ACENOR
30 AÑOS
Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados

Proyecto de ley sobre Protección Tarifaria Eléctrica

Juan Ignacio Gómez Corvalán
Director Ejecutivo ACENOR AG
Comisión de Minería y Energía del Senado · 20 de julio de 2026

Agenda

1. Quiénes somos.
2. Extensión del subsidio eléctrico.
3. Modificaciones al régimen de los decretos de racionamiento.
4. Planes de inversión extraordinarios en distribución.
5. Autodenuncia en Transmisión.
6. Conclusiones.

01

Quienes somos

Nuestros asociados representan el consumo eléctrico de distintos sectores productivos del país

Siderurgia



Minería



Transporte



Industria manufacturera



Gases Industriales



Producción de Cemento



Somos la voz de los clientes eléctricos

ACENOR es la única asociación gremial que representa a clientes eléctricos no regulados (o también denominados clientes libres) en el sector eléctrico chileno.

ACENOR tiene 30 años de historia y la suma de sus asociados representa aproximadamente el 50% del consumo de los clientes libres del país.

Nuestros asociados representan el consumo eléctrico de distintos sectores productivos del país



Somos la voz de los clientes eléctricos

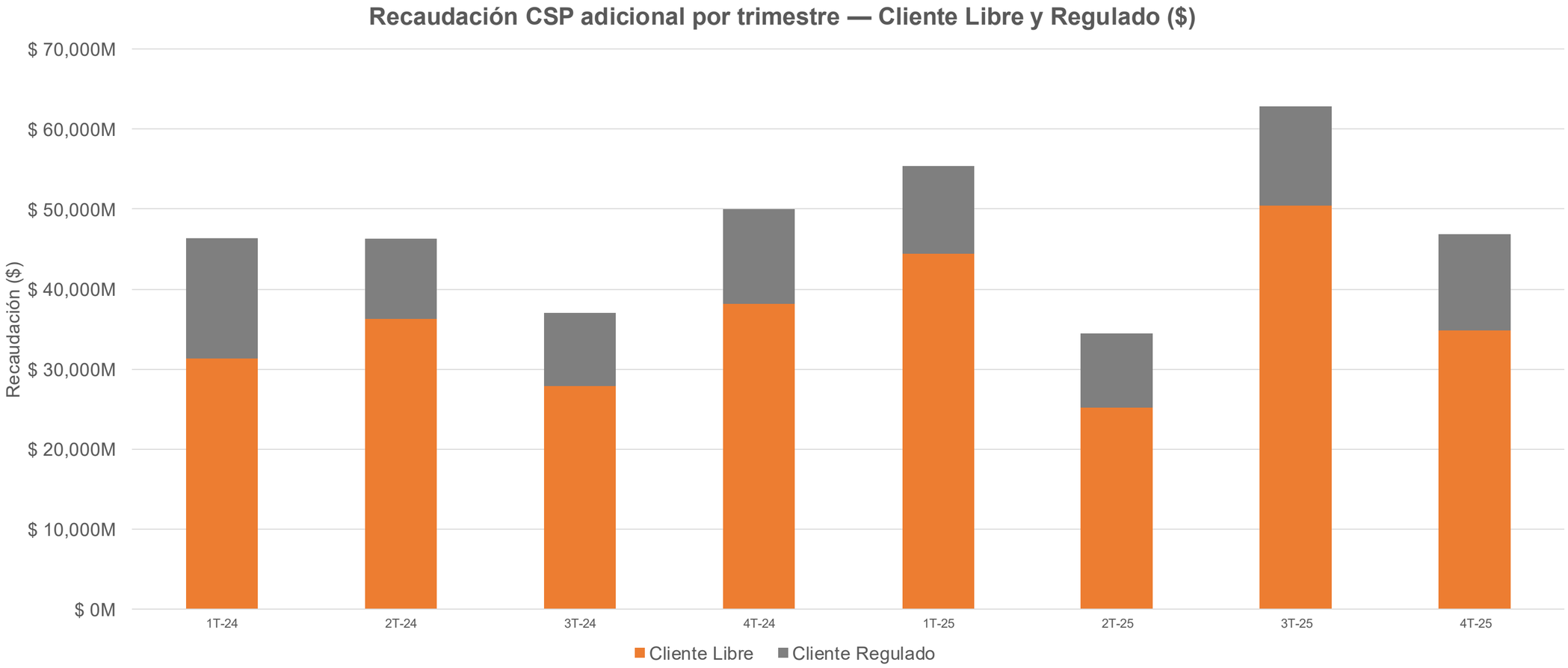
ACENOR es la única asociación gremial que representa a clientes eléctricos no regulados (también denominados clientes libres) en el sector eléctrico chileno.

