Senadora señora Cariola, pero declaró **inadmisible** la indicación.

La **Honorable Senadora señora Cariola** reclamó la declaración de inadmisibilidad.

Argumentó que la propuesta no creaba un impuesto ni una contribución de beneficio fiscal, sino que regulaba un mecanismo interno de equidad tarifaria relacionado directamente con el costo y el financiamiento del suministro eléctrico.

Precisó que el cargo no tenía por finalidad financiar necesidades generales del Estado ni ingresaba a rentas generales, sino que se destinaba exclusivamente al pago del Saldo NT dentro del régimen tarifario.

Solicitó que la Comisión se pronunciara sobre la admisibilidad y recordó que, durante la tramitación de una iniciativa anterior, había rechazado la fórmula propuesta por la Administración de la época porque atribuía a los usuarios la mayor responsabilidad sin exigir una contribución equivalente de las empresas.

- Sometida a votación la admisibilidad de la indicación, fue declarada inadmisible por la mayoría de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto y Trisotti, y Honorable Senadora señora Provoste. Votó por su admisibilidad la Honorable Senadora señora Cariola.

La **Honorable Senadora señora Cariola** propuso para modificar la letra c) del numeral 5 del artículo 2º, una indicación que añade a continuación del inciso tercero nuevo, el siguiente inciso cuarto nuevo:

“Con el objetivo de dar cumplimiento al impedimento referido en el inciso anterior, se aplicará un mecanismo de equidad tarifaria, donde los clientes regulados cuyo cargo sea menor al promedio de los cargos aplicados, según distribuidora y tarifa, y que además la tarifa eléctrica sea menor al promedio nacional, según tarifa, se aplicará un cargo extra que permita recaudar el total necesario para dar cumplimiento a la recaudación que de extinción del saldo NT.”

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, señaló que la indicación complementaba la propuesta previamente declarada inadmisible y

estimó que podía retirarse, sin perjuicio de que también la consideraba inadmisible.

La **Honorable Senadora señora Cariola retiró** la indicación.

La siguiente indicación de la **Honorable Senadora señora Cariola** propone intercalar, en el numeral 6 del artículo 2, en el inciso primero del artículo 10 de la ley N.º 21.472 que se reemplaza, a continuación de la expresión “Impuesto al Valor Agregado, si corresponde”, la siguiente oración:

“El monto cobrado por concepto de la Componente NT del Cargo MPC, destinado exclusivamente al pago del Saldo NT, no formará parte de la base imponible del Impuesto al Valor Agregado establecido en el decreto ley N.º 825, de 1974.”.

La **Honorable Senadora señora Cariola** explicó que Conadecus había planteado que no resultaba justo que el Estado recaudara IVA sobre el cargo de 5 pesos por kilowatt hora, cuya única finalidad era pagar una deuda originada en el retraso de los decretos tarifarios.

Sostuvo que la Componente NT no correspondía al precio de una nueva prestación, a un mayor consumo eléctrico ni a una transacción que agregara valor al cliente. Se trataba, en cambio, de un cobro destinado exclusivamente a extinguir una deuda originada por retrasos administrativos.

Afirmó que aplicar IVA sobre esa componente obligaba a los consumidores a pagar tanto la deuda y sus efectos como una recaudación fiscal adicional derivada del mismo retraso estatal.

Indicó que la exención buscaba asegurar que la totalidad del cargo se destinara a extinguir el saldo y solicitó que la propuesta fuera acogida en representación de los consumidores.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, declaró **inadmisible** la indicación.

- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y del Honorable Senador señor Castro**, para agregar un número nuevo al artículo 1º, del siguiente tenor:

“X. Agrégase un nuevo artículo transitorio del siguiente tenor:

“Cuando exista un retraso mayor a tres meses en la dictación de alguno de los hitos necesarios para dictar los decretos de nudo promedio a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos u otros decretos relevante del proceso tarifario, el jefe del servicio a cargo del hito respectivo será sancionado con un 20% de la remuneración por mes de atraso con un tope de hasta el 60% de su remuneración, sanción que se mantendrá hasta que el acto administrativo respectivo sea evacuado.

Dicha sanción se impondrá previo procedimiento administrativo, en conformidad al Título VIII del decreto Nº2.421 que fija el texto refundido de la ley de organización y atribuciones de la Contraloría General de la República.”.”.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, sostuvo que, sin perjuicio de la posibilidad de consensuar mecanismos de responsabilidad, la indicación era constitucionalmente inadmisible.

Sugirió que la materia fuera abordada en el trabajo legislativo posterior al despacho de la iniciativa, particularmente durante la discusión del proyecto sobre distribución eléctrica.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, recordó que la responsabilidad por los atrasos había sido planteada desde el inicio de la tramitación.

Sostuvo que no podía continuar ocurriendo que una autoridad administrativa demorara la firma de los decretos o que la Comisión Nacional de Energía no entregara oportunamente los antecedentes necesarios, pues en ambos casos los costos del retraso terminaban siendo asumidos por la ciudadanía. Manifestó que habría esperado que el Ejecutivo acogiera la propuesta.

Finalmente, solicitó a la Secretaría efectuar el examen de admisibilidad.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, reiteró que comprendía el fundamento de la propuesta y solicitó incorporar la materia en la discusión legislativa que seguiría al despacho del proyecto.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, declaró **inadmisible** la indicación.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y del Honorable Senador señor Castro**, recaída en el numeral 1

del artículo 3, para reemplazar la expresión “, 2026 y 2027,” por “, 2026, 2027, 2028 y 2029,”.

La **Secretaría** -consultada por la Presidenta- estimó que la prolongación propuesta incidía en la administración financiera del Estado y, por consiguiente, era inadmisible.

La **Honorable Senadora señora Cariola** reclamó la admisibilidad de la indicación.

Argumentó que no se creaba una nueva prestación ni un nuevo subsidio, sino que se modificaba el plazo de vigencia de un beneficio ya existente. Por ello, estimó pertinente que la Comisión pudiera discutir y votar su extensión.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, recordó que el proyecto del Ejecutivo había propuesto extender el subsidio desde 2026 hasta 2027 y que esa modificación había sido aprobada por la Cámara de Diputados.

Añadió que durante el primer trámite constitucional se había propuesto prolongarlo por un período mayor, pero la indicación había sido declarada inadmisible. Aclaró que el problema no se relacionaba únicamente con la cuantía de los recursos, sino también con la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas, las convocatorias para acceder al beneficio y otros elementos de administración financiera.

Reiteró que la indicación le parecía inadmisible, sin perjuicio de que el protocolo acordado con los integrantes de la Comisión contemplaba discutir posteriormente la creación de una ayuda permanente del Estado.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, observó que una de las objeciones formuladas durante las audiencias consistía en que el subsidio no era financiado con recursos públicos.

Indicó que, ante el reclamo de la Senadora señora Cariola, correspondía someter a votación la admisibilidad de la indicación.

- Sometida a votación la admisibilidad de la indicación, esta fue declarada inadmisible por la mayoría de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto y Trisotti, y Honorable Senadora señora Provoste. Votaron en favor de su admisibilidad el Honorable Senador señor Castro y la Honorable Senadora señora Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez).

