PRESENTACIÓN COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA SENADO

Proyecto de Ley de Protección Tarifaria Eléctrica

Una salida gradual para contener alzas, regularizar deuda tarifaria y fortalecer la resiliencia de las redes.

USD 120 MM

anuales para subsidio 2027

+$800 mil MM

deuda VAD 2020-2024

PROBLEMA Y RESPUESTA

Tres desafíos eléctricos, tres respuestas coordinadas

Cada problema que hoy perciben los clientes se vincula con una herramienta concreta del proyecto.

Problema 1

Alzas tarifarias

Presionan los presupuestos familiares.

RESPUESTA

Mitigación tarifaria

Subsidio 2027, ajustes y renegociación voluntaria.

Problema 2

Deuda acumulada

Retrasos regulatorios generaron reliquidaciones.

RESPUESTA

Regularización y certeza

Cargo NT 2028–2035 y reglas futuras.

Problema 3

Redes vulnerables

El SAIDI no siempre refleja la experiencia real.

RESPUESTA

Calidad y resiliencia

Planes especiales con límites y trazabilidad.

SEGUNDO SEMESTRE 2026 El término de las devoluciones SEC amplifica el cambio observado en julio

¿Qué ocurre entre junio y julio de 2026?

Durante el primer semestre las cuentas incorporaron devoluciones instruidas por la SEC, asociadas a errores en componentes de generación y transmisión.

En julio esas devoluciones terminan. Por ello, la variación observada combina dos efectos distintos:

1. **Ajuste del PNP y de la transmisión.**
2. **Desaparición del descuento transitorio SEC.**
3. **Restricciones de Transmisión.**

Mensaje clave

No toda el alza observada en julio corresponde a un aumento permanente de los costos del sistema eléctrico.

CASO PUERTO MONTT

+21,2 %

Variación observada

SIN TÉRMINO DE DEVOLUCIONES

+13,8 %

Variación PNP + transmisión

7,3 pp

efecto asociado al término de las devoluciones

La comparación correcta debe separar el efecto tarifario permanente del fin de las devoluciones transitorias.

CAPITALES REGIONALES

Zona norte: el término de las devoluciones cambia la lectura del alza

BT1 · conexión BT_AA · tramo T1 · 180 kWh mensuales

Capital	Empresa	Variación observada	Sólo PNP + Tx	Diferencia
Arica	CGED / DESA	−3,8 a −2,3 %	−7,1 a −5,9 %	3,3–3,6 pp
Iquique	CGED	−2,1 %	−5,6 %	3,6 pp
Antofagasta	**CGED**	−1,2 %	−5,0 %	3,7 pp
Copiapó	CGED / Mataquito	2,3 a 2,5 %	−3,1 a −0,9 %	3,3–5,4 pp
La Serena	CGED	5,0 %	−0,7 %	5,7 pp

CAPITALES REGIONALES

Zona centro: una parte del alza proviene del fin del descuento SEC

BT1 · conexión BT_AA · tramo T1 · 180 kWh mensuales

Capital	Empresa	Variación observada	Sólo PNP + Tx	Diferencia
Santiago	ENEL	4,1 %	−0,3 %	4,4 pp
Rancagua	CGED	5,2 %	0,8 %	4,4 pp
Talca	CGED	5,2 %	0,8 %	4,4 pp
Concepción	CGED	5,2 %	0,8 %	4,4 pp
Temuco	CGED / Codiner / Frontel	4,8 a 6,8 %	0,7 a 2,8 %	3,9–4,1 pp

CAPITALES REGIONALES

Zona sur: el efecto es más visible en Valdivia y Puerto Montt

BT1 · conexión BT_AA · tramo T1 · 180 kWh mensuales

VALDIVIA · SAESA

+22,8 %

Variación observada

+17,8 %

Sólo PNP + transmisión

Diferencia: 5,0 pp

PUERTO MONTT · CRELL / SAESA

+13,1 a +21,2 %

Variación observada

+6,7 a +13,8 %

Sólo PNP + transmisión

Diferencia: 6,4–7,3 pp

El término de las devoluciones amplifica el salto de julio

En Puerto Montt, hasta 7,3 puntos porcentuales del cambio observado corresponden al fin del descuento SEC.

