



ENERGÍA: EL ENTORNO DISRUPTIVO EXIGE DECISIONES

LA HISTORIA SE REPITE.

Lo que la energía solar ya demostró y el almacenamiento está por repetir

Alberto Rodríguez Jinesta · CEO, GoSolar · Vicepresidente, Cámara Costarricense de Generación Distribuida

Congreso Nacional de Energía 2026 · Cámara de Industrias de Costa Rica · 30 de julio · Hotel Crowne Plaza, La Sabana

GOSOLAR

LA TESIS

Las tecnologías no se adoptan por ser verdes: se adoptan cuando pagan

1

EL COSTO BAJA

Escala industrial, aprendizaje y competencia reducen el precio año tras año



2

EL PAYBACK SE ACORTA

El retorno cruza el umbral que una empresa exige para invertir



3

LA ADOPCIÓN SE DISPARA

Deja de ser gradual: se vuelve la decisión financiera obvia

El punto de inflexión no llega el mismo día para todos: llega perfil por perfil. Por eso la pregunta correcta no es “¿ya llegó?” sino “¿ya llegó para mi planta?”

EL PRECEDENTE: SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar bajó ~90% de costo y pasó de 1 GW a 2.200 GW: ustedes lo vieron ocurrir

-90%

Costo de generar con solar, 2010–2024
(IRENA: \$0,417 → 0,043/kWh)

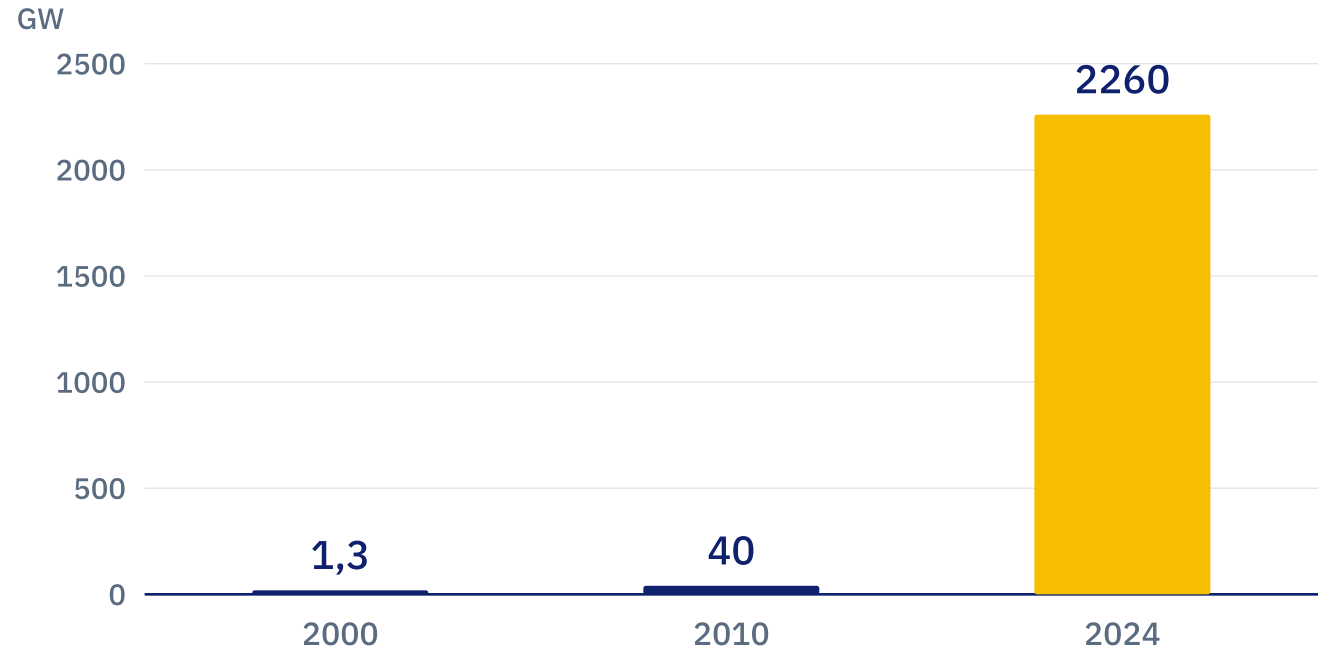
-84%

LCOE solar a escala desde 2009
(Lazard: \$323–394 → 38–78/MWh, 2025)