El **Honorable Senador señor Calisto** sostuvo que la indicación era inadmisible. Precisó que el beneficio se encontraba asegurado hasta 2026 y que el proyecto lo extendía durante todo 2027, con recursos de hasta 120 millones de dólares destinados a numerosas familias. Añadió que, desde 2028, la propia iniciativa contemplaba una disminución de las tarifas.

El **Honorable Senador señor Trisotti** respaldó el criterio de inadmisibilidad sostenido por la Mesa.

La **Honorable Senadora señora Cariola** reiteró que los recursos destinados al subsidio no provenían directamente del Estado, por lo que, a su juicio, la indicación no incidía en su administración financiera.

Añadió que la extensión había sido propuesta durante las audiencias por expertos y centros de estudio que habían participado en la discusión.

El **Honorable Senador señor Castro** hizo notar que había suscrito la indicación, y votó a favor de su admisibilidad.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, respaldó el criterio de inadmisibilidad.

\- - -

- Indicación de la **Honorable Senadora señora Cariola**, recaída sobre el número 3 del artículo 3º, para agregar a continuación de la expresión “Ley General de Servicios Eléctricos”, la frase “así como los afectados por los temporales de las Regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso”.

- Indicación de los **Honorables Senadores señores Castro, Calisto y Trisotti, y de las Honorables Senadoras señora Cariola y Provoste**, recaída sobre el número 3 del artículo 3º, para reemplazar la frase “, como mínimo, el equivalente al valor de 150 kWh mensuales de consumo eléctrico, conforme a la tarifa aplicable al respectivo suministro” por “el consumo efectivo asociado al funcionamiento del o de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología”.

La **Honorable Senadora señora Cariola** aclaró que la primera indicación había abierto el debate sobre la incorporación de las personas afectadas por los temporales.

Señaló que, a partir de las observaciones efectuadas por la Ministra, se había acordado modificar el texto aprobado por la Cámara de

Diputados para eliminar el límite de 150 kilowatt hora y vincular el beneficio a los equipos médicos efectivamente utilizados.

Explicó que la redacción que había remitido establecía que el monto del subsidio debía ser suficiente para cubrir todas las necesidades de consumo eléctrico asociadas al o a los equipos requeridos para el tratamiento de la patología.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

La **Honorable Senadora señora Cariola retiró** la indicación relativa a las personas afectadas por los temporales, con el objeto de tratarla separadamente mediante un nuevo artículo transitorio.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y de los Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti**, recaída en el artículo primero transitorio, para agregar después de “Cámara de Diputados” lo siguiente: “y del Senado”.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y de los Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti**, recaída en el artículo quinto transitorio, para agregar un inciso nuevo del siguiente tenor:

“Este Informe será presentado en sesión especial de las Comisiones citada para tal efecto, durante el primer trimestre de cada año”.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables

Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

\- - -

- Indicación de la **Honorable Senadora señora Cariola**, recaída en el artículo quinto transitorio, para incorporar los siguientes incisos segundo y tercero, nuevos:

"El informe señalado en el inciso anterior deberá ser publicado en el sitio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, junto con los antecedentes que permitan conocer la evolución de los precios, mecanismos de indexación, cargos y demás condiciones económicas relevantes de los contratos de suministro vigentes, resguardando la información comercial cuya reserva se encuentre debidamente fundada.

Las asociaciones de consumidores constituidas de conformidad con la ley N° 19.496 podrán formular observaciones y solicitar la revisión técnica de los antecedentes contenidos en dicho informe. La Comisión Nacional de Energía deberá pronunciarse fundadamente sobre dichas observaciones dentro del plazo de sesenta días.".

La **Honorable Senadora señora Cariola** propuso mantener el primer inciso y suprimir el segundo.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada, con una enmienda, por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola**, recaída sobre el artículo séptimo transitorio, para agregar un nuevo inciso segundo, pasando el actual inciso segundo a ser inciso tercero:

"En el marco del plazo definido, las empresas propietarias de instalaciones de transmisión deberán corregir sus inventarios, en caso de que corresponda, a más tardar al 31 de diciembre de 2026. A las empresas que hubiesen realizado estas correcciones de inventario, durante la vigencia del decreto 7T y hasta la fecha señalada en este inciso, le serán aplicables las nuevas normas que la presente ley introduce al artículo 72-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos.".

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, manifestó el acuerdo del Ejecutivo. Reconoció que la indicación acortaba el plazo, pero estimó que ello permitía limitar temporalmente la posibilidad de corregir los inventarios.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, destacó que la actualización de los inventarios había constituido una preocupación central durante la tramitación.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada por la mayoría de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste. Se abstuvo el Honorable Senador señor Castro.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y de los Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti**, recaída sobre el artículo undécimo transitorio, para incorporar un nuevo inciso del siguiente tenor:

"La Comisión Nacional de Energía informará anualmente sobre las nuevas valorizaciones de las instalaciones de transmisión que señala este artículo a la Comisión de Energía del Senado.".

La **Secretaría** hizo notar un error en la denominación de la comisión del Senado.

- Sometida a votación la indicación reseñada, resultó aprobada, con una enmienda, por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

\- - -

- Indicaciones de las **Honorables Senadoras señoras Provoste y Cariola, y del Honorable Senador señor Castro**, recaídas sobre el artículo décimo tercero transitorio:

- Para agregar, después de la expresión "única vez", lo siguiente: "con plazo máximo hasta diciembre 2027";

- Para agregar, después de la expresión "objeto", lo siguiente: "principal";

- Para agregar, después de la expresión “eficiencia económica”, lo siguiente: “que quedarán establecidos en un Reglamento que dictará el Ministerio de Energía en los primeros 180 días posteriores a la promulgación de la ley”.

- Para agregar un inciso segundo del siguiente tenor:

“El Ministerio de Energía informará anualmente a las Comisiones de Energía de la Cámara de Diputados y del Senado sobre los contratos modificados, las rebajas de tarifas a los clientes regulados, el nuevo plazo contractual y otras modificaciones que la autoridad considere pertinente informar a las Comisiones.”.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, explicó que la indicación procuraba acotar temporalmente la facultad hasta diciembre de 2027 y establecer expresamente que la renegociación debía producir una disminución de las tarifas aplicables a los clientes regulados.

Añadió que la propuesta pretendía precisar mediante el reglamento los criterios que orientarían el mecanismo y establecer el deber de informar sobre sus resultados, especialmente en cuanto a las rebajas tarifarias obtenidas.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, manifestó que el Ejecutivo no tenía objeciones a fijar diciembre de 2027 como plazo máximo.

Solicitó, sin embargo, eliminar la expresión “principal” (segunda indicación), pues el proyecto ya establecía que el objeto del mecanismo era reducir los precios de suministro y la palabra propuesta podía abrir la norma a otros objetivos.

Luego, expresó su conformidad con fijar un plazo de 180 días para la dictación del reglamento.