¿QUÉ SON LOS FACTORES DE MODULACIÓN? Corrigen diferencias entre lo proyectado y lo ocurrido en la operación real

1
Planificación

Antes de la operación se estiman:

- la energía que circulará;
- los costos de transmisión;
- la recaudación esperada.

2
Operación real

La realidad puede ser distinta debido a cambios en:

- la demanda;
- la generación;
- los flujos por la red.

3
Ajuste

La diferencia entre lo proyectado y lo real genera un **desacople**.

El **factor de modulación** permite corregir esa diferencia.

Ejemplo: gastos comunes de un edificio

Se proyecta que pagarán **100 departamentos** $\Longrightarrow$ Finalmente pagan **80 departamentos** $\Longrightarrow$ La recaudación resulta menor y posteriormente debe realizarse un **ajuste**.

En la transmisión eléctrica ocurre un principio equivalente.

¿POR QUÉ LAS CUENTAS SUBEN MÁS EN EL SUR? Los desacoples han generado ajustes más intensos en determinadas líneas de transmisión

¿Qué ocurrió en el sur?

En determinadas líneas de transmisión del sur, las diferencias entre la operación proyectada y la operación efectiva fueron más significativas.

Esto produjo una menor recaudación respecto de la necesaria para remunerar la infraestructura de transmisión.

Como consecuencia, los factores de modulación debieron corregirse con mayor intensidad.

La "perilla" tarifaria

Cuando la recaudación es menor:

Factor de modulación ↑

⇓

Tarifa ↑

Cuando la recaudación es mayor:

Factor de modulación ↓

⇓

Tarifa ↓

Mayor diferencia entre **proyección y realidad** ⟹ Mayor **desacople** ⟹ Mayor ajuste del **factor de modulación** ⟹ Mayor efecto en la **tarifa final**

HOJA DE RUTA

Una salida gradual: contener hoy, ordenar la deuda y prevenir nuevos rezagos



QUÉ REGULARIZA

+$800 mil millones
por VAD 2020–2024

+$16 mil millones
por sistemas medianos 2022–2026

CÓMO EVITA NUEVOS PROBLEMAS

Reglas automáticas hacia adelante

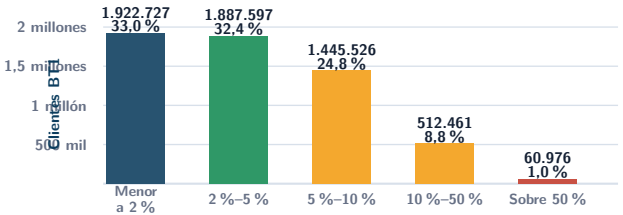
Las futuras reliquidaciones se incorporan al siguiente proceso tarifario con reajuste por IPC, evitando que vuelvan a acumularse diferencias por años.

La lógica es simple: proteger en 2027, comenzar la recuperación en 2028 y cerrar el proceso en 2035.

RELIQUIDACIÓN SIN PROYECTO

La aplicación directa vía SEC concentra las mayores alzas en un grupo relevante de clientes

Distribución de clientes BT1 por tramo de incremento



5,83 MM
clientes BT1 considerados

57,2 %
2 % < alza < 10 %
3.333.123 clientes

573.437
clientes con alza superior a 10 %

Mensaje central: el proyecto evita concentrar el cobro en 48 cuotas y permite distribuirlo gradualmente.

