SPEC Powered by Galilei

LEY 21.833 · ORDENEMOS LA CUENTA

Mecanismo de revisión ~~renegociación~~ de contratos regulados

Carlos Suazo Martínez
Director · SPEC – Galilei
csuazo@spec.cl

PRUÉBALO
renegociacion.spec.cl

LA TESIS

Una rebaja real requiere traspaso de riesgos. El plazo no crea valor por sí solo

~95 → ~60 USD/MWh

US$/MWh cae el precio medio de la energía regulada entre 2027 y 2034, solo por vencimiento de contratos.

¿Renegociar puede adelantar esa baja y postergar ese precio a futuro?

Precio medio ponderado de la energía contratada, con renovación a 50 US$/MWh; precios del 2S-2026 (dólar reales-jun26)

1 **El plazo es un préstamo**

Para que el generador firme, la prima le devuelve la rebaja: a su tasa, el acuerdo es suma ~cero.

2 **La tasa decide si es conveniente**

Con la tasa social de 5,5%, el cliente pierde en todas las combinaciones simuladas.

3 **El excedente está en el riesgo**

Costos sistémicos, indexación, bloques horarios: **reasignarlos a quien los soporta mejor**.

El reglamento debe **ofrecer manejo de riesgos, no solo plazo**, y medir beneficio en su mérito

CONTENIDO

Agenda

01. El sistema y los contratos

02. La ley 21.833 y lo que deja abierto

03. Aspectos pendientes: diseño del proceso

04. Qué muestra el simulador

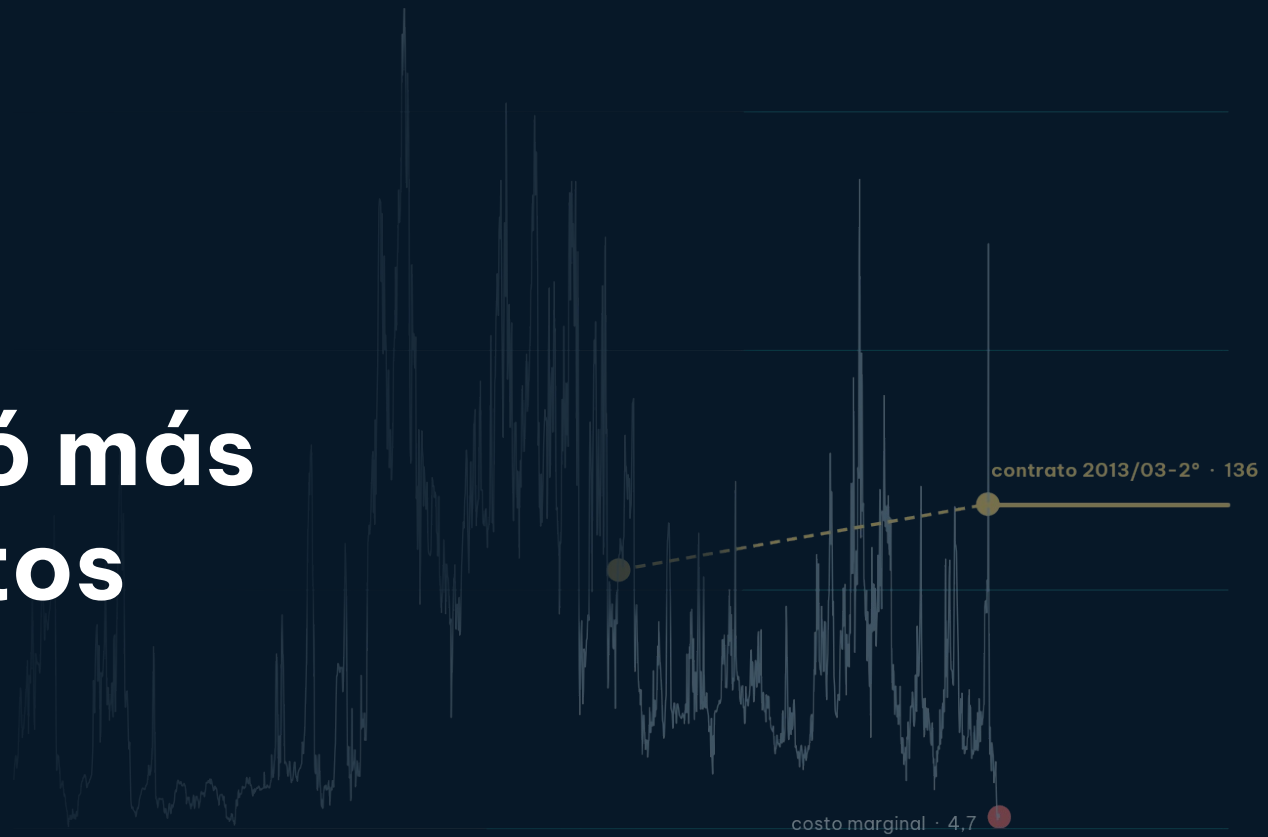
05. Qué puede ofrecer el reglamento

06. Preguntas abiertas

01

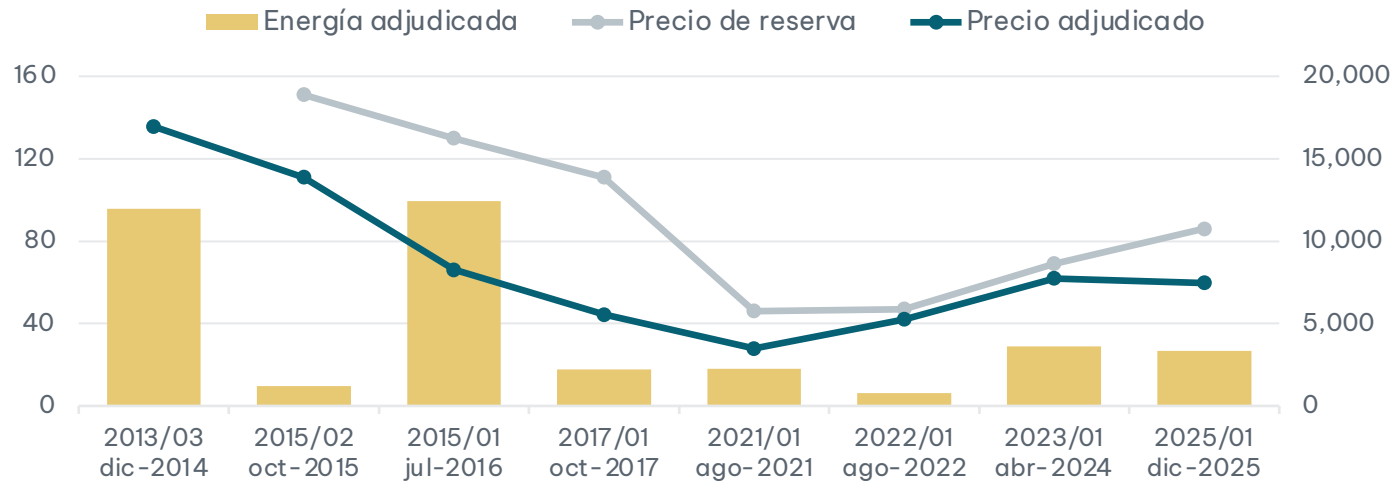
EL SISTEMA Y LOS CONTRATOS

Un sistema que cambió más rápido que sus contratos

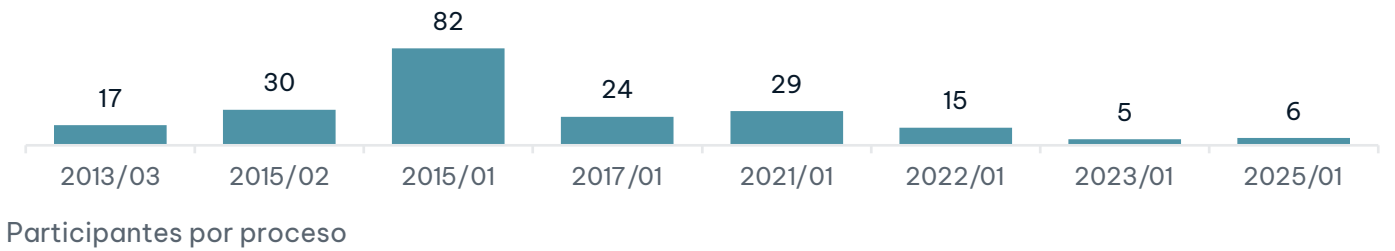


SPEC

De 136 a ~60 US$/MWh: las licitaciones aprendieron



Precios adjudicado y de reserva [US$/MWh, jul-2026] · energía adjudicada [GWh/año, eje der.]



Participantes por proceso

Fuente: CNE, Informe de Licitaciones (oct-2025) e Informe Final de Licitaciones 2025; sistematización SPEC; precios a julio de 2026. Procesos ordenados por fecha de cierre de ofertas.

2013 → 2017 · más competencia

2012/03-2do llamado con **precio techo 140 USD/MWh quedó con un 85% de energía desierta**

2013/03-2° a 108 US$/MWh (136 hoy, indexado); luego 82 participantes en 2015/01 y bloque de 24 h

2021–2022 · récord y quiebre

27,9 US$/MWh y luego **~4.600 GWh/año** en término anticipado.