ACENOR tiene 30 años de historia y la suma de sus asociados representa aproximadamente el 50% del consumo de los clientes libres del país.

02

Extensión del subsidio eléctrico

El fondo de estabilización de tarifas se financia con recursos de clientes libres y regulados



Fuente: elaboración propia con datos TGR.

Extensión del subsidio eléctrico

- La extensión del subsidio eléctrico durante 2027 se financia con recursos del Fondo de Estabilización de Tarifas, **no se incluyen recursos públicos** . Eventualmente, recursos provenientes de las multas previstas por diferencias por inventarios de transmisión.

- Cabe hacer presente que, salvo los aportes fiscales por US$20 millones anuales, asociados al subsidio eléctrico, **los clientes, libres y regulados, aportan la mayoría de los recursos del fondo** .

- Durante los años 2024 y 2025, los clientes libres han pagado **$133.593.187.277** y **$155.046.091.700**, respectivamente (fuente: TGR). Se trata de recursos que pudieron destinarse a inversión y empleo.

- El FET se concibió como un fondo para pagar las deudas contraídas con ocasión de los mecanismos de congelamientos de precios y el subsidio **hasta 2026**.

- Es importante que no se presione la sostenibilidad del fondo con nuevos egresos no contemplados en su diseño, de manera tal que se cumplan sus obligaciones.

Los subsidios deben pagarse con recursos públicos.

03

Modificaciones al régimen de los decretos de racionamiento

Modificaciones al régimen de los decretos de racionamiento: régimen vigente

- El artículo 163 nace a partir de la experiencia de la sequía de 1998 y los cortes de suministro que afectaron a la población en aquella época y que se perfeccionó después de los cortes de gas Argentino que comenzaron en 2004.

- Es una norma que se construye desde sus causas y consecuencias **por la ocurrencia de shocks de oferta en generación:**

> *“en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía”*

Modificaciones al régimen de los decretos de racionamiento: régimen vigente

- Se toman medidas para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial. Dichas medidas se orientarán, principalmente, a reducir los impactos del déficit para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país;

- Déficit de energía se socializa entre empresas de generación y rigen reglas especiales de valorización de energía;

- Compensación por indisponibilidad de suministro;

- Reglas especiales de fuerza mayor: no se pueden calificar como tal las fallas por sequía, fallas prolongadas de centrales y falta de suministro por gasoductos internacionales.

Modificaciones al régimen de los decretos de racionamiento: alcance de la modificación

"Artículo 163°.- El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá dictar un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, **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** *."*

- **Las consecuencias del decreto no se modifican**: medidas para manejar el déficit; distribución proporcional del déficit entre generadoras según sus compromisos; y obligación de éstas de pagar a sus clientes regulados cada kWh de déficit al valor de la diferencia entre costo de racionamiento y precio básico de la energía.

- **Solo se incorpora una nueva causal, genérica.**

1. La causal es indeterminada y no establece nuevas medidas concretas

- La causal propuesta adolece de un problema estructural: abre nuevas causales (desde problemas de transmisión hasta problemas de ciberseguridad, con tal que “determine la insuficiencia del sistema para abastecer los consumos”), **pero mantiene mismas herramientas** .

- Un problema de transmisión o distribución, es decir de infraestructura, no se puede encuadrar ni gestionar como un problema de déficit de energía. Son naturalezas distintas, y sobre todo, causantes distintos.