Respecto del informe a las Comisiones, propuso eliminar la expresión “anualmente”, por cuanto la facultad se ejercería una única vez y correspondía informar sus resultados después de implementarla, sin necesidad de reiterar la comunicación cada año.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, coincidió en la necesidad de evitar que el mecanismo adquiriera carácter permanente y acogió las modificaciones propuestas por el Ejecutivo.

- Sometidas a votación las indicaciones mencionadas, resultaron aprobadas, con las enmiendas reseñadas, por la unanimidad

de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Calisto, Castro y Trisotti, y Honorables Senadoras señoras Cariola (en reemplazo del Honorable Senador señor Núñez) y Provoste.

\- - -

- Indicación de las **Honorables Senadoras señoras Cariola y Provoste**, para agregar un artículo transitorio nuevo del siguiente tenor:

"Artículo décimo sexto transitorio.- Para la asignación del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica regulado en el artículo 3 numeral 3, tendrán prioridad los clientes residenciales cuyos domicilios se encuentren ubicados en las comunas o zonas de las regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso que hayan sido declaradas afectadas por catástrofe con ocasión de los temporales ocurridos durante julio del 2026 siempre que cumplan los demás requisitos establecidos para acceder al beneficio.

El monto del subsidio asignado a dichos clientes deberá cubrir, como mínimo, el equivalente al valor de 150 kilovatios hora mensuales de consumo eléctrico, calculado conforme a la tarifa vigente aplicable al respectivo suministro".

- Indicación de la **Honorable Senadora señora Cariola**, para agregar un artículo transitorio nuevo del siguiente tenor:

"Artículo transitorio.- Para la asignación del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica regulado en el artículo 3 numeral 3, tendrán prioridad los clientes residenciales cuyos domicilios se encuentren ubicados en las regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso que hayan sido declaradas afectadas por catástrofe con ocasión de los temporales ocurridos durante julio del 2026, siempre que cumplan los demás requisitos establecidos para acceder al beneficio.".

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, señaló que el Ejecutivo había estado analizando la situación de las regiones más afectadas por los temporales, sin desconocer que otros territorios también habían experimentado distintos grados de afectación. Se comprometió a que el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se constituyeran prioritariamente en esas regiones para agilizar la tramitación de las compensaciones, los reclamos por reparaciones, la restitución de equipos y las demás solicitudes relacionadas con el suministro eléctrico.

Manifestó su disposición a coordinar con los parlamentarios visitas territoriales durante la semana regional correspondiente.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, explicó que la indicación respondía también a las dificultades que enfrentarían las personas de los territorios más afectados para postular al subsidio, debido a la falta de fibra óptica, acceso a internet y otros medios de comunicación.

Solicitó que se establecieran mecanismos diferenciados, mayor difusión y apoyo presencial para facilitar la postulación de las familias damnificadas.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, afirmó que ese era precisamente el propósito de desplegar en los territorios a los fiscalizadores de la Superintendencia y a los equipos del Ministerio, con el objeto de facilitar rápidamente las compensaciones y ayudas.

La **Honorable Senadora señora Cariola** sostuvo que la gravedad de la emergencia que afectaba a las regiones de Coquimbo, Atacama y Valparaíso justificaba una consideración especial.

Señaló que en los territorios declarados zonas de catástrofe numerosas familias estaban perdiendo sus bienes y enfrentarían dificultades para pagar las cuentas eléctricas y otros servicios.

Explicó que la indicación no se limitaba a mejorar el acceso a la información, sino que pretendía otorgar prioridad en la asignación del subsidio a las familias que hubieran quedado en peores condiciones como consecuencia de la emergencia.

Por último, manifestó que podía retirar la propuesta si ese objetivo era recogido mediante el protocolo ofrecido por el Ejecutivo.

El **Honorable Senador señor Calisto** sostuvo que la indicación era inadmisible, aunque compartió la preocupación por las regiones afectadas y la necesidad de facilitar el acceso al subsidio, incluso mediante una ampliación de los plazos de postulación.

Advirtió que otras regiones también enfrentaban permanentemente situaciones climáticas complejas. Mencionó que la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo soportaba durante varios meses del año temperaturas extremas, derrumbes, desbordes de ríos e interrupciones del suministro eléctrico.

Señaló que, si se establecía un beneficio especial para determinadas regiones debido a emergencias climáticas, también podía solicitarse un tratamiento semejante para Aysén. No obstante, reconoció que el propósito de la propuesta era distinto y valoró el acuerdo alcanzado con el Ejecutivo.

La **Ministra de Energía, señora Ximena Rincón**, confirmó que había comprendido la solicitud de tramitar y entregar las ayudas de manera rápida y oportuna, más allá de proporcionar únicamente información.

La **Honorable Senadora señora Cariola** agradeció la disposición del Ejecutivo. Por otra parte, aclaró que no se solicitaba crear un subsidio especial para las tres regiones, pues el beneficio continuaría siendo nacional.

Explicó que se pretendía priorizar a las personas que enfrentaban en ese momento una emergencia oficialmente declarada y situaciones de especial gravedad, algunas incluso asociadas a riesgos vitales.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Provoste**, reconoció que la indicación era inadmisible, porque establecía una priorización que no se encontraba dentro de las facultades de iniciativa de los parlamentarios.

Señaló que todo el país enfrentaba periódicamente distintos fenómenos naturales, pero destacó que la declaración de una zona de catástrofe por el Presidente de la República acreditaba un grado de afectación que requería reparación y apoyo estatal.

Explicó que no se pretendía beneficiar a todas las personas que hubieran sufrido alguna afectación, sino facilitar y priorizar el acceso de quienes, cumpliendo los requisitos generales del subsidio, residieran en territorios declarados zonas de catástrofe.

Manifestó que habría esperado incorporar esa prioridad en la iniciativa, pero reconoció que la Comisión carecía de facultades para hacerlo. Solicitó al Ejecutivo reflexionar sobre la materia antes de la votación del proyecto en la Sala.

Finalmente, declaró **inadmisible** la indicación.

\- - -

MODIFICACIONES

ARTÍCULO 1°

NÚMERO 1.

-Reemplazar el encabezado del numeral por el que sigue:

“1. Incorpóranse en el artículo 72°-9, a continuación del inciso quinto, los siguientes incisos sexto, séptimo, octavo, noveno, décimo, undécimo y duodécimo, nuevos, pasando el actual inciso sexto a ser décimo tercero:” y,

-Añadir un nuevo inciso duodécimo del siguiente tenor:

“El Coordinador informará semestralmente sobre las empresas que han actualizado sus inventarios y la Superintendencia de Electricidad y Combustible informará sobre las multas aplicadas y aportadas al FET a la Comisión de Minería y Energía del Senado.”

ARTÍCULO 3°

NÚMERO 3.

-Reemplazar la frase “, como mínimo, el equivalente al valor de 150 kWh mensuales de consumo eléctrico, conforme a la tarifa aplicable al respectivo suministro” por la que sigue: “el consumo efectivo asociado al funcionamiento del o de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero

-Añadir después de la frase “Cámara de Diputados” lo siguiente “y del Senado”

Artículo quinto

-Considerar los siguientes incisos, nuevos:

“El informe señalado en el inciso anterior deberá ser publicado en el sitio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, junto con los antecedentes que permitan conocer la evolución de los precios, mecanismos de indexación, cargos y demás condiciones económicas relevantes de los contratos de suministro vigentes, resguardando la información comercial cuya reserva se encuentre debidamente fundada.