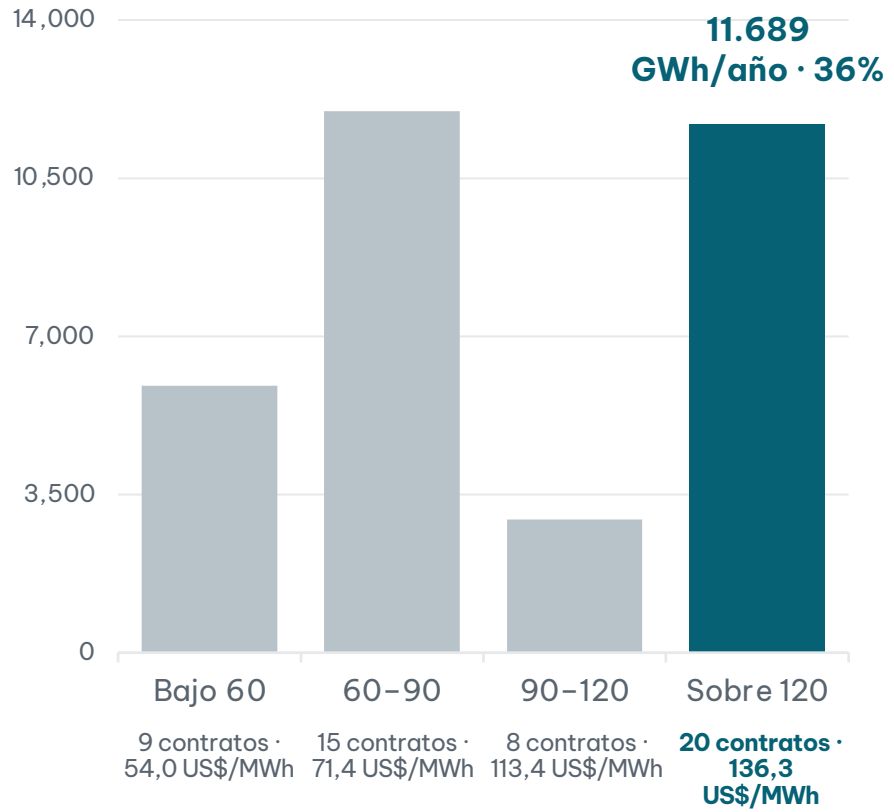
2023–2026 · reasignar riesgos

2023/01 último proceso con energía a largo plazo: **precio de referencia de ~60 USD/MWh**

Aprendizaje constante

Bases revisadas constantemente: reasignación de riesgos

Un tercio de la energía de 2027 cuesta más de 120 US$/MWh



Energía adjudicada vigente a julio de 2027 por banda de precio [GWh/año; precio medio de la banda en US$/MWh de junio 2026]



SIC 2013/03-2° concentra el precio alto

20 contratos, 11.955 GWh/año a **135,6 US$/MWh** de promedio; vencen entre 2030 y 2033.

Precio incorporó aspectos que la regulación cambió: pago Tx (devolución CET)

La 2015/01, en el extremo opuesto

21 contratos, 11.490 GWh/año a 66,4 US$/MWh. Juntas son el 60% de la energía.

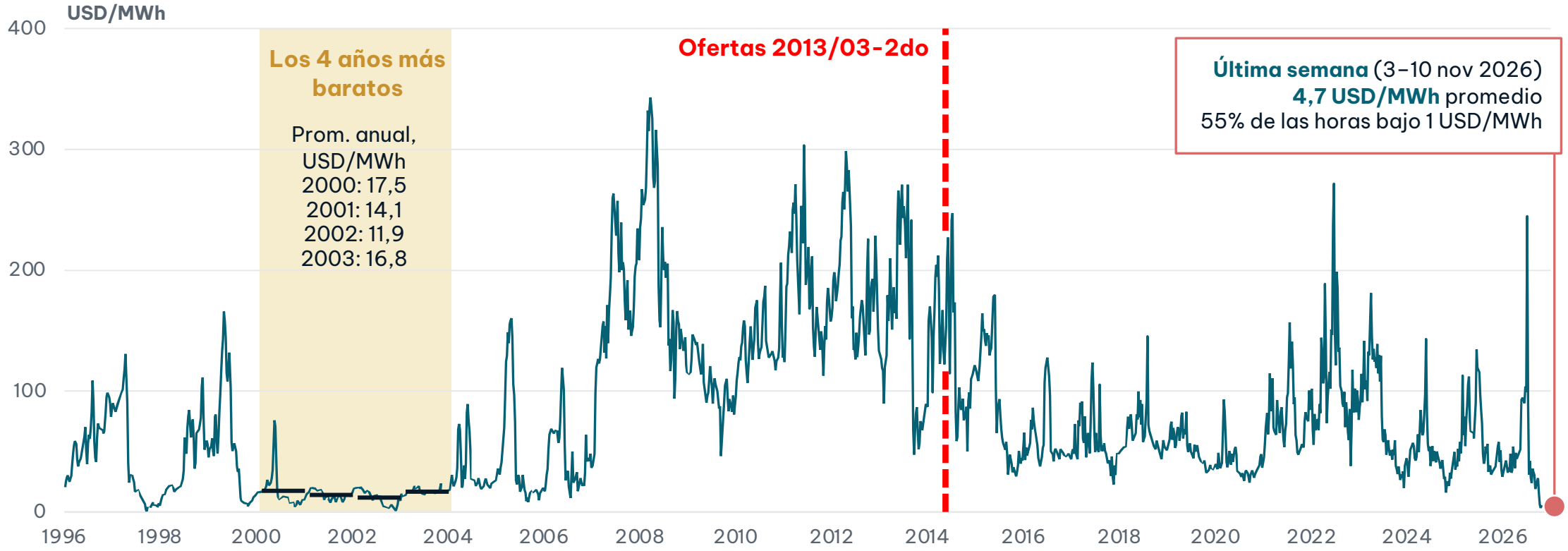
La indexación y tasa de cambio hicieron el resto

Adjudicada entre 80 y 120 US$/MWh, la 2013/03 hoy va de **109 a 163** con 100% CPI.

Fuente: Contratos vigentes 2S-2026 (CNE) y simulador SPEC renegociacion-contratos. Energía adjudicada, no facturada. Dólar observado: Banco Central de Chile, promedio mensual de valores diarios.

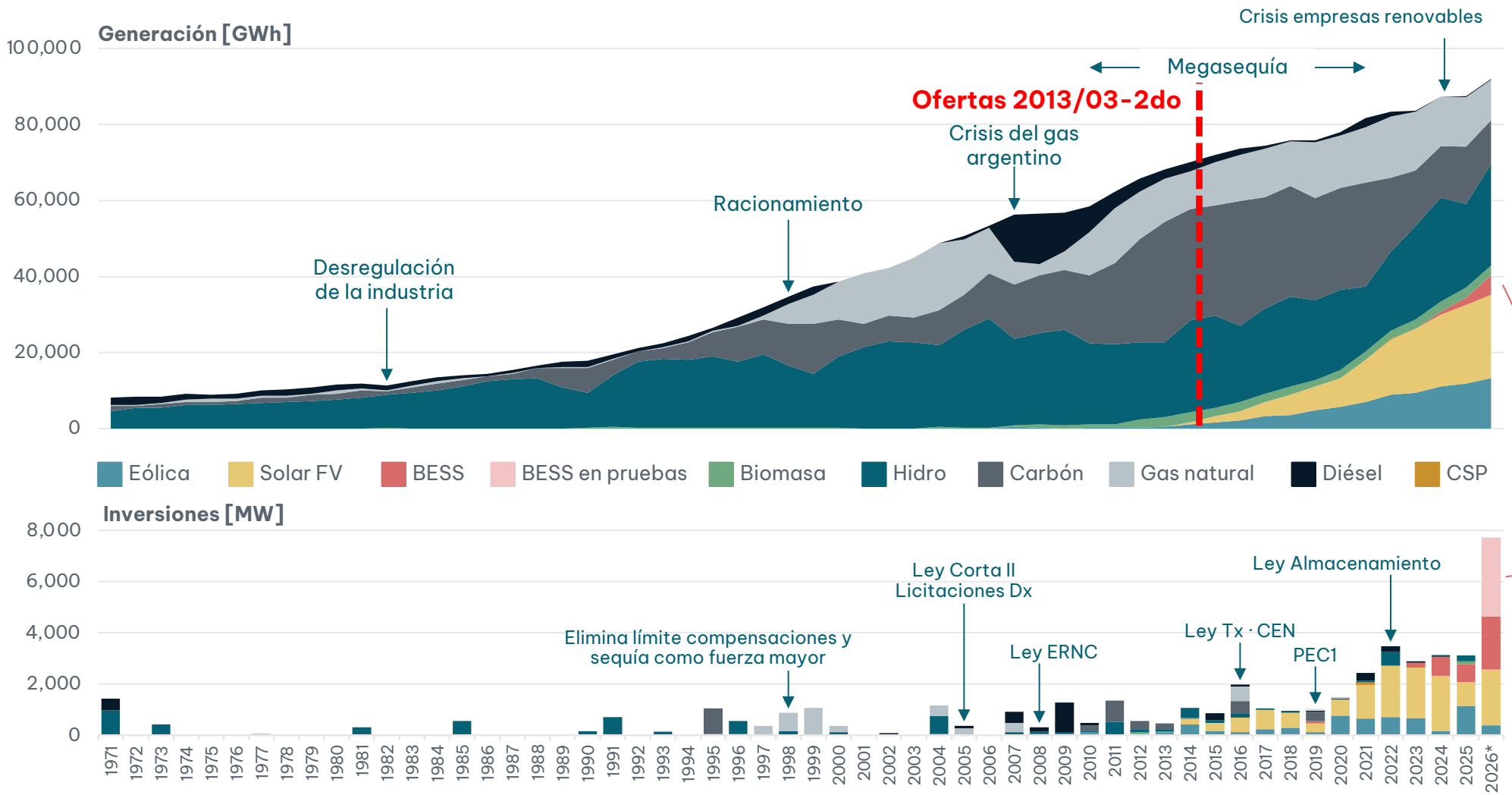
El CMg de la última semana cayó bajo los años más baratos

Promedio semanal desde 1996, USD/MWh nominales. Entre el 3 y el 10 de noviembre de 2026 promedió **4,7 USD/MWh**.