- Si no se corrige este error, generadores podrían terminar pagando problemas que no son de su responsabilidad. **Esos mayores costos para la generación terminan como costos explícitos o implícitos en el precio de la energía para clientes libres y regulados** .

2. Se deben buscar soluciones coherentes con problemas identificados

- El mayor aprendizaje de 1998 (complementado después en 2005 con el corte del gas argentino) es que **se corrigió el problema mediante incentivos** .

- Frente a indisponibilidad de suministro del recurso de generación primario, las empresas generadoras no pueden alegar fuerza mayor. Es decir: deben ser previsoras.

- Si el Gobierno entiende que hay problemas en los segmentos de transmisión y distribución, por ejemplo, por capacidad de infraestructura, debe explicitar esos problemas y diseñar soluciones específicas, asegurando una distribución de riesgos y costos en función de **quien causa el problema debe hacerse cargo**.

3. Arbitrariedad y régimen de excepción permanente

- El artículo 163 debe ser “excepcional”. Si se va a emplear –según consta en las discusiones– para abordar un problema estacional, recurrente y gestionable, como problemas por sobrecarga de redes durante el verano en zonas rurales/poco densas, claramente **no es la forma de resolver la situación puntual ni el problema subyacente**.

- Basta que el déficit "se proyecte fundadamente", y la causal residual no exige inminencia, magnitud ni duración. **Una proyección de estrechez estructural para los próximos años permitiría dictar y renovar decretos de racionamiento durante años de operación perfectamente normal**, con todas las potestades de medidas que el 163° confiere, sin que el déficit llegue a producirse nunca.

4. Costos

- Las medidas de intervención de mercado siempre tienen costos que terminan en los precios de los clientes finales, explícita o implícitamente:
  - **Explícitos**, a través de costos sistémicos (p.e. reserva hídrica, diésel o gas de seguridad);
  - **Implícitos** , cuando las medidas no tienen forma de traspaso, implican precios más altos (en contratos libres y licitaciones reguladas).

El diseño de las regulaciones no es neutro ni en las conductas de los agentes ni en los precios que pagan los consumidores.

04

Planes de inversión extraordinarios en distribución

Planes de inversión extraordinarios en distribución: doble pago

- Hoy, la componente VAD (precio de la distribución), **la tarifa, tiene que pagar la calidad de servicio que fija el regulador** . Toda inversión necesaria para prestar el servicio con calidad esperada **se paga mediante la componente VAD**.

- Por tanto, remunerar inversiones fuera del VAD implica pagar dos veces la infraestructura. El proyecto reconoce esto en dos normas: en la modificación al artículo 183 y en el artículo 183 ter, nuevo.

- En el 183 ter reconoce que hay doble pago y lo prohíbe. Y en el 183 lo concreta: el estudio de costos debe considerar las inversiones especiales.

- El problema del doble pago está parcialmente solucionado para el siguiente periodo VAD; **pero no está resuelto para el periodo actual, 2024-2028** (o 2030, si se aprueba la extensión).

- Solución más sencilla para hoy, que no requiere ley (pero puede asegurarse mediante ella): la componente VAD son precios máximos, por lo que las distribuidoras pueden rebajar proporcionalmente sus tarifas en la cantidad que se remunere por la vía especial.

Planes de inversión extraordinarios en distribución: doble pago

Hay un problema adicional:

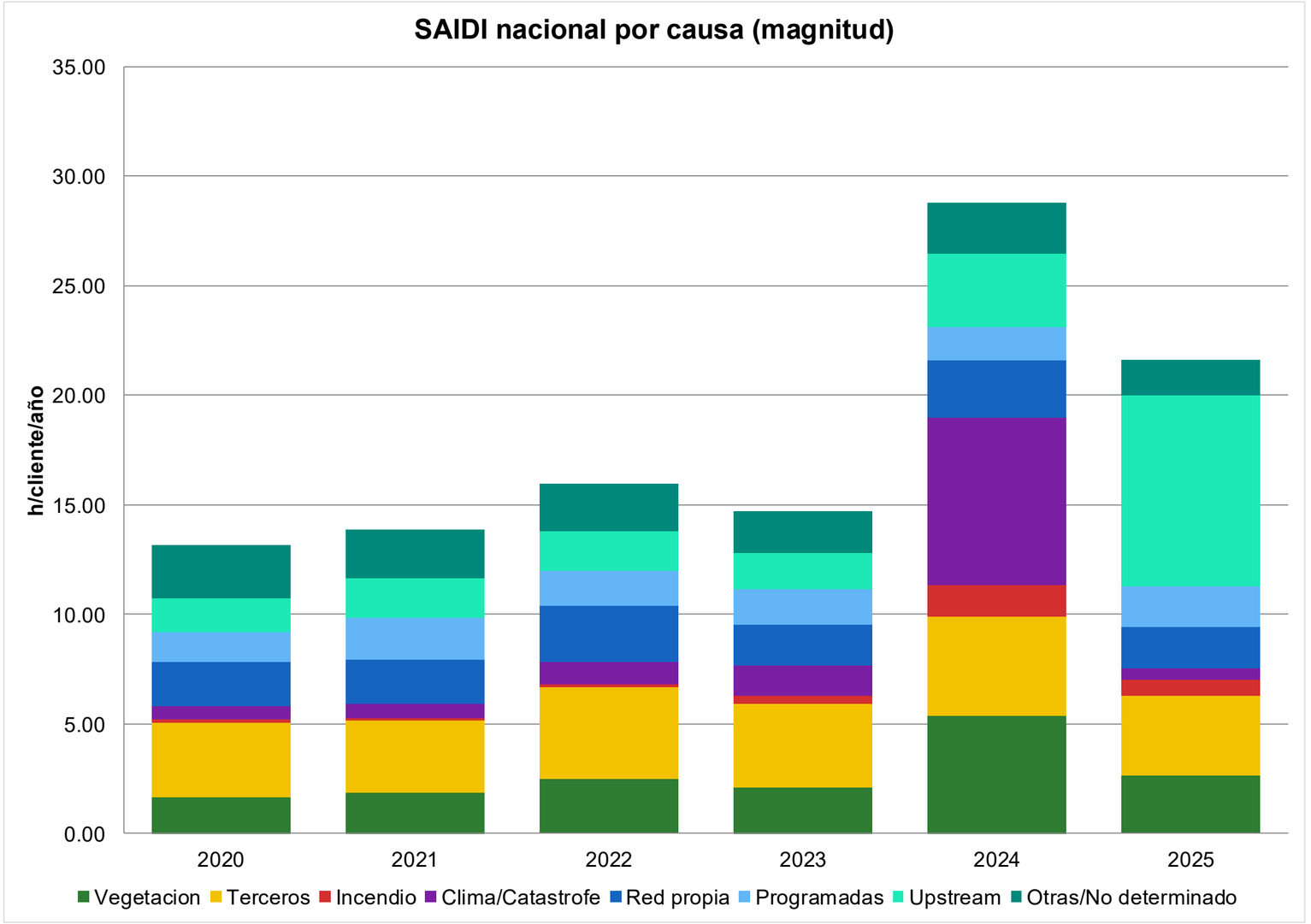
- En régimen, el proyecto no aclara cómo opera el artículo 183 en el esquema de empresas de referencia por área típica en el estudio de costos.
- Una empresa de referencia puede no tener inversiones especiales y algunas de las que se agrupan en esa área típica sí; o viceversa.
- Por estos problemas, **el riesgo es que los clientes, libres conectados en distribución o regulados, pueden terminar pagando dos veces o también, no pagando, las inversiones** (pago indebido o menor calidad).

Planes de inversión extraordinarios en distribución: alcance y diseño

- La propuesta debería circunscribirse a obras que, sabemos, son problemáticas de financiar por el esquema actual: soterramientos, recambios masivos de elementos de infraestructura, etc. En general, inversiones que son necesarias para cumplir normativa, pero que generan desincentivos a las concesionarias.