Este Informe será presentado en sesión especial de las Comisiones citadas para tal efecto, durante el primer trimestre de cada año”

Artículo séptimo

-Añadir el siguiente inciso segundo, nuevo:

“En el marco del plazo definido, las empresas propietarias de instalaciones de transmisión deberán corregir sus inventarios, en caso de que corresponda, a más tardar al 31 de diciembre de 2026. A las empresas que hubiesen realizado estas correcciones de inventario, durante la vigencia del decreto 7T y hasta la fecha señalada en este inciso, le serán aplicables las nuevas normas que la presente ley introduce al artículo 72-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos.”.

Artículo undécimo

-Agregar el siguiente inciso final, nuevo:

“La Comisión Nacional de Energía informará anualmente sobre las nuevas valorizaciones de las instalaciones de transmisión que señala este artículo a la Comisión de Minería y Energía del Senado.”.

Artículo décimo tercero

Inciso primero

-Añadir luego de la frase “única vez” la expresión “con plazo máximo hasta diciembre de 2027” y después de “eficiencia económica” la oración “que quedarán establecidos en un Reglamento que dictará el Ministerio de Energía en los primeros 180 días posteriores a la promulgación de la ley”.

-Incorporar el siguiente inciso final:

“El Ministerio de Energía informará a las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado sobre los contratos modificados, las rebajas de tarifas a los clientes regulados, el nuevo plazo contractual y otras modificaciones que la autoridad considere pertinente informar a las Comisiones.”.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

En virtud de las modificaciones anteriores, la Comisión de Minería y Energía tiene el honor de proponer a la Sala la aprobación, en general y particular, del siguiente proyecto de ley:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo 1.- Modifícase el decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto

refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante "Ley General de Servicios Eléctricos", en el siguiente sentido:

1. Incorpóranse en el artículo 72°-9, a continuación del inciso quinto, los siguientes incisos sexto, séptimo, octavo, noveno, décimo, undécimo y duodécimo, nuevos, pasando el actual inciso sexto a ser décimo tercero:

"Sin perjuicio de lo indicado en los incisos anteriores, las empresas podrán presentar ante la Comisión un reporte voluntario de cumplimiento en caso de que sus inventarios de instalaciones de transmisión contengan información que difiera sustancialmente de los antecedentes previamente informados. El reporte deberá contener los documentos e inventarios de activos corregidos, una propuesta con mecanismos de remediación que permitan eliminar o reducir los efectos negativos causados producto de las diferencias sustanciales de información y los demás antecedentes que establezca el reglamento.

Una vez presentado el reporte, la Comisión lo remitirá al Coordinador junto con todos sus antecedentes fundantes. El Coordinador deberá, dentro del plazo de sesenta días hábiles, prorrogables por treinta días más, manifestar su conformidad o disconformidad con el reporte presentado por la respectiva empresa. Asimismo, deberá actualizar los inventarios de instalaciones de transmisión.

En caso de que el Coordinador manifieste su conformidad con el reporte, la Comisión lo aprobará a través de resolución exenta y emitirá un nuevo informe técnico que contenga los inventarios actualizados, con el fin de que el Ministerio de Energía modifique el decreto indicado en el artículo 112°. El Coordinador deberá remitir los antecedentes a la Superintendencia, con el objeto de que aplique las sanciones que establece la ley N° 18.410, si correspondiere. Sin perjuicio de lo señalado, la declaración de conformidad establecida en este inciso tendrá por efecto que las instalaciones de transmisión no serán excluidas del siguiente proceso de tarificación a que se refiere el Capítulo IV del Título III de esta ley.

En caso contrario, si el Coordinador determina que los antecedentes presentados son manifiestamente incompletos y no subsanan los errores identificados, persistiendo diferencias sustanciales de información, deberá remitir los antecedentes a la Superintendencia y, además, las instalaciones respectivas serán excluidas íntegramente del siguiente proceso de tarificación.

Respecto del total de las sumas percibidas en exceso por hasta cinco períodos tarifarios, deberán ser descontadas del pago de la remuneración

a que se refieren los artículos 114° y siguientes, reajustados de acuerdo con la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

Los recursos provenientes de las multas que aplique la Superintendencia en virtud de lo dispuesto en los incisos octavo y noveno de este artículo serán aportados al Fondo de Estabilización de Tarifas creado por la ley N° 21.472.

El Coordinador informará semestralmente sobre las empresas que han actualizado sus inventarios y la Superintendencia de Electricidad y Combustible informará sobre las multas aplicadas y aportadas al FET a la Comisión de Minería y Energía del Senado.”.

2. Reemplázase en el inciso segundo del artículo 157, a continuación del punto y seguido, la oración “Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación eléctrica en el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos, según corresponda.”, por la siguiente: “Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán evaluarse en los respectivos puntos de compra de cada concesionaria en el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos, según corresponda.”.

3. Intercálase en el inciso primero del artículo 163°, entre la frase “a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía” y el punto y seguido, la siguiente expresión “, así como cualquier otra circunstancia que determine la insuficiencia del sistema para abastecer los consumos y que se encuentre debidamente fundada en el referido informe”.

4. Agrégase en el inciso segundo del artículo 183° el siguiente numeral 6):

“6) La consideración de las instalaciones comprendidas en los planes de inversión de aquella empresa distribuidora real que sirva de referencia para la determinación de la correspondiente empresa modelo, que estén contenidas en los decretos a los que hace referencia el artículo 183 ter y que se encuentren en operación.”.

5. Agrégase el siguiente artículo 183 ter:

“Artículo 183 ter.- El Ministerio de Energía podrá realizar convocatorias para que las empresas concesionarias de distribución presenten planes de inversión para la ejecución de obras de infraestructura destinadas a mejorar la calidad del servicio a los clientes en su zona de concesión, los cuales deberán ajustarse a los objetivos que la convocatoria determine. Los planes de inversión que sean aprobados tendrán carácter complementario al régimen de inversiones regulado en el artículo 182°.

La elaboración, valorización y selección de los planes de inversión se regirá por los principios de eficiencia económica, transparencia y no discriminación arbitraria.

El Ministerio remitirá a la Comisión aquellos planes de inversión que resulten admisibles, para que esta emita un informe técnico con la evaluación y revisión de los mismos. Las empresas concesionarias que hayan propuesto planes de inversión podrán presentar sus discrepancias respecto del informe al Panel de Expertos, dentro del plazo de diez días hábiles contado desde la publicación del informe técnico preliminar. Las discrepancias sólo podrán referirse a la valorización de las obras contenidas en el informe técnico preliminar, las que deberán reflejar condiciones de mercado, de acuerdo a lo que establezca el reglamento. La audiencia a la que hace referencia el artículo 211° deberá realizarse dentro del plazo de diez días hábiles contado desde la notificación de la discrepancia. El Panel de Expertos evacuará el dictamen dentro del plazo de quince días hábiles contado desde la realización de la audiencia.