Fuente: CDEC-SIC / Coordinador Eléctrico Nacional, vía Galilei. Semanas de 7 días contadas desde la última revisión (10-11-2026 08:00).

Boom del desarrollo solar, eólico y de almacenamiento



2026e

74%
renovable

41%
eólico-solar

5,1 TWh
descarga BESS
(×2,6 vs 2025)

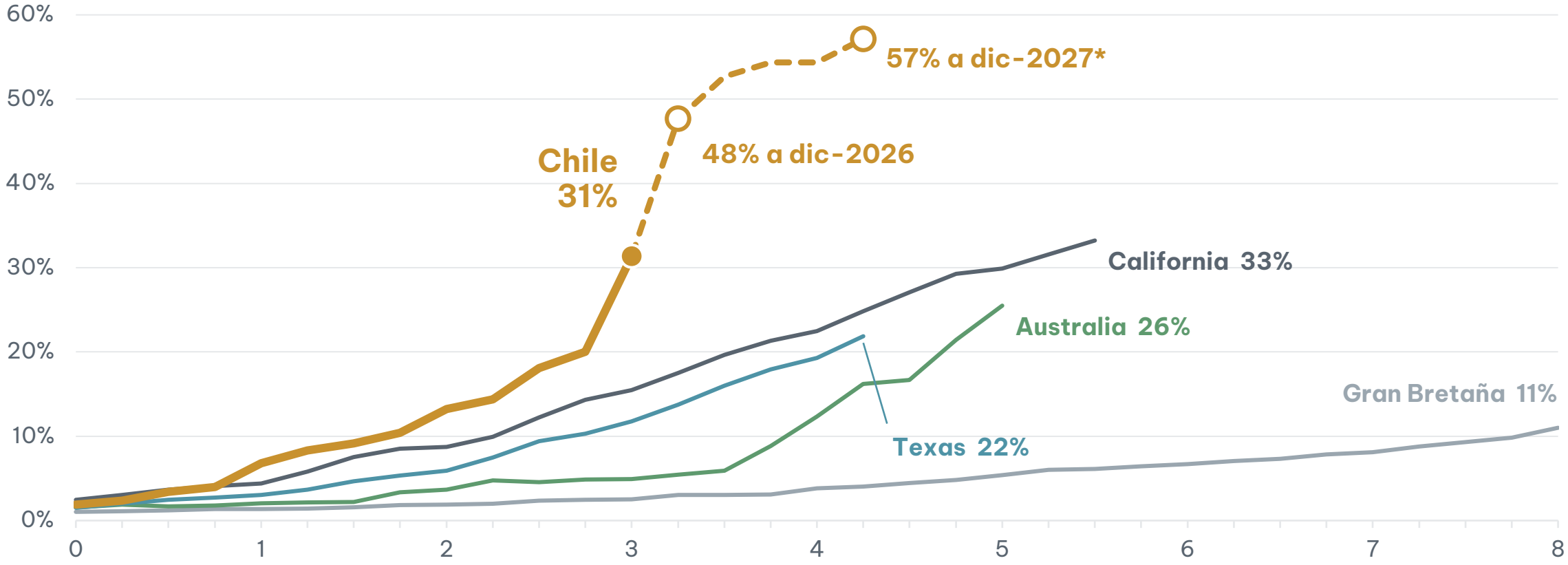
6.847 MW
BESS inyectando a oct-2026; 3.788 MW en operación comercial

2026e: ene-oct real + nov-dic iguales a oct. 2026: a la fecha (BESS al 31-oct). BESS: descarga bruta; MW con el criterio del gráfico ACERA. Fuente: SPEC; 2023-2026 con Galilei.*

Chile ya tiene baterías por el 31% de su demanda máxima

Lo logró en **3 años**; California tardó más de 5.

Capacidad en baterías / demanda máxima

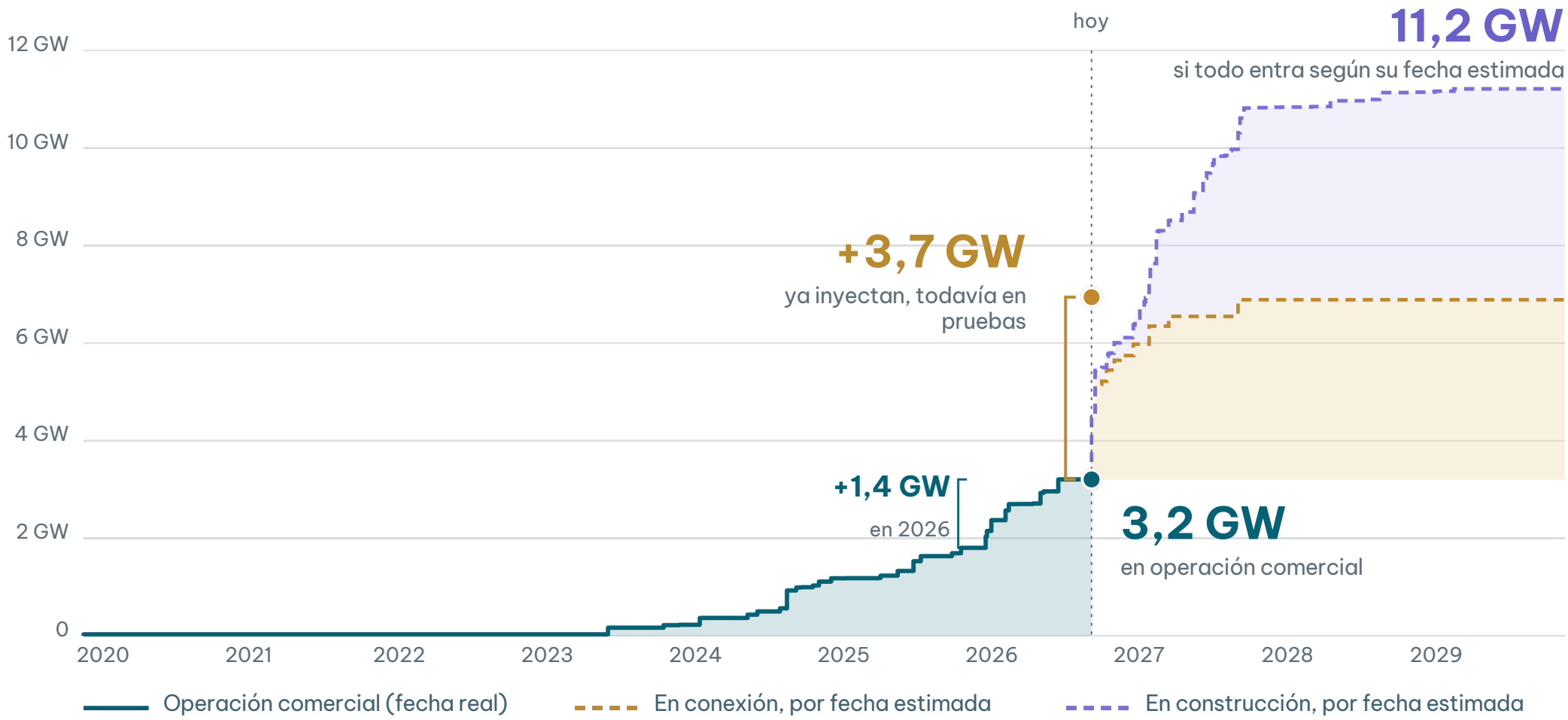


Años desde que las baterías superan el 1% de la demanda máxima

* BESS en pruebas, a su fecha estimada de operación comercial (CEN). Fuentes: Galilei (CEN), Modo Energy, AEMO.