+30%/AÑO

Crecimiento compuesto de la capacidad
instalada 2000–2024

Capacidad solar FV instalada global (GW)

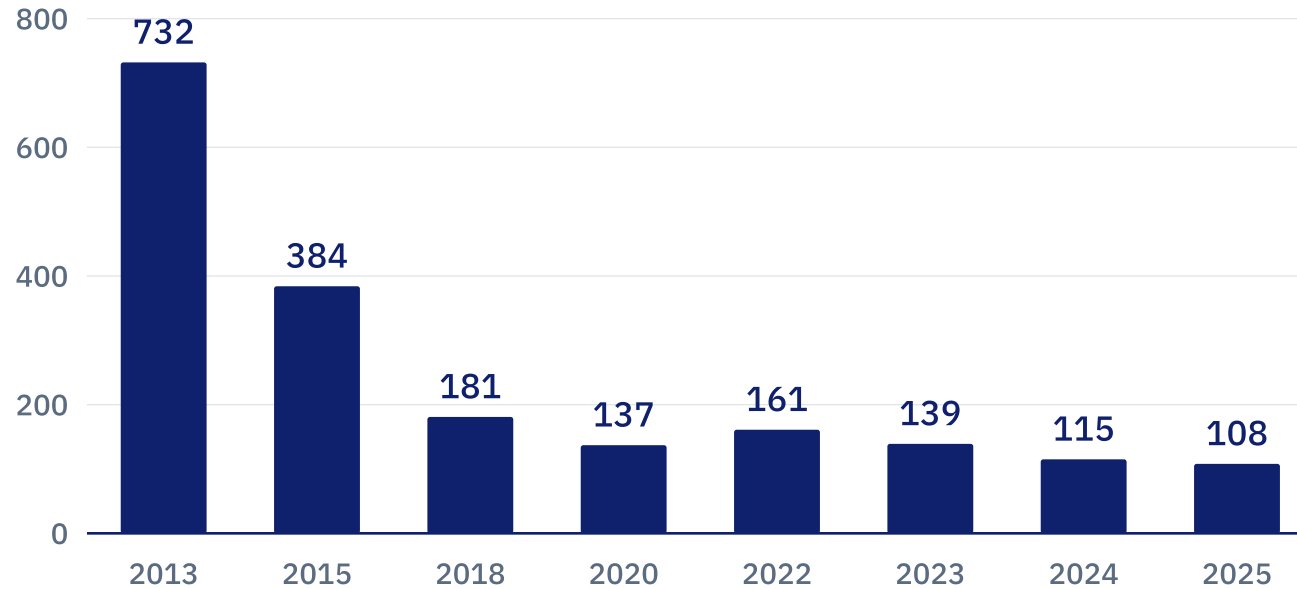


LA MISMA CURVA: BATERÍAS

Las baterías cayeron ~85% en una década; el sistema integrado, 31% solo en 2025

Precio promedio de pack ion-litio, \$/kWh nominal (BNEF)

\$/kWh nominal



\$117/KWH

Sistema integrado BESS + PCS + EMS (baterías, inversor y control, ex fábrica — sin obra ni instalación). Promedio global 2025: -31% vs 2024, mínimo histórico