La Comisión, dentro del plazo de veinte días contado desde el vencimiento del plazo para presentar discrepancias al informe técnico preliminar, o una vez resueltas estas por el Panel de Expertos, deberá emitir y comunicar el informe técnico definitivo. El Ministerio, sobre la base del informe técnico definitivo, podrá aprobar total o parcialmente los planes de inversión mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, pasando estos a ser obligatorios en los términos que dicho acto determine.

Si un plan de inversión no entra en operación dentro del año siguiente a la fecha establecida en el decreto señalado en el inciso anterior, previa verificación de la Superintendencia, el Ministerio lo dejará sin efecto.

El valor de los planes aprobados por el Ministerio no podrá exceder del cinco por ciento del valor nuevo de reemplazo vigente de cada concesionaria. Asimismo, el conjunto de los planes aprobados para una misma empresa no podrá superar el veinte por ciento de dicho valor.

La remuneración asociada a los planes deberá ser reconocida en los procesos de fijación tarifaria que correspondan y se aplicará durante veinte años, mediante componentes tarifarias específicas vinculadas al cumplimiento de metas de calidad de servicio, sin que, en caso alguno, su diseño, valorización o remuneración implique un doble pago de infraestructura o de costos ya reconocidos conforme al artículo 182°.

Un reglamento del Ministerio de Energía regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente artículo.”.

6. Agrégase, en el inciso tercero del artículo 207-2, a continuación del punto y aparte, que pasa a ser punto y seguido, el siguiente texto: “Los servicios de salud, los prestadores de salud privada y las instituciones de salud previsional deberán informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles respecto de las personas electrodependientes que cuenten con el certificado antes señalado. Por su parte, dicha entidad comunicará tales antecedentes a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, para que estas efectúen su inscripción en el registro.”.

7. Intercálase en el inciso séptimo del artículo 212°-13, entre las expresiones “Estados Unidos de América,” y “se suspenderá”, la frase “sin considerar el registro contable de la recaudación de la Componente NT del Cargo MPC, definida en el artículo 9 de la ley N° 21.472,”.

8. Modifícase el artículo 212-14 en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 212°-14.- Fondo de Estabilización de Tarifas. Créase un Fondo de Estabilización de Tarifas, en adelante “FET”, el cual será administrado por la Tesorería General de la República, cuyo objeto será:

a) La estabilización de las tarifas eléctricas para clientes regulados.

b) El pago de los saldos originados por la aplicación de las leyes N° 21.185, N° 21.472 y N° 21.667.

c) El financiamiento del subsidio transitorio para el pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales conforme a lo dispuesto en el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667.

d) El pago de la deuda existente con las empresas eléctricas producto de las reliquidaciones a que se refieren los artículos 178° y 192° para los procesos tarifarios de los cuadrienios 2020-2024 y 2022-2026, respectivamente.”.

b) Incorpóranse los nuevos incisos segundo y tercero, pasando el actual inciso segundo a ser inciso cuarto, y así sucesivamente, del siguiente tenor:

“La Tesorería deberá llevar un registro contable que permita identificar y llevar en detalle los recursos provenientes de la Componente NT del Cargo MPC, definida en el artículo 9 de la ley N° 21.472, los que serán destinados exclusivamente para el pago de la deuda existente con las empresas eléctricas producto de las reliquidaciones de los artículos 178° y 192° señaladas precedentemente.

Los recursos del FET deberán destinarse a extinguir, prioritariamente, los saldos originados por la implementación de las leyes N° 21.185, N° 21.472 y N° 21.667. Luego, los recursos del FET deberán ser destinados a financiar el subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales, señalado en el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667.”.

c) En el inciso séptimo, que ha pasado a ser noveno:

i. Intercálase entre la frase “, al 31 de diciembre del año respectivo, el fondo” y la palabra “cuenta”, la frase “formado por los recursos recaudados por la Componente Saldo Final Restante del Cargo MPC, definida en el artículo 9 de la ley N°21.472”.

ii. Agrégase a continuación del punto y aparte, que ha pasado a ser punto y seguido, la siguiente oración: “A su vez, si existiesen excedentes en el FET formado por los recursos recaudados por la Componente NT del Cargo MPC, definida en el artículo 9 de la ley N° 21.472, estos deberán ser destinados a la extinción del Saldo NT. Una vez extintos dichos saldos, los excedentes podrán destinarse al otorgamiento del subsidio a que se refiere el artículo 151°.”.

Artículo 2.- Introdúcense las siguientes modificaciones en la ley N° 21.472, que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios:

1. Modifícase el artículo 2 en el siguiente sentido:

a) Agrégase en el inciso segundo a continuación del punto y aparte, que ha pasado a ser punto y seguido, la siguiente oración: “Asimismo, el MPC también tendrá por objeto el pago de la deuda con las empresas eléctricas producto de las reliquidaciones a que se refiere el artículo 212°-14 de la Ley General de Servicios Eléctricos.”.

b) Agrégase en el inciso tercero a continuación del punto y aparte, que ha pasado a ser punto y seguido, la siguiente oración: “Asimismo, deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo NT a que se refiere el artículo 5, para una fecha que no podrá ser posterior al último día hábil del año 2035.”.

2. Incorpórase en el artículo 5 el siguiente inciso segundo, nuevo:

“Por su parte, sin perjuicio de lo establecido en la ley N° 21.667, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles deberá emitir un informe que determine los montos efectivamente adeudados a las empresas distribuidoras producto de las reliquidaciones señaladas en el artículo 212°-14 de la Ley General de Servicios Eléctricos. El informe deberá expresarse en pesos y

deberá incluir la desagregación del saldo adeudado a cada concesionaria del servicio público de distribución y para cada uno de los sistemas medianos, distinguiendo en este último caso lo adeudado a cada empresa operadora. El saldo adeudado se denominará Saldo de Normalización Tarifaria o “Saldo NT”. El informe del que trata este inciso deberá ser comunicado al Ministerio de Energía, a la Comisión Nacional de Energía, al Ministerio de Hacienda y a la Tesorería General de la República.”.

3. Reemplázase el artículo 6 por el siguiente:

“Artículo 6.- Costos financieros. El Saldo Final Restante y el Saldo NT considerarán una tasa anual de reajuste que deberá ser aprobada por el Ministerio de Hacienda de manera independiente. Podrá ser fijada en pesos, unidades de fomento o en dólares de los Estados Unidos de América, y podrá tener como base una tasa de referencia según la moneda, la que podrá ser la Tasa de Política Monetaria vigente publicada por el Banco Central de Chile, más 25 puntos base u otra tasa relevante. Dicha tasa deberá ser ajustada por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes en el momento de la emisión del documento de pago y de los documentos de pago de normalización tarifaria a que se refiere el artículo 8.”.