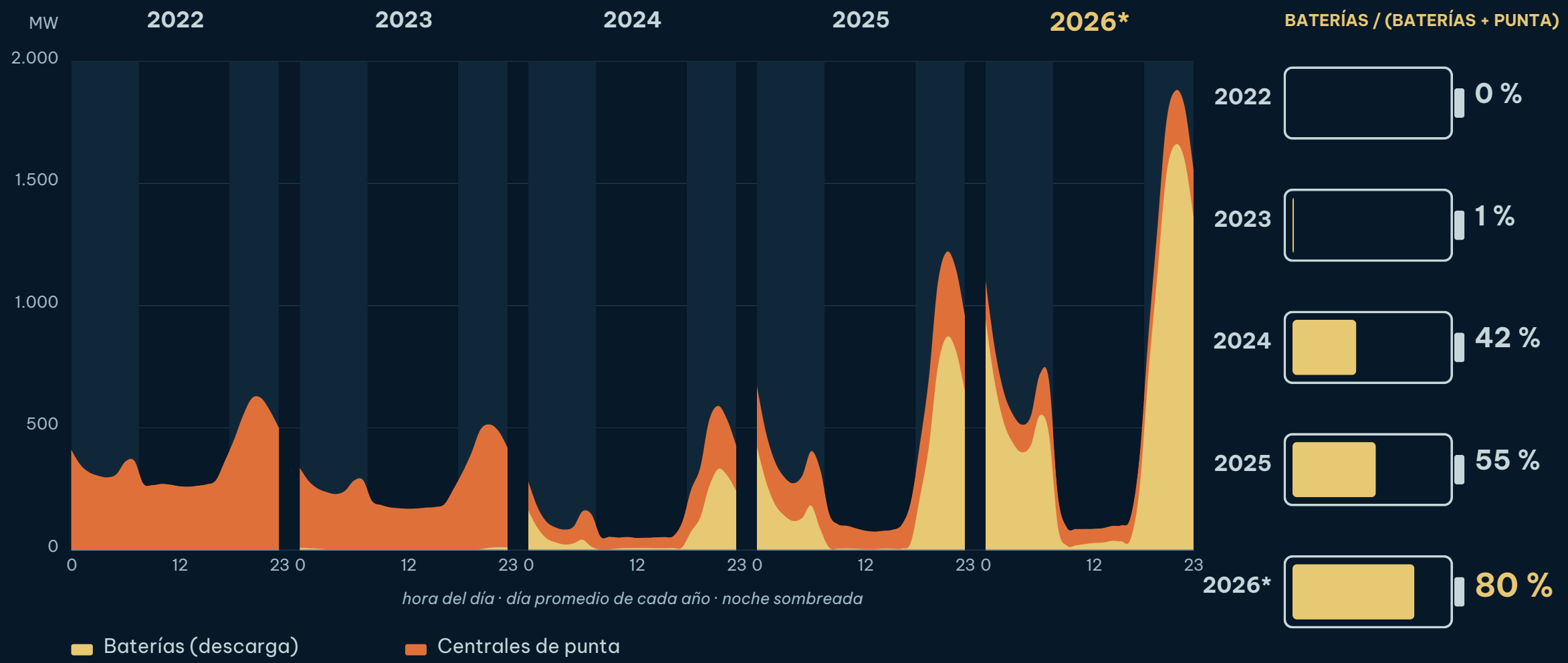
3,2 GW en operación comercial y 3,7 GW más en pruebas

Potencia en baterías según su fecha de **entrada en operación comercial**; lo que viene, según su fecha estimada.



HORAS DE PUNTA

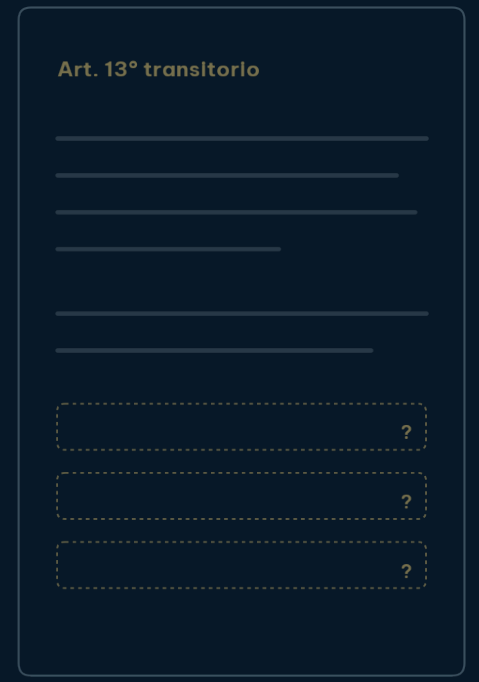
Las baterías ya entregan más del 80 % de la energía de punta



02

LEY 21.833

Ley “Ordenemos la cuenta” y sus definiciones pendientes





SPEC

LEY 21.833

El Art. 13° trans. habilita mecanismo para reducir precio vigente

LO QUE LA LEY SÍ DEFINE [1]

Ministerio

Entrega **mandato y autorización** previos

CNE

Desarrolla el mecanismo

Contratos

Cambia **precio, plazo y condiciones**, o contrato nuevo, con energía futura

Objeto

Reducir el precio vigente a clientes regulados

Una única vez, con plazo hasta **diciembre de 2027**

Principios: **certeza jurídica, voluntariedad, eficiencia**

Reglamento en **180 días** e informe al Congreso

LA LEY NO DEFINE

Entre otros: contrafactual, mecanismo, rol de distribuidoras, etc.

EL RESTO DE LA LEY (ENTRE OTROS)

Subsidio y deuda

Subsidio durante 2027; deuda de distribución pagada entre 2028 y 2035.

Cargo por deuda

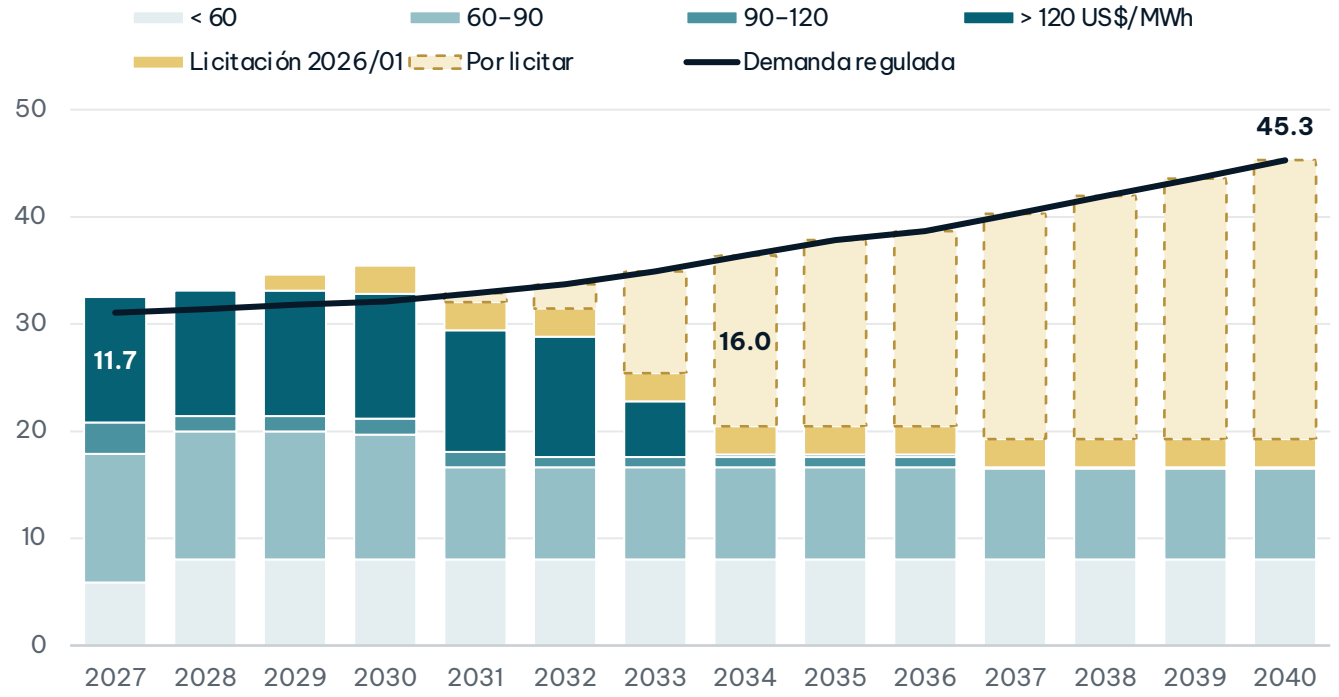
De 22 a 9 $/kWh en 2028, más un cargo nuevo de 5 $/kWh.

Transparencia anual

La CNE publica precios, indexación y cargos de **todos** los contratos [1].

[1] Ley 21.833 (2026). Ley de Protección Tarifaria Eléctrica, artículos quinto y décimo tercero transitorios. Ministerio de Energía, *Diario Oficial* 31-07-2026.