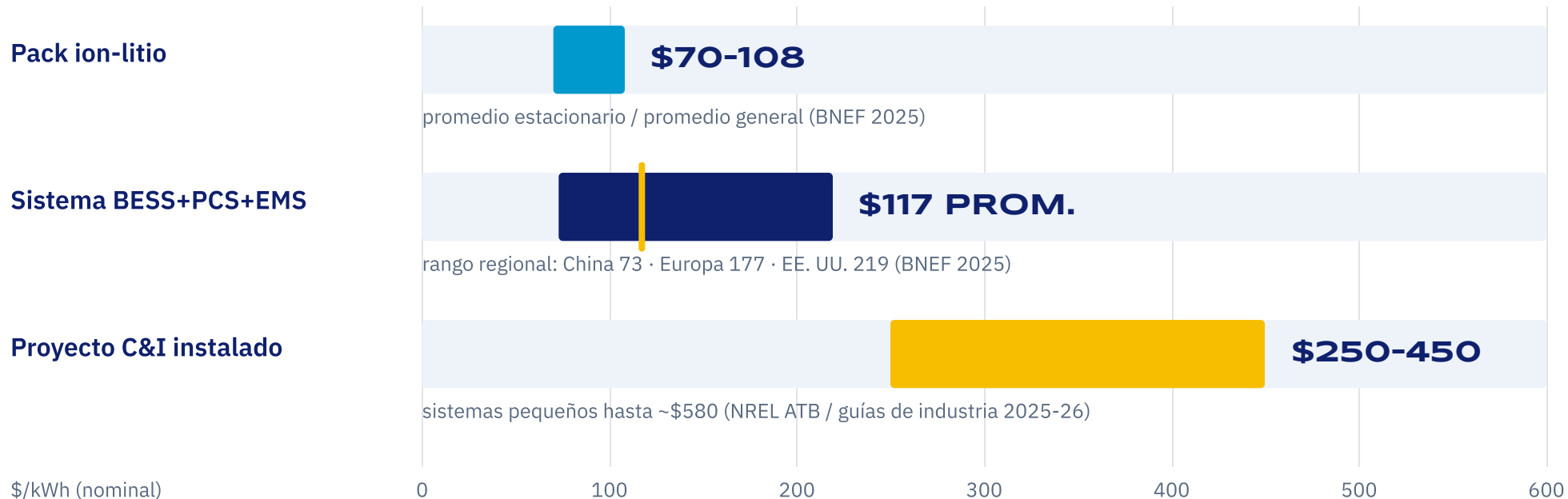
China 73 • Europa 177 • EE. UU. 219

Proyección BNEF a 2035: \$41–108/kWh según región

Ojo con las capas: celda ≠ pack ≠ sistema integrado ≠ proyecto instalado. Un proyecto industrial completo cuesta bastante más por kWh que el equipo — siguiente lámina.

¿CUÁNTO CUESTA PARA UNA INDUSTRIA?

Un BESS industrial instalado cuesta hoy entre \$250 y 450 por kWh



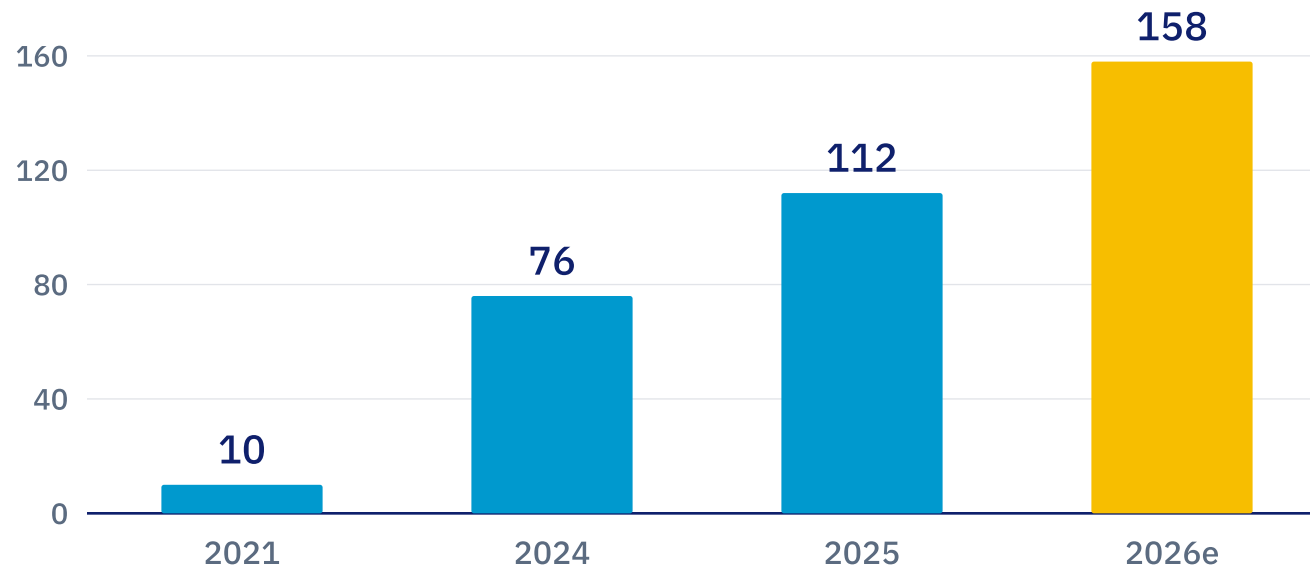
El salto entre equipo y proyecto: logística, obra eléctrica y civil, ingeniería, integración, comisionamiento y escala (a mayor MWh, menor \$/kWh). Por eso el caso de negocio se evalúa con el costo del proyecto completo — no con el precio del pack en internet.