Tramo	Menor a 2 %	2 %–5 %	5 %–10 %	10 %–50 %	Sobre 50 %
Clientes	1.922.727	1.887.597	1.445.526	512.461	60.976
Participación	33,0 %	32,4 %	24,8 %	8,8 %	1,0 %
Alza media	1,3 %	3,2 %	7,2 %	14,2 %	140,5 %

EVIDENCIA DE IMPACTO

El proyecto genera un beneficio neto para el conjunto de los clientes BT1a

5.730.260
clientes analizados

57,1 %
3.274.351 clientes
proyecto más barato

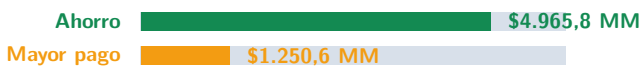
42,9 %
2.455.909 clientes
caso SEC más barato

$1.517 menos
ahorro promedio cuando gana el proyecto

$509 más
mayor pago cuando gana el caso SEC

Efecto neto ponderado
$648 menos
por cliente al mes

Balance mensual agregado



3,97 veces
Relación entre ahorro agregado y mayor pago agregado.

DISEÑO DEL CARGO ÚNICO

El cargo único se apoya en mecanismos solidarios ya existentes

1. PNP
Ajuste entre distribuidoras.

2. Generación local
Comunas financian descuentos.

3. Equidad tarifaria
Acota diferencias de distribución.

4. MPC
Paga deuda de consumidores.

El NT incorpora la deuda VAD en una lógica solidaria ya usada; además conviene que todas las tarifas aporten para ampliar la base de recaudación.

Simulación: todos los escenarios convergen a cerca de 5 $/kWh



Escenarios simulados

Todas las tarifas: deuda $924.906 MM; energía 2.243 GWh/mes; 5,94 MM clientes.

Residenciales: deuda $418.285 MM; energía 1.095 GWh/mes; 5,77 MM clientes.

No residenciales: deuda $506.621 MM; energía 1.149 GWh/mes; 170 mil clientes.

Resultado: 5,04 / 5,03 / 5,01 $/kWh.

DISEÑO DEL CARGO NT

MPC baja y NT entra: el cargo conjunto disminuye desde 2028

El componente conjunto MPC + NT pasa de 24 $/kWh a 14 $/kWh: baja neta de 10 $/kWh.



El NT no se suma al MPC actual: entra cuando el MPC disminuye de 24 a 9 $/kWh.

CALIDAD DE SERVICIO Invertir en distribución sí genera un beneficio tangible para los clientes

Cargo de distribución

VNR Valor Nuevo de Reemplazo

COMA Operación y mantenimiento

Remunera inversiones, operación y mantenimiento de las redes.

Proyecto de Ley

- ✓ 5 % adicional sobre el VNR
- ✓ COMA actualizado igual proporción

$\approx 1{,}2\,\$/\text{kWh}$

Impacto estimado en la tarifa final

Este incremento financia inversiones reales en redes: mejora calidad y continuidad del suministro, a diferencia de alzas tarifarias sin inversión asociada.

Importante: el reglamento deberá impedir que las mismas inversiones reciban doble remuneración.

CONTRATOS DE SUMINISTRO Renegociar no es intervenir: es abrir una opción voluntaria de ahorro

Lo que NO hace

× No expropia derechos económicos
× No fija precios forzosamente
× No modifica unilateralmente
× No altera reglas retroactivamente

Lo que SÍ hace

✓ Requiere acuerdo de las partes
✓ Sólo procede si reduce tarifas
✓ No requiere gasto fiscal
✓ Es excepcional y acotada

Contrato vigente → Acuerdo voluntario → Menor costo → Menor tarifa final

La renegociación sólo tiene sentido si genera valor compartido y beneficios directos para los clientes.

CIERRE Tres mensajes que deben quedar instalados en la Comisión

1

Protege a la mayoría

El beneficio neto ponderado equivale a $648 menos por cliente al mes.

2

Regulariza con gradualidad

Distribuye un problema extraordinario entre 2028 y 2035.

3

Fortalece el sistema

Mejora resiliencia, calidad de servicio y estabilidad regulatoria.

El proyecto no sólo resuelve una deuda: mejora la forma en que se protege al cliente y se prepara la red para el futuro.