La ventana se cierra en 2033 y abre espacio para licitar



Demanda regulada proyectada vs. energía contratada por banda de precio, licitación 2026/01 y energía por licitar [TWh/año; precio indexado 2S-2026 en US$/MWh]

CONTRATOS MÁS RELEVANTES

SIC 2013/03-2° · BS3 · Engie (CPI, GNL y carbón)
5.040 GWh/año · **135 US$/MWh** · hasta 2032

SIC 2013/03-2° · BS4 · GM Holdings (El Campesino)
4.000 GWh/año · **134 US$/MWh** · hasta 2033

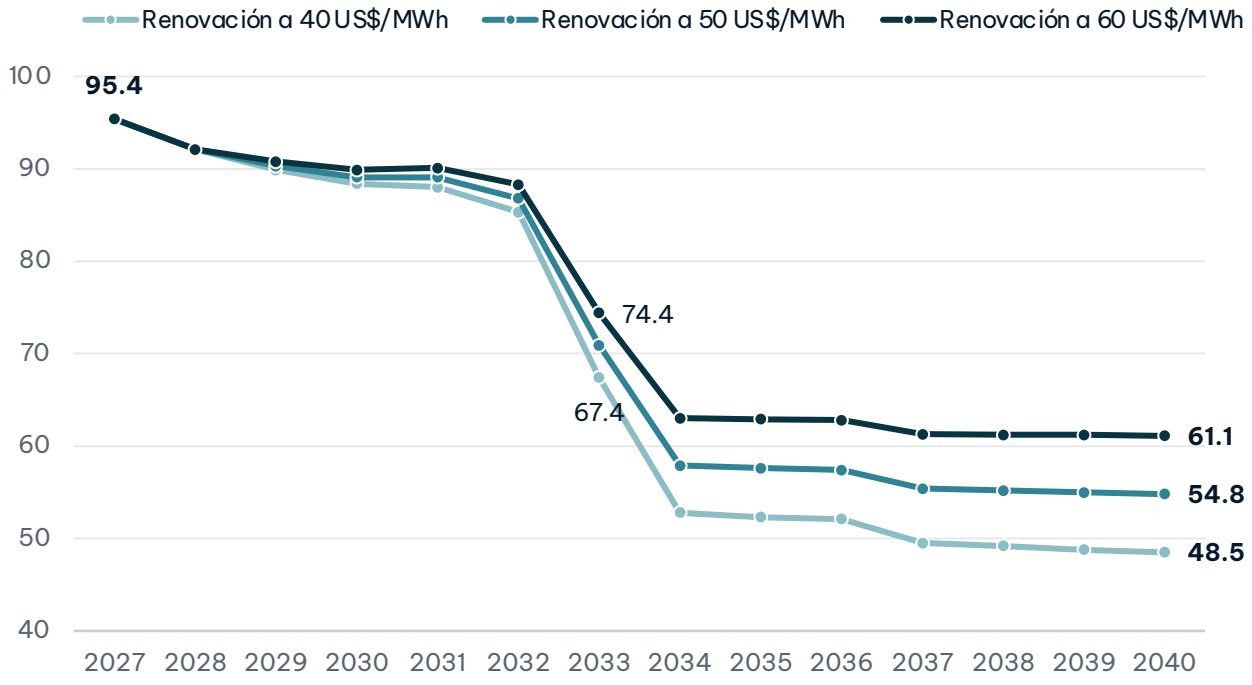
SIC 2013/03-2° · BS4 · Cerro Dominador
950 GWh/año · **157 US$/MWh** · hasta 2033

37% de la energía contratada a 2029 supera 120 US$/MWh; en 2034, < 1%

44% de la demanda de 2034 aún no tiene contrato: ~16 TWh/año por licitar

Fuente: Contratos vigentes 2S-2026 (CNE), sin contratos en término anticipado; demanda regulada de Bases 2026/01; cálculo SPEC. Energía adjudicada, con componente variable.

Hasta 2032, la tarifa la fijan los contratos vigentes



Precio medio de la energía contratada por las distribuidoras según el precio de renovación de la 2026/01 y de lo que falta por licitar [US$/MWh 2026 jun real]

LECTURA DE LOS ESCENARIOS

~95 → ~60 US$/MWh

Precio medio de 2027 frente a 2034 si se renueva a 50: la caída llega **cuando vence la 2013/03**.

≤ 3 US$/MWh

separan los tres escenarios hasta 2032: **el precio de renovación casi no mueve la tarifa** mientras rigen los contratos caros.

~10 US$/MWh

separan los escenarios desde 2034, cuando **la mitad de la energía se renueva**.

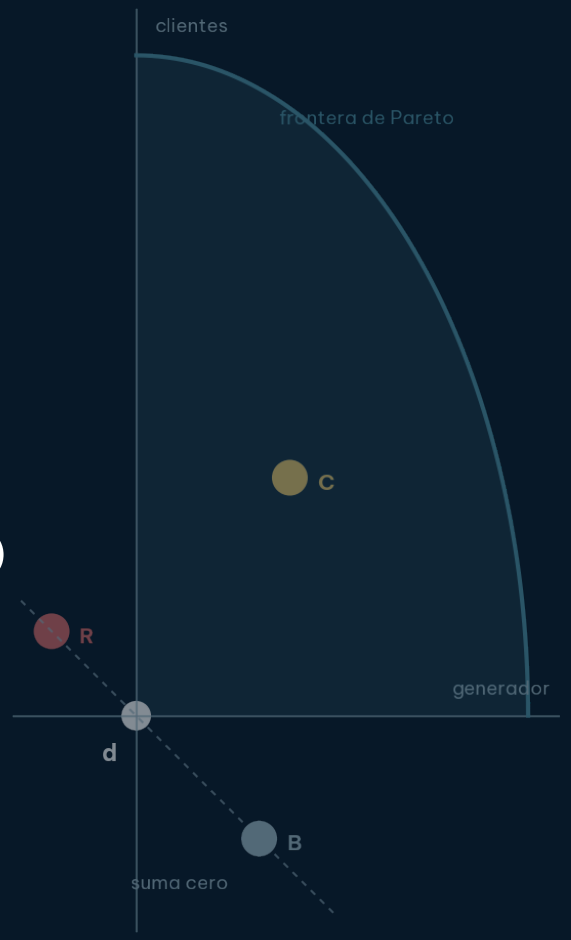
Antes de 2033, **el mecanismo de revisión podría mover la tarifa**; después, la mueven las licitaciones.

Fuente: Contratos vigentes 2S-2026 (CNE), sin contratos en término anticipado; Bases Licitación 2026/01; cálculo SPEC. Precios vigentes sin reindexar; la 2026/01 y la energía por licitar se valoran al precio de cada escenario.

03

NEGOCIACIÓN

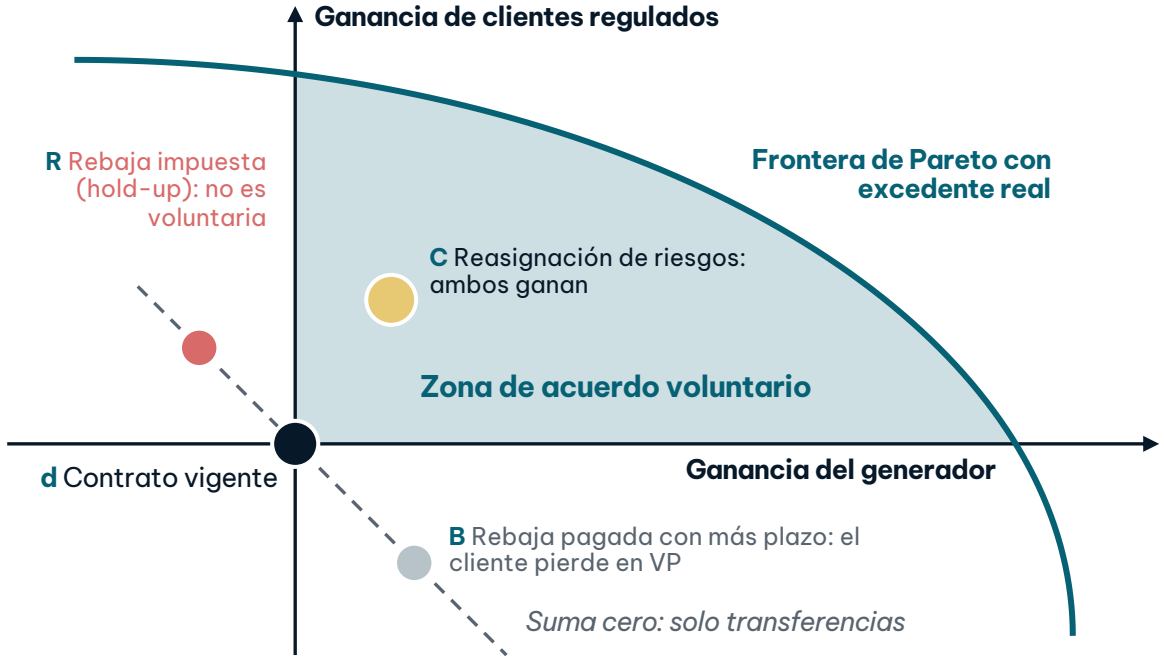
Aspectos pendientes del mecanismo



SPEC

Renegociar solo crea valor si existe un excedente que repartir

El contrato vigente es el **punto de desacuerdo**: ninguna parte acepta quedar peor que con él. Una renegociación voluntaria solo puede ocurrir dentro de la zona de **mejoras de Pareto** respecto de ese punto.



Esquema ilustrativo. Ganancias en valor presente frente al contrato vigente.

Racionalidad individual - Voluntariedad

Cada parte puede quedarse con el contrato original, y eso acota la revisión. Ex-ante hay una opción por defecto (no firmar). Necesario **antes de negociar** definer quién tiene el poder negociador.

Fuentes reales de excedente

Riesgos mal asignados (indexación, volumen, bloques, punto de suministro, factores de penalización).

Información privada

El regulador no conoce los costos del generador ni las primas que cobró por cada riesgo: una negociación bilateral puede no cerrar o dejarle la renta. La competencia o un menú cerrado lo obligan a revelarlas.

Variables de diseño pendientes antes de convocar

Más preguntas que respuestas. La ley es laxa en cómo se evalúa el objetivo de política pública

1 · Opción por defecto

¿Qué pasa si no hay acuerdo?