ADOPCIÓN GLOBAL DE ALMACENAMIENTO

De 10 a 112 GW anuales en cuatro años – a la solar le tomó ocho

Instalaciones anuales de almacenamiento, GW (sin bombeo)

GW



307 GWH

de baterías instaladas en el mundo en 2025
(+48% vs 2024)

RÉCORD

cada año desde 2014; 2026 apunta a 158
GW / 459 GWh

Honestidad: el boom lo lideran proyectos de red (China 54%). El segmento industrial viene detrás – esa es exactamente la oportunidad de llegar antes.

LA SIGUIENTE OLA: MICRORREDES INDUSTRIALES

Donde las tarifas se parecen a las nuestras, la batería industrial ya es estándar

CALIFORNIA**x20 EN 6 AÑOS**

de 0,8 GW (2019) a ~16 GW de baterías (2025, CEC)

Cargos de demanda industriales altos + tarifas horarias

El peak shaving es práctica establecida en industria y comercio; tras NEM 3.0 (2023), la mayoría del solar nuevo se instala con batería

ALEMANIA**2,2 MILLONES**

de sistemas instalados (~25 GWh a 2025); el segmento industrial lidera el crecimiento

Cargos de red según la potencia pico del usuario

Industrias recortan picos con BESS para bajar cargos de red — mismo mecanismo que la T-MT tica; +460 proyectos industriales >1 MW en desarrollo

CHINA**63 GW EN 2025**

añadidos en un solo año (+33%): 54% de todo el mundo

Diferenciales horarios amplios en parques industriales

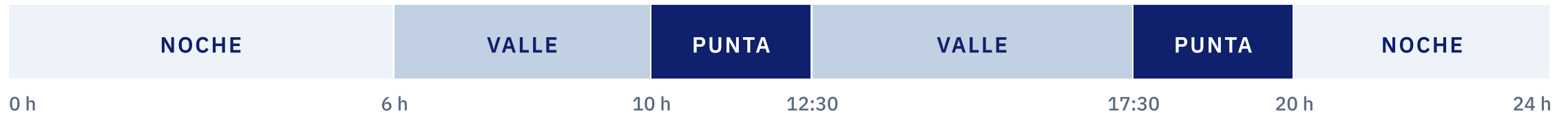
El diferencial permite dos ciclos de carga/descarga al día; el segmento comercial-industrial crece a la par del boom de red

El patrón se repite: donde hay cargos de potencia y diferenciales horarios — exactamente lo que tiene la T-MT costarricense — la batería industrial deja de ser exótica y se vuelve infraestructura estándar.

¿Y QUÉ SIGNIFICA TODO ESTO EN UNA FACTURA COSTARRICENSE?

COSTA RICA: DÓNDE DUELE LA FACTURA

En tarifa T-MT usted paga potencia tres veces al mes — la punta, a ₡8.400 por kW



La punta son solo 5 horas por día hábil (sáb/dom no cuentan) — exactamente lo que una batería puede cubrir.

PUNTA

₡8.408

por kW·mes (ICE T-MT máx. 2026)
CNFL: ₡8.791

VALLE

₡5.871

por kW·mes (ICE T-MT máx. 2026)
CNFL: ₡6.255

NOCHE

₡3.760

por kW·mes (ICE T-MT máx. 2026)
CNFL: ₡3.971

Además, la energía punta cuesta ~4 veces la nocturna (ICE: ₡51,8 vs ₡11,9/kWh): cargar de noche o del sol y descargar en punta paga dos veces.

DOS CASOS REALES DIMENSIONADOS EN COSTA RICA — ANONIMIZADOS

Dos plantas muy distintas, el mismo veredicto: la batería se paga en ~3 años

INDUSTRIA GRANDE — PROCESO CONTINUO

ICE T-MT · BESS ~5 MW / ~11 MWh + solar · lado bajo de la banda de costo unitario

Inversión	\$2,9-3,2 M
Ahorro año 1	\$0,95-1,05 M
Payback simple	~3 AÑOS
TIR a 15 años	~30%
VPN al 10%	\$4,0-4,4 M

PLANTA MEDIANA — SOLO BATERÍAS

BESS ~125 kW / ~250 kWh · banda alta de costo unitario · incluye cambio de tarifa T-MTa → T-MTb, habilitado por certificación ISO 50001

Inversión	\$130-145 MIL
Ahorro año 1 (BESS + tarifa)	\$48-53 MIL