4. Modifícase el artículo 8 en el siguiente sentido:

a) Intercálase en el inciso tercero, entre la palabra “pago” y el vocablo “serán”, la expresión “y del documento de pago de normalización tarifaria definido en los siguientes incisos”.

b) Elimínase el inciso cuarto.

c) Agrégase el siguiente inciso final, nuevo:

“Por su parte, para efectos del pago del Saldo NT de cada empresa eléctrica, el Ministerio de Hacienda, luego de recibido el informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a que hace referencia el artículo 5, deberá instruir a la Tesorería General de la República para que emita a la respectiva empresa eléctrica un documento de pago de normalización tarifaria, consistente en un título de crédito transferible a la orden, sin responsabilidad alguna para el cedente, y custodiable en forma desmaterializada por empresas de depósito de valores reguladas por la ley N° 18.876. Dicho documento de pago permitirá a su portador cobrar el monto adeudado reconocido en el correspondiente Saldo NT. Dichos documentos de pago de normalización tarifaria serán emitidos en pesos o unidades de fomento, y sus fechas de pago serán determinadas por la Tesorería General de la República en conjunto con la Comisión Nacional de Energía, considerando que el pago total de dichos documentos de pago no podrá ser posterior al último día hábil del año 2035.”.

5. Modifícase el artículo 9 en el siguiente sentido:

a) Reemplázase la palabra “soportado” por “financiado”, todas las veces que aparece en el artículo.

b) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 9.- Cargo MPC. Para extinguir progresivamente los saldos originados por la implementación de la ley N° 21.185 y la presente ley, así como también el Saldo NT, en las fijaciones a que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos se establecerá un cargo, denominado “Cargo MPC”. Este cargo estará compuesto por la suma de dos componentes: Componente Saldo Final Restante del Cargo MPC y Componente NT del Cargo MPC.”.

c) Agréganse los siguientes incisos segundo y terceros nuevos, pasando el actual inciso segundo a ser cuarto, y así sucesivamente:

“La Componente Saldo Final Restante del Cargo MPC está destinada a efectuar todos los pagos que emanen del FET distintos de los destinados a extinguir el Saldo NT, y será equivalente a 22 pesos por kWh, para los períodos tarifarios de los años 2024 a 2027, el que se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de enero de 2024; y de 9 pesos por kWh, para los períodos tarifarios de los años 2028 a 2035, el que se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de enero de 2028.

La Componente NT del Cargo MPC que está destinada a pagar el Saldo NT corresponderá a 5 pesos por kWh, el cual se reajustará semestralmente conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, considerando como base el mes de julio de 2026. Dicha componente del Cargo MPC deberá aplicarse a partir del 1 de enero de 2028, y se extenderá hasta la total extinción del Saldo NT, lo que no podrá ocurrir después del último día hábil del año 2035.”.

d) Reemplázase en el inciso tercero, que ha pasado a ser inciso quinto, la frase “la Comisión Nacional de Energía podrá ajustar el Cargo MPC de manera de extinguir los saldos originados por la implementación de la ley Nº 21.185 y la presente ley” por “la Comisión Nacional de Energía podrá ajustar la componente Saldo Final Restante del Cargo MPC de manera de extinguir los saldos originados por la implementación de la ley Nº 21.185 y por la presente ley”.

e) Reemplázase en el inciso cuarto, que ha pasado a ser inciso sexto, la expresión “al Cargo MPC” por “a la componente Saldo Final Restante del Cargo MPC”.

f) Reemplázase en el inciso sexto, que ha pasado a ser inciso octavo, la expresión “el Cargo MPC” por “la componente Saldo Final Restante del Cargo MPC”.

g) Agrégase el siguiente inciso final, nuevo:

“En caso de que la Comisión Nacional de Energía prevea que los recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas no sean suficientes para cumplir con las obligaciones de pago de los documentos de pago de normalización tarifaria, ésta deberá ajustar el valor de la Componente NT del Cargo MPC, con el objeto de asegurar la suficiencia financiera requerida para el pago de dichos documentos.”.

6. Reemplázase el inciso primero del artículo 10 por el siguiente:

“Artículo 10.- Obligación de las empresas de distribución y empresas operadoras de sistemas medianos. Las concesionarias de distribución y empresas operadoras de sistemas medianos deberán transferir el monto de dinero recaudado con ocasión del cobro del Cargo MPC a la Tesorería General de la República, más el Impuesto al Valor Agregado, si corresponde, quien llevará un registro contable que permita identificar y llevar en detalle los recursos e informará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía del monto recaudado, de manera separada por concepto de cada componente del Cargo MPC, para que esta lo incluya en el informe preliminar de precio de nudo promedio al que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos. La Tesorería General de la República deberá realizar los pagos correspondientes al portador del documento de pago o de documentos de pago de normalización tarifaria emitidos de conformidad con lo establecido en el artículo 8 de la presente ley. Dichas transferencias se realizarán en la fecha que el documento de pago o documento de pago de normalización tarifaria establezca, y serán contabilizadas como descuentos al Saldo Final Restante y del Saldo NT, según corresponda, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 de la presente ley.”.

7. Intercálase en el artículo 11, entre las expresiones “documentos de pago” y “emitidos de acuerdo”, la frase “y documentos de pago de normalización tarifaria”.

8. Modifícase el artículo 15 en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso primero la frase “a través de una componente específica que se adicionará” por la siguiente: “a través del pago de la Componente Saldo Final Restante del Cargo MPC que se adicionará”.

b) Agrégase el siguiente inciso segundo:

“Adicionalmente, la Componente NT del Cargo MPC será financiada por los clientes libres sujetos a peajes de distribución, a través de una componente específica adicionada en los decretos de peajes de distribución, conforme lo determine la Comisión Nacional de Energía, en el informe al que se refiere el artículo 120° de la Ley General de Servicios Eléctricos. No obstante, aquellos clientes a los que las empresas eléctricas deban abonar como consecuencia de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos quedarán exceptuados de financiar la Componente NT del Cargo MPC, lo cual se materializará a través de un descuento en su boleta conforme las instrucciones de la Superintendencia.”.

Artículo 3.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el artículo sexto transitorio de la ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria:

1. Reemplázase en el inciso primero la expresión “y 2026,” por “, 2026 y 2027,”.

2. Agrégase el siguiente inciso tercero nuevo, pasando el actual inciso tercero a ser cuarto y así sucesivamente:

“En caso de contar el Fondo de Estabilización de Tarifas con recursos no destinados para el pago del subsidio, dichos recursos podrán utilizarse, por sobre el límite de 120 millones de dólares de los Estados Unidos de América, o su equivalente en moneda nacional, al pago de otras convocatorias.”.

3. Agrégase el siguiente inciso final:

“Los clientes residenciales asociados a un domicilio en que habiten personas electrodependientes reconocidas en el registro a que hace referencia el artículo 207-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos tendrán prioridad en la asignación del subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica establecido en el presente artículo. Para estos efectos, el monto del subsidio que se asigne a dichos clientes deberá ser suficiente para cubrir **el consumo efectivo asociado al funcionamiento del o de los equipos necesarios para el tratamiento de su patología.**”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero.- El Ministerio de Energía deberá informar semestralmente a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados **y del Senado** la cobertura del subsidio eléctrico de la ley N° 21.667, indicando número de hogares beneficiarios, monto promedio del subsidio, porcentaje de cobertura de la cuenta eléctrica, distribución regional y comunal de los beneficiarios, las campañas comunicacionales y de información al

ciudadano, así como también datos respecto a la brecha existente entre el alza tarifaria efectiva y el beneficio otorgado.