- El contrato sigue igual (ley)
- Ventana única, hasta dic-2027 (ley)

Esto asegura que efectivamente el mecanismo sea voluntario

2 · Poder negociador

¿Quién propone?

- Producto estandarizado de la CNE: excedente a los clientes
- Propuesta del generador: excedente al generador
- Otros esquemas

¿Grados libertad? ΔP, plazo, energía futura, precio futuro, index, otros.

3 · Participantes

¿Con quién se negocia?

- i) Uno a uno: monopolio bilateral
- ii) Generadores con contratos regulados: excluye entrantes
- iii) Todo el sector: cómo se habilita que aporte de un tercero llegue a la tarifa (arts. 134 y 157) → cambio legal

Resguardo ante el TDLC: tope de volumen a la energía a renegociar

4 · Objetivo y evaluación

¿Qué se maximiza y cómo se mide?

- Rebaja hoy o VP del ahorro total. Producto de la rebaja actual: ¿es viable un rebote de precio?
- Costo a clientes futuros: cero, acotado o libre
- Tasa, horizonte y escenario sin acuerdo (contrafactual)
- Valoración de riesgos y volumen

La tasa decide si el precio, volumen y plazo convienen

Con el diseño definido: ¿**qué nivel se considera como rebaja exitosa** que justifica el proceso y potenciales futuras primas de riesgo?

Fuente: Ley 21.833, art. décimo tercero transitorio; DFL 4/2006 (LGSE), arts. 134 y 157; bases SIC 2013/03-2° y 2026/01 (cláusulas de cesión).

Parte de los excedentes está en potenciales primas de riesgo

MECANISMO	2013/03 dic-2014	2015/02 oct-2015	2015/01 jul-2016	2017/01 oct-2017	2021/01 ago-2021	2022/01 ago-2022	2023/01 abr-2024	2025/01 dic-2025	2026/01 en curso	QUÉ CAMBIÓ
Bloques horarios A/B/C	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Desde 2013/03-2°; solo horarios desde 2021/01.
Bloques estacionales	○	○	○	●	○	○	○	○	○	Solo 2017/01: el bloque 2 se divide en trimestres.
Extensión del plazo	○	○	○	○	●	●	○	○	●	Si se facturó menos que lo comprometido: hasta 3 años (2026/01: 5 si < 75%).
Indexadores admitidos (n.°)	6	6	6	6	4	2	2	2	2	Desde 2022/01 solo gas y CPI; 2026/01: gas ≤ 30% y parte fija.
Costos sistémicos excluidos	○	○	○	○	○	○	●	●	●	Se suman al precio ofertado: el riesgo pasa al cliente.
Zonificación de la oferta	○	○	○	○	○	○	●	●	●	Oferta por zona (3, luego 4); antes, solo Polpaico 220.

● Incorporado ◐ Parcial ○ No incorporado

Fuente: bases de cada proceso (CNE); 2013/03 = segundo llamado.

04

EL ESPACIO DE NEGOCIACIÓN

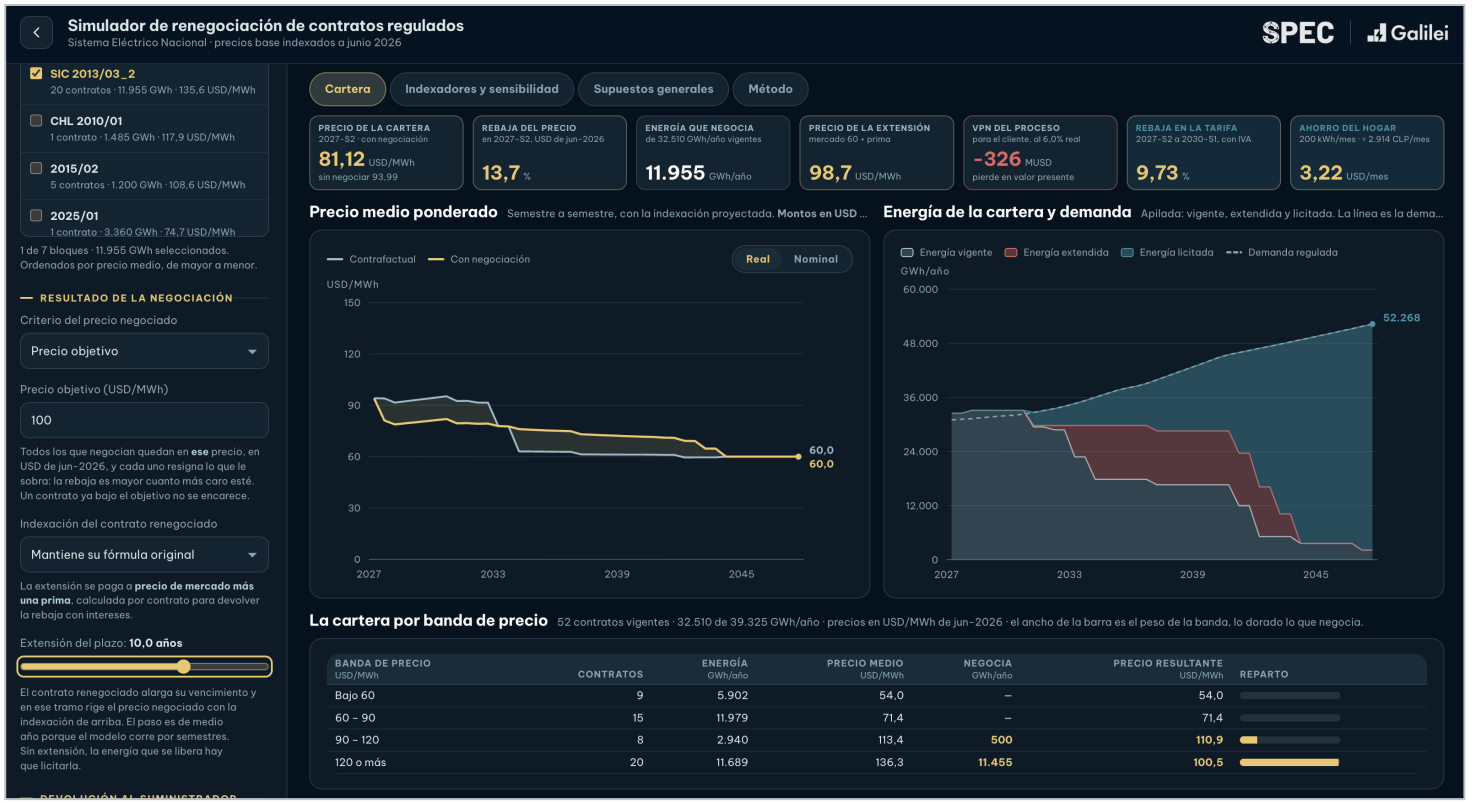
Qué muestra el simulador de renegociación*

**Ejercicio ilustrativo no considera la reducción de excedentes por traspaso de riesgos*



SPEC

Un simulador abierto mide cada acuerdo, contrato a contrato



Bloque SIC 2013/03_2 con precio objetivo de 100 US$/MWh: parámetros a la izquierda; KPI, precio de la cartera y energía a la derecha.

1 Elige quién negocia

Por bloque: SIC 2013/03-2°, **20 contratos** y 11.955 GWh/año.

2 Fija el precio negociado

Todos quedan en un **precio objetivo**, indexado 100% CPI.

3 Calcula la prima

El tramo extendido se paga a precio mercado + **prima que devuelve la rebaja**.

4 Compara con no negociar

Lo que falta se licita a precio mercado en ambos casos.

PRUÉBALO

renegociacion.spec.cl

Fuente: simulador SPEC renegociacion-contratos; planilla de contratos vigentes 2S-2026 (CNE). Suministradores anonimizados en la versión pública.

SUPUESTOS SIMULADOR

Por construcción, la rebaja se devuelve vía prima al generador

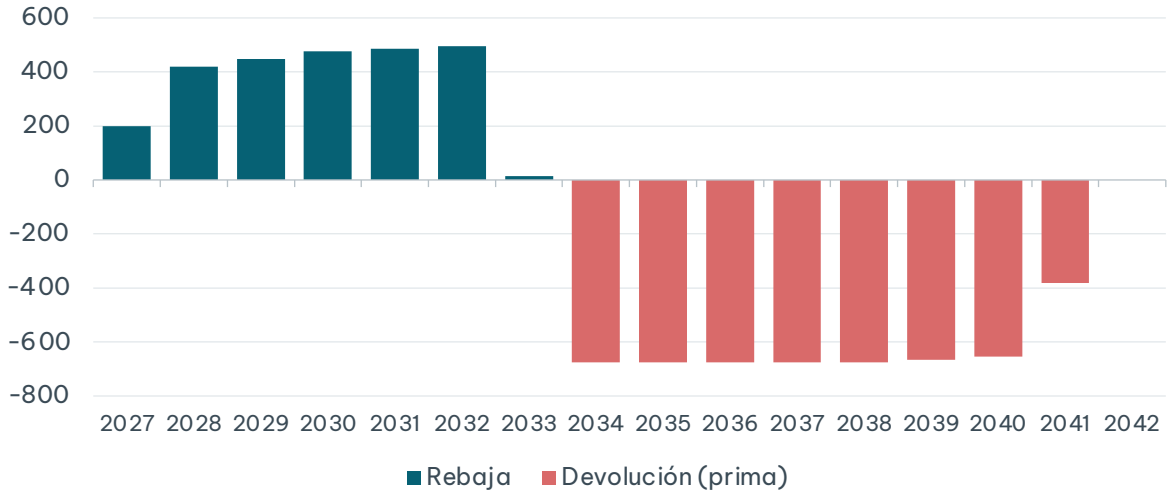
EJEMPLO ILUSTRATIVO

Cartera a negociar	**SIC 2013/03-2°**
Precio negociado	**Precio objetivo**
Indexación renegociada	**100% CPI**
Tasa del generador	**10% real**
Energía nueva	**60 US$/MWh**
CPI EE.UU. largo plazo	**2,3%**
Vigencia	**Desde 2027-S2**

LO QUE MOVEMOS

Precio objetivo	**95 a 110 US$/MWh**
Extensión del plazo	**5 a 15 años**
Tasa del cliente	**5,5% · 10% · 15%**

Ahorro anual del cliente, objetivo 100 y 8 años [MUS$ reales de jun-2026]



+2.535
MUS$ de rebaja
2027–2033

–5.081
MUS$ de devolución
2034–2041

0
VPN del generador
a su tasa de 10%

Prima = VP de la rebaja / VP del tramo extendido, a la tasa del generador: **a esa tasa es suma cero**.