- Asimismo, cabe preguntarse por qué es el Ministerio quien realiza las convocatorias. **La decisión debería ser técnica (radicada en la CNE) y no política (radicada en el MEN).**

Un dato sobre el alcance: interrupciones se disminuyen con grandes obras excepcionales, no con pequeñas obras habituales



Fuente: elaboración propia con datos SEC.

05

Autodenuncia de inventarios de transmisión

Autodenuncia de inventarios de transmisión: régimen vigente

- A diferencia de la distribución, en el régimen de transmisión se remuneran los activos, sobre costos eficientes, que poseen las transmisoras.
- Para desincentivar conductas estratégicas en la valorización de los activos se determinó una sanción especialmente alta: si el inventario de transmisión difiere sustancialmente de las características técnicas existentes (más de 10% o por información manifiestamente errónea [DS 10/2019, art 73]):
  - Las instalaciones respectivas serán excluidas íntegramente del siguiente proceso de tarificación (no se remuneran);
  - El total de las sumas percibidas en exceso por hasta cinco períodos tarifarios, deberán ser descontadas de la remuneración de la empresa (descuento para clientes), reajustadas por IPC.

Autodenuncia de inventarios de transmisión: propuesta del proyecto

- El proyecto incorpora en el **artículo 72-9 LGSE** (nuevos incisos sexto a undécimo) un **reporte voluntario de cumplimiento** que permite a las empresas de transmisión corregir, por iniciativa propia, inventarios de instalaciones cuya información **difiera sustancialmente** de lo previamente informado.

- Su lógica es de incentivo: premia la corrección y sanciona la persistencia del error (si es que no se declara conforme el nuevo inventario).

- Esta es una medida importante para los clientes, **porque busca generar un incentivo a que el pago por transmisión sea el pago correcto, pero hay problemas de diseño** .

Autodenuncia de inventarios de transmisión: problemas de diseño

- El único beneficio para quien informa **es evitar la exclusión** del siguiente proceso de tarificación.
- En términos de decisión estratégica, **autodenunciarse solo domina al silencio cuando la probabilidad percibida de detección (auditorías del inciso tercero vigente) es alta**: para una empresa que estima baja esa probabilidad, el silencio mantiene remuneración plena y evita todo costo.
- El mecanismo, por tanto, **tenderá a atraer a quienes ya se saben expuestos y no a revelar diferencias desconocidas para el regulador**, que es donde el autorreporte agrega más valor social (ahorro de costos de fiscalización y corrección temprana).

Autodenuncia de inventarios de transmisión: dos propuestas

Dos soluciones pueden ayudar a mitigar los problemas:

1

El reporte/autodenuncia debe presentarse antes de que haya una auditoría en curso;

2

La medida debería ser transitoria: debe funcionar como incentivo para que los propietarios de las líneas hagan sus mejores esfuerzos **ahora** para depurar sus bases de activos.

06

Conclusiones

Conclusiones

- El proyecto es importante para continuar el proceso de normalización regulatoria y tarifaria, especialmente en materia de contención de efectos de la reliquidación del VAD.
- **Pero lo urgente no puede impedir la discusión de materias relevantes y complejas.**
- El proyecto aborda múltiples materias con mitigaciones, pero no aborda los problemas de fondo, especialmente en los procesos tarifarios: ninguna de estas medidas impide que los futuros se sigan atrasando.
- La regulación hecha sin el cuidado debido es ineficiente y termina por encarecer injustificadamente las cuentas de todos los clientes, libres y regulados.
- Especialmente para los clientes libres, la regulación ineficiente constituye **un obstáculo para generar mayor inversión y empleo** .

ACENOR
30 AÑOS
Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados

Proyecto de ley sobre Protección Tarifaria Eléctrica

Juan Ignacio Gómez Corvalán · Director Ejecutivo ACENOR AG

Comisión de Minería y Energía del Senado · 20 de julio de 2026