Artículo segundo.- Dentro del plazo de cuarenta días hábiles contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles deberá emitir el informe al que hace referencia el numeral 2 del artículo 2 de la presente ley. Para estos efectos, las empresas eléctricas deberán enviar a la Superintendencia los antecedentes necesarios para la elaboración del referido informe dentro del plazo de diez días hábiles contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial. Asimismo, la Comisión Nacional de Energía deberá remitir a la Superintendencia los antecedentes relativos a los saldos adeudados a cada empresa operadora de sistemas medianos dentro del plazo de treinta días hábiles contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial.

Artículo tercero.- El decreto de fórmulas tarifarias al que hace referencia el artículo 190° de la Ley General de Servicios Eléctricos, correspondiente al cuadrienio 2024-2028, fijará, en su lugar, fórmulas tarifarias para el sexenio 2024-2030.

El procedimiento de fijación de las fórmulas tarifarias del período 2024-2030 considerará el estudio de costos y el informe técnico preliminar a los que hace referencia el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, utilizados para el proceso cuatrienal 2024-2028, elaborados de acuerdo con las bases administrativas y técnicas aprobadas mediante resolución exenta N° 222, de 2023, de la Comisión Nacional de Energía, así como también las observaciones técnicas recibidas al referido informe técnico preliminar.

Los sucesivos informes técnicos de la Comisión Nacional de Energía, a los que se refieren los artículos 183 bis y 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán contemplar todas las condiciones necesarias para la debida implementación de la extensión establecida en el inciso primero del presente artículo.

Artículo cuarto.- Los montos adeudados a las empresas distribuidoras producto de las reliquidaciones a las que hace referencia el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por el retraso de la publicación del decreto al que se refiere el artículo 190° de la misma ley, correspondiente al sexenio 2024-2030, serán contabilizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles e incorporados en el nivel tarifario del proceso cuatrienal del VAD 2030-2034 de cada empresa distribuidora.

A contar de la fecha de publicación de la presente ley, las reliquidaciones a las que se refiere el inciso anterior serán reajustadas

únicamente por la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

Artículo quinto.- El Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía deberán remitir anualmente a las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado un informe sobre los precios efectivos de suministro eléctrico pagados por clientes regulados. Dicho informe deberá identificar la evolución de precios y cargos de los contratos vigentes.

El informe señalado en el inciso anterior deberá ser publicado en el sitio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, junto con los antecedentes que permitan conocer la evolución de los precios, mecanismos de indexación, cargos y demás condiciones económicas relevantes de los contratos de suministro vigentes, resguardando la información comercial cuya reserva se encuentre debidamente fundada.

Este Informe será presentado en sesión especial de las Comisiones citadas para tal efecto, durante el primer trimestre de cada año.

Artículo sexto.- Para todos los efectos tributarios, los ingresos, montos, remanentes o excedentes percibidos o devengados por las concesionarias de distribución que estén constituidas de acuerdo con lo establecido en el decreto con fuerza de ley N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “cooperativas”, que provengan de los recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas y estén destinados al pago de la deuda existente producto de las reliquidaciones a que se refieren los artículos 178° y 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos, tendrán el carácter de ingresos no constitutivos de renta. En consecuencia, dichos montos no están afectos a ningún impuesto establecido en la ley sobre impuesto a la renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974, del Ministerio de Hacienda.

Artículo séptimo.- Facúltase al Ministerio de Energía para que, mediante decreto supremo expedido “por orden del Presidente de la República”, extienda por única vez, hasta el 31 de diciembre de 2028, el plazo de vigencia del decreto supremo N° 7T, de 2022, del Ministerio de Energía, que fija valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios y sus fórmulas de indexación, en adelante “Decreto 7T”.

En el marco del plazo definido, las empresas propietarias de instalaciones de transmisión deberán corregir sus inventarios, en caso de que corresponda, a más tardar al 31 de diciembre de 2026. A las empresas que hubiesen realizado estas correcciones de inventario,

durante la vigencia del decreto 7T y hasta la fecha señalada en este inciso, le serán aplicables las nuevas normas que la presente ley introduce al artículo 72-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Ministerio de Energía, en el decreto a que se refiere el inciso primero, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá dictar las disposiciones necesarias para la adecuada implementación y aplicación del Decreto 7T durante su vigencia extendida. Dicho decreto, además, deberá establecer las condiciones en las que se deberá llevar a cabo el proceso tarifario para el cuadrienio 2029-2032, debiendo el informe técnico preliminar al que hace referencia el artículo 112° de la Ley General de Servicios Eléctricos ser emitido por la Comisión, a más tardar el 30 de septiembre de 2027.

Sin perjuicio del ejercicio de la facultad establecida en el inciso primero del presente artículo, la remuneración de las obras a que se refiere el artículo 99° de la Ley General de Servicios Eléctricos se aplicará durante veinte años a partir de su entrada en operación, salvo el Costo de Operación, Mantenimiento y Administración de las obras de ampliación, a las que se le aplicará lo dispuesto en dicho artículo.

Artículo octavo.- Facúltase a la Comisión Nacional de Energía para que, mediante resolución exenta, extienda por una única vez, hasta el 31 de diciembre de 2032, la aplicación de la calificación de instalaciones de transmisión contenida en el Informe Técnico Definitivo de Calificación de los Sistemas de Transmisión, aprobado mediante resolución exenta N° 460, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

Artículo noveno.- Los estudios de valorización del cuadrienio 2024-2027 elaborados de acuerdo con las Bases Administrativas y Técnicas aprobadas mediante resolución exenta N° 463, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, serán utilizados para desarrollar el informe a que se refiere el artículo 112° de la Ley General de Servicios Eléctricos para el proceso cuadrienal del período 2029-2032.

Para efectos del desarrollo del informe técnico de la Comisión se considerarán las instalaciones de transmisión que entraron en operación hasta el 31 de diciembre de 2026.

Artículo décimo.- Entre la fecha de publicación de la presente ley en el Diario Oficial y el 31 de marzo de 2027, las empresas propietarias de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán completar los antecedentes e información que servirá de base para los registros señalados en las letras a) y j) del artículo 72°-8 de la Ley General de Servicios Eléctricos para aquellas instalaciones de transmisión que entren en operación hasta el 31 de diciembre de 2026, con la finalidad de obtener un inventario de instalaciones de transmisión exacto, completo, consistente, veraz y fidedigno.

Los antecedentes e información proporcionados por las empresas con posterioridad al plazo a que se refiere el inciso anterior no serán considerados en el proceso de valorización de instalaciones de transmisión del período 2029-2032.

Artículo undécimo. - Las instalaciones de transmisión dedicadas que hayan cambiado su calificación a instalaciones de transmisión nacional o zonal en el Informe Técnico Definitivo de Calificación de los Sistemas de Transmisión, aprobado mediante resolución exenta N° 460, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones, deberán ser valorizadas y tarificadas mediante el procedimiento establecido el artículo 52 del decreto supremo N° 10, de 2019, del Ministerio de Energía. Dicha remuneración será aplicable desde el 1 de enero de 2024.

La Comisión Nacional de Energía informará anualmente sobre las nuevas valorizaciones de las instalaciones de transmisión que señala este artículo a la Comisión de Minería y Energía del Senado.

Artículo duodécimo.- En el período tarifario correspondiente al segundo semestre de 2026, las concesionarias de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes regulados los precios promedio que resulten de considerar los valores establecidos en el artículo segundo del decreto N° 4T, de 2026, del Ministerio de Energía, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con excepción de los consumos de clientes sometidos a regulación de precios abastecidos desde las subestaciones Ciruelos, Valdivia, Rahue, Puerto Montt, Melipulli y Chiloé, respecto de los cuales se utilizarán los valores del artículo segundo del decreto N° 20T, de 2025, del Ministerio de Energía, que fija precios de nudo para suministros de electricidad. Para tales efectos, la Comisión Nacional de Energía informará mediante resolución exenta, en un plazo de cinco días hábiles contados desde la publicación de la presente ley, los precios que las referidas concesionarias podrán traspasar a los clientes sometidos a regulación abastecidos por tales subestaciones.

Las diferencias resultantes de la aplicación a los consumos señalados en el inciso precedente, de los valores establecidos en el decreto N° 20T, de 2025, en lugar de aquellos contenidos en el decreto N° 4T, de 2026, serán contabilizadas en el siguiente proceso de fijación tarifaria a que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, disponiendo la reincorporación de dichas diferencias, reajustadas conforme lo dispone el inciso penúltimo del referido artículo, a las correspondientes concesionarias de servicio público de distribución y la incorporación del monto total de aquellas en los precios promedio de las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el sistema eléctrico nacional, a prorrata de las respectivas energías suministradas a clientes sometidos a regulación de precios.

Artículo décimo tercero.- La Comisión Nacional de Energía, fundadamente, por una única vez **con plazo máximo hasta diciembre de 2027**, previo mandato y autorización del Ministerio de Energía, podrá desarrollar un mecanismo que comprenda el suministro de energía futura y que tenga por objeto reducir el precio vigente del suministro de energía a los clientes regulados, como contrapartida de una modificación de uno o más contratos vigentes en sus cláusulas relacionadas con el precio, plazo y condiciones del mismo, o de un nuevo contrato de suministro. Este mecanismo deberá guiarse por los principios de certeza jurídica, voluntariedad y eficiencia económica **que quedarán establecidos en un Reglamento que dictará el Ministerio de Energía en los primeros 180 días posteriores a la promulgación de la ley**.

El Ministerio de Energía informará a las Comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado sobre los contratos modificados, las rebajas de tarifas a los clientes regulados, el nuevo plazo contractual y otras modificaciones que la autoridad considere pertinente informar a las Comisiones.

Artículo décimo cuarto.- Dentro del plazo de treinta días hábiles contados desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, el Ministerio de Hacienda deberá dictar un decreto supremo, suscrito además por el Ministerio de Energía, que modifique el decreto N° 49, de 2023, del Ministerio de Hacienda, que aprueba el reglamento que establece las normas que regulan la operación del Fondo de Estabilización de Tarifas de la ley N° 21.472, con el fin de adaptarlo a las disposiciones de la presente ley.

Artículo décimo quinto.- Los reglamentos para dar aplicación a la presente ley deberán ser dictados dentro del plazo de seis meses contados de su publicación en el Diario Oficial.

Las resoluciones de la Comisión Nacional de Energía que deban ser actualizadas para la aplicación de la presente ley deberán ser dictadas dentro del plazo máximo de veinte días hábiles contados de su publicación en el Diario Oficial.”.

- - -

ACORDADO

Acordado en sesiones celebradas los días **13 de julio de 2026**, con asistencia de los Honorables Senadores señora Yasna Provoste (Presidenta), y señores Miguel Ángel Calisto, Daniel Núñez y Renzo Trisotti; **20 de julio de 2026 (a.m.)**, con asistencia de los Honorables Senadores señora Yasna

Provoste (Presidenta), y señores Miguel Ángel Calisto y Renzo Trisotti; **20 de julio de 2026 (p.m.)**, con asistencia de los Honorables Senadores señoras Yasna Provoste (Presidenta), Karol Cariola (reemplaza a Senador señor Daniel Núñez) y señores Miguel Ángel Calisto, Juan Luis Castro y Renzo Trisotti, y **21 de julio de 2026 (a.m.)**, con asistencia de los Honorables Senadores señoras Yasna Provoste (Presidenta), y Karol Cariola (reemplaza a Senador señor Daniel Núñez) y señores Miguel Ángel Calisto, Juan Luis Castro y Renzo Trisotti, y **21 de julio de 2026 (p.m.)**, con asistencia de los Honorables Senadores señoras Yasna Provoste (Presidenta), y Karol Cariola (reemplaza a Senador señor Daniel Núñez) y señores Miguel Ángel Calisto, Juan Luis Castro y Renzo Trisotti.

Sala de la Comisión, a 21 de julio de 2026.



Juan Pablo Libuy García
Abogado Secretario de la Comisión

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, **RECAÍDO EN EL PROYECTO DE LEY, EN SEGUNDO TRÁMITE CONSTITUCIONAL, DE PROTECCIÓN TARIFARIA ELÉCTRICA. BOLETIN Nº 18.384-08.**

I. **OBJETIVO DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN:** la iniciativa pretende mitigar el impacto de las alzas eléctricas, regularizar y financiar la deuda tarifaria acumulada, otorgar estabilidad y certeza regulatoria al sistema eléctrico, mejorar la calidad, continuidad y resiliencia del suministro eléctrico y fortalecer la transparencia y el control del sistema eléctrico.

II. **ACUERDOS:** Aprobado en general. Unanimidad 5x0.
Aprobación en particular según las mayorías que se consignan en el informe.

III. **ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN:** Se estructura en 3 artículos permanentes y 15 transitorios.

IV. **NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL:** No hay.

V. **URGENCIA:** Discusión Inmediata.

VI. **ORIGEN E INICIATIVA:** Cámara de Diputados y Mensaje de S. E. el Presidente de la República.

VII **TRÁMITE CONSTITUCIONAL:** Segundo.

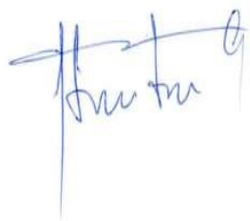
VIII. **INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO:** 8 de julio de 2026.

IX. **TRÁMITE REGLAMENTARIO:** Primer informe, en general y particular a la vez.

X. **LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA:** decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.
-ley N° 21.472, que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

- ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria:

Valparaíso, a 21 de julio de 2026.



Juan Pablo Libuy García
Abogado Secretario de la Comisión