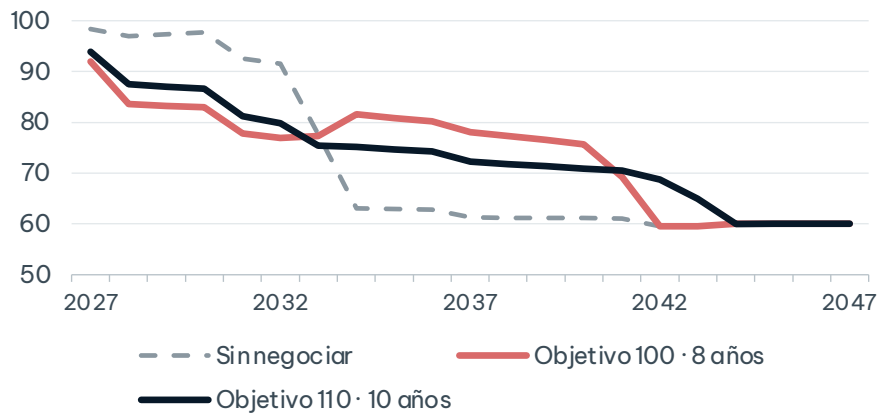
Fuente: simulador SPEC renegociacion-contratos. Escenario de combustibles EIA; demanda regulada CNE sin crecimiento adicional; licitaciones de reposición a 15 años indexadas a CPI.

El objetivo fija la rebaja; el plazo evita el rebote

REBAJA DE LA CUENTA 2027–30	OBJETIVO US$/MWh	PRECIO DEL TRAMO EXTENDIDO [US$/MWh] · AÑOS DE EXTENSIÓN → 5	8	10	15
11,2%	95	148 +53 vs objetivo	122 +27 vs objetivo	114 +19 vs objetivo	104 +9 vs objetivo
9,9%	100	138 +38 vs objetivo	115 +15 vs objetivo	108 +8 vs objetivo	99 -1 vs objetivo
8,5%	105	128 +23 vs objetivo	108 +3 vs objetivo	102 -3 vs objetivo	94 -11 vs objetivo
7,1%	110	118 +8 vs objetivo	102 -8 vs objetivo	96 -14 vs objetivo	89 -21 vs objetivo

Precio del tramo extendido (60 + prima), promedio de los 20 contratos ponderado por la energía del tramo; abajo, la diferencia con el objetivo. Rojo: sube sobre el objetivo (rebota). Verde azulado: queda bajo el objetivo. Recuadros: casos del gráfico.

Componente de energía [US$/MWh reales de jun-2026]



¿Negociar?

- Valor presente dependerá de los precios futuros de mercado y tasa
- Bajar hoy a cambio de extender plazo es "pedir prestado a consumidores futuros"
- Menos espacio para la competencia
- Interviene precedente sano

¿No negociar?

- ¿Potencial intervención discrecional ante presión política?
- Derivar en otras discusiones: límite cliente libre, impulso net-billing, otros
- Mayor presión fiscal hoy (subsidio eléctrico). ¿Inflación?

Fuente: simulador SPEC renegociacion-contratos. Bloque SIC 2013/03-2°, 100% CPI, generador al 10%, energía nueva a 60 US$/MWh. Rebaja de la cuenta con energía = 70% de la cuenta.

VALOR PRESENTE

Si el cliente gana o pierde lo decide su tasa de descuento

	5,5% tasa social				10% del generador				15% cliente "impaciente"			
OBJ.	5	8	10	15	5	8	10	15	5	8	10	15
95	-674	-855	-972	-1.249	0	0	0	0	+436	+515	+559	+646
100	-598	-759	-863	-1.109	0	0	0	0	+386	+456	+495	+573
105	-522	-663	-754	-970	0	0	0	0	+337	+398	+432	+500
110	-446	-567	-645	-830	0	0	0	0	+287	+339	+369	+427

VPN para el cliente [MUS$ reales de jun-2026], generador al 10%. Filas: precio objetivo [US$/MWh]; columnas: años de extensión. Recuadro dorado: sin rebote y VPN ≥ -100 MUS$.

□ : Potencial zona factible de negociación

CONCLUSIONES PRELIMINARES

Al 5,5%, ninguna combinación

El VPN va de **-446** a **-1.249** MUS$: nunca pasa el piso de -100.

Al 10%, suma cero

Es la tasa del generador: el VPN es **cero** en toda la grilla.

Al 15%, el cliente gana

De **+287** a **+646** MUS$. La zona es la sin rebote: 110 desde 7 años, 105 desde 9, 100 con 15.

El diseño decide la **rebaja** y el **rebote**; si el cliente se ve beneficiado depende de **la tasa**.

Fuente: simulador SPEC renegociacion-contratos (renegociacion.spec.cl). Bloque SIC 2013/03-2°, 100% CPI, energía nueva a 60 US$/MWh, CPI largo plazo 2,3%.

05

EL REGLAMENTO

Qué puede ofrecer el reglamento



SPEC

El menú que puede tener el reglamento: riesgos, no solo plazo

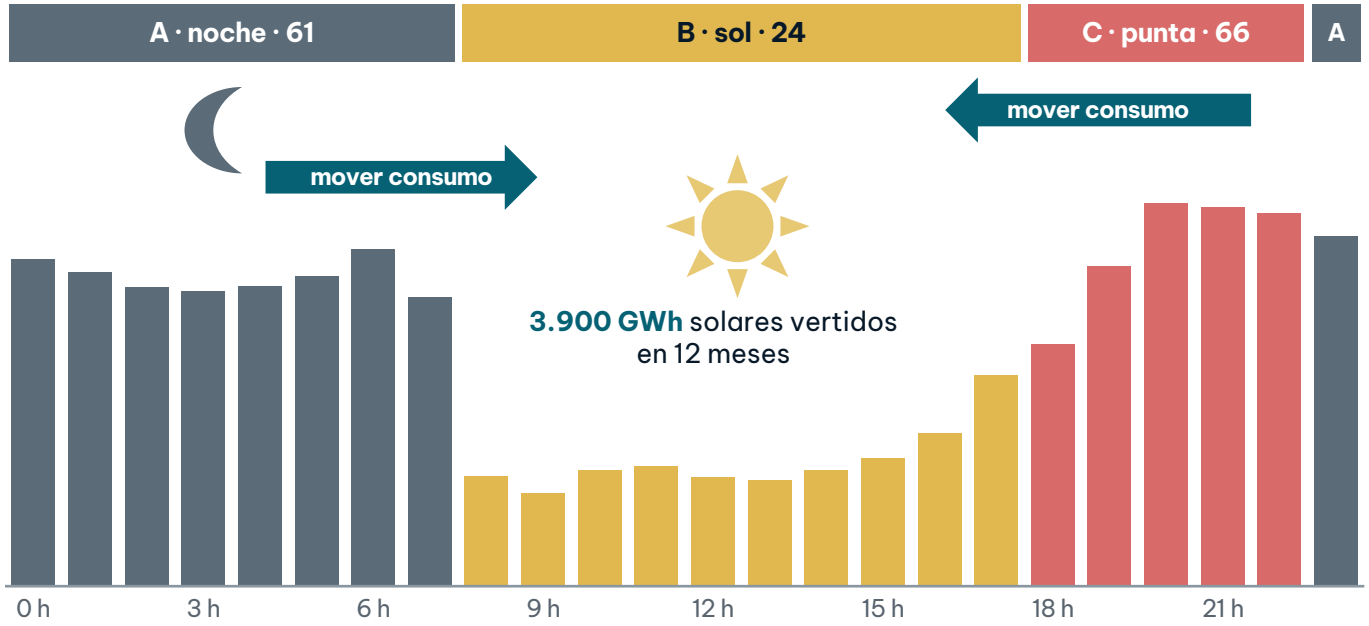
Riesgo del contrato	Contrapartida posible	Precedente	Qué crea a cambio
Costos sistémicos (~9 US$/MWh)	**Reasignación de costos sistémicos**	Bases 2023/01, 2025/01 y 2026/01	Desfase de seis meses en la recuperación
Desacople entre barras (~35)	**Zonificación o cambio de barra de referencia**	Cuatro zonas desde 2023/01	El cliente ve un precio zonal
Indexación "caduca"	**Cambio de fórmula o componente fijo**	Gas ≤30% y componente fijo (2026/01)	Riesgo de inflación para el generador
Volumen sin piso	**Piso de facturación**	Cláusula de adscripción (2026/01)	Riesgo de sobrecontratación al cliente
Precio único 24 h (bloques 3 y 4 de la 2013/03-2°)	**Precios por bloque A/B/C y reasignar energía al B**	Bloques horarios desde 2021/01	Una señal horaria para el cliente (idea en lámina 28)
Plazo remanente	**Extensión con prima**	Concesiones MOP + experiencia internacional	Costo al cliente futuro (lámina 25)

Hipótesis de trabajo: el excedente real está en **reasignar riesgos** a quien los soporta más barato; el plazo, solo, traslada pagos.

Fuentes: bases de licitación 2023/01, 2025/01 y 2026/01 (CNE); SPEC, revisión de bases 2026/01; simulador SPEC.

¿Qué sentido tiene hacer licitaciones por bloques?

Un día promedio en el SEN · costo marginal por hora, Alto Jahuel 220 kV [US$/MWh]



Promedio horario nov-25 a oct-26, costo marginal definitivo. La demanda es casi plana: de 8,6 a 10,6 GWh por hora.

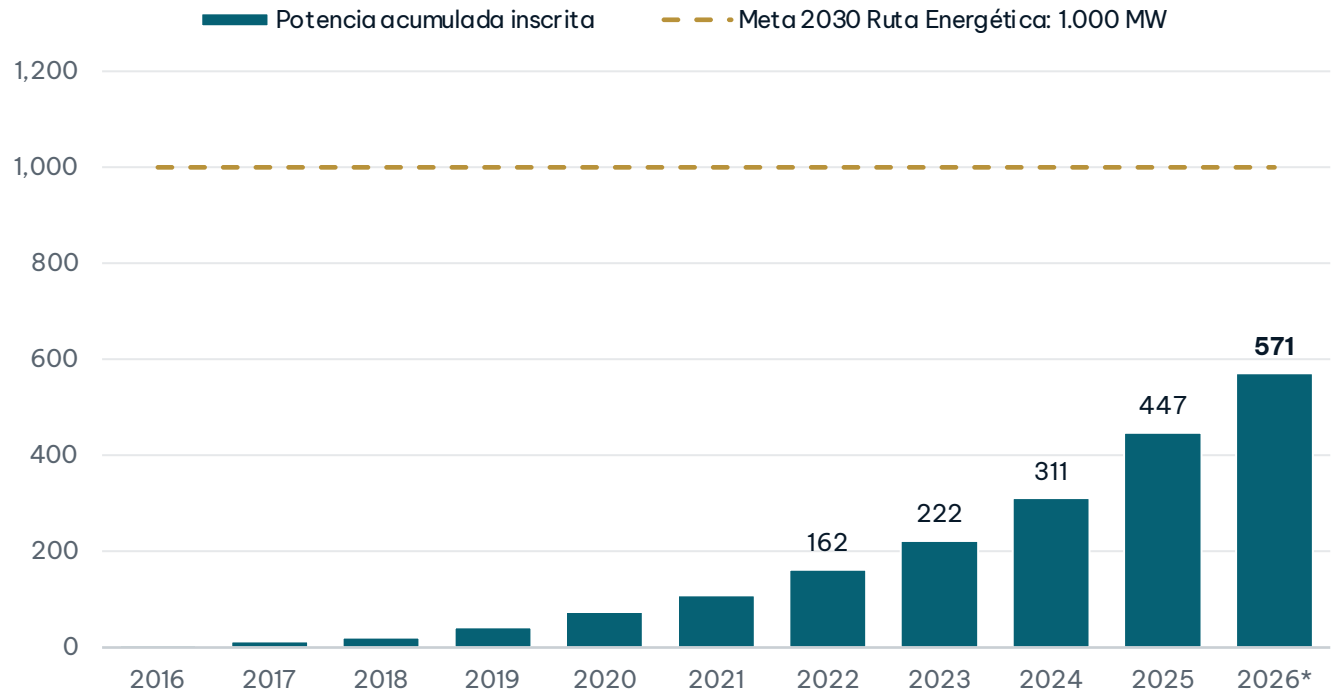
CADENA DE INCENTIVOS

1. **Contratos por bloque**
   Los de 24 h pasan a precios A/B/C o **reasignan energía al B**.
2. **Precio de nudo por bloque**
   La distribuidora traspasa la diferencia horaria.
3. **Tarifa horaria**
   Energía **más barata de día** para regulados; hoy BT1 no la tiene (limitaciones también por medidores)
4. **El consumo se mueve al sol**
   Autos eléctricos, agua caliente, climatización: **menos vertimiento**.

Mover energía contratada al B crea valor solo si **la demanda se mueve** + **Precio de reserva por bloques**

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional vía Galilei (CMg horario definitivo, demanda y vertimiento, nov-2025 a oct-2026).

Otras políticas que influyen en el segmento regulado



Net billing: potencia acumulada inscrita en la SEC (declaraciones TE4) [MW]. *2026 hasta el 13 de noviembre: 571 MW en 47 mil instalaciones, 87% habitacionales.

SOLUCIONES ANTE PRESIÓN POLÍTICA

Límite de cliente libre

Bajó de 500 a 300 kW en 2024: la demanda que migra sale de los contratos regulados.

Reglamento: escenarios de migración y quién asume el volumen que sale.

Comercialización en la distribución

La distribución vuelve a mesas en 2026. Lo extendido quedaría como contrato heredado.

Reglamento: extensiones compatibles con esa reforma.

Net billing

~0,9 TWh (3% de la demanda regulada), casi todo en el bloque B. Meta: 1 GW en 2030.

Reglamento: contrafactual con demanda por bloque horario.

Extender plazos compromete demanda que se irá: **la pagan quienes no pueden salir**.

Fuente: SEC, declaraciones TE4 de generación distribuida para autoconsumo (13-11-2026), procesado SPEC; Decreto Exento N°58/2024 (Min. Energía); Ruta Energética 2026-2030. Energía estimada con ~1.500 kWh/kW-año.

PROPUESTA PARA EL REGLAMENTO

El reglamento debe volver verificables los tres principios

Objetivo legal: **reducir el precio vigente del suministro de energía a los clientes regulados**

Voluntariedad

- Consentimiento de **todas las partes**: generadora y distribuidoras suscriptoras.
- No participar **no trae consecuencias** en licitaciones ni ante la CNE.
- Retiro sin costo hasta la firma; sin compromisos vinculantes previos.
- Elegibilidad abierta a todos los contratos, con reglas homogéneas.

Eficiencia económica

TEST DE ACEPTACIÓN

Baja precio vigente: ¿cuántos semestres? ¿VP pagos considerando acuerdo?

- Contrafactual y tasa de descuento **fijados ex ante.**
- Excedente admisible: reasignar riesgos (indexación, volumen, bloques).
- Precio de la energía futura acotado por referencias de mercado.

Certeza jurídica

- Reglas completas **publicadas antes de convocar**: cronograma, metodología y criterios.
- Naturaleza jurídica frente a las bases originales y el DS 106/2015.
- Garantías, cesiones y consentimiento de financistas resueltos.
- Acuerdos firmes y vía de solución de controversias.

Mecanismo. Competitivo o estandarizado: un menú común de contrapartidas, adjudicado por beneficio en VP (¿qué plazo?)

Gobernanza. Informe técnico público de la CNE por acuerdo, evaluación ex post del conjunto y consulta pública

PREGUNTAS ABIERTAS

Lo que la presentación deja abierto para el panel

01 Evaluar el acuerdo

- ¿Con qué **tasa y contrafactual** se evalúa cada acuerdo? ¿Se fijan antes de convocar?
- ¿Con qué tasa descuenta un **hogar regulado**: la social o una más alta?

02 Qué se ofrece a cambio

- ¿Puede el Estado ofrecer **riesgos** (sistémicos, indexación, bloques) y no solo plazo? ¿Qué valor tiene?
- ¿Debería la renegociación abrir la puerta a una **tarifa horaria**? ¿cambio de volumen horario?

03 Certeza y gobernanza

- ¿Cómo se protege un acuerdo de **una sola vez** frente a cambios de gobierno y de criterio?
- ¿Puede la misma agencia **diseñar, negociar y evaluar**?

04 Competencia y controversias

- Asignar energía futura sin licitación abierta: ¿**consulta al TDLC**? ¿Basta un tope de volumen?
- ¿Quién resuelve las **discrepancias**: el Panel de Expertos o los tribunales?

¿Qué **rebaja mínima** justifica reabrir contratos y asumir la **prima de riesgo** que puede sumar futuros suministradores a las licitaciones que vienen?

SPEC Powered by Galilei

ISO 27001 Certified

LEY 21.833 · ORDENEMOS LA CUENTA

Mecanismo de revisión ~~renegociación~~ de contratos regulados

Muchas gracias

Escríbenos: info@spec.cl

spec.cl · info@spec.cl
Los Militares 5885, Oficina 803, Las Condes

PRUÉBALO
renegociacion.spec.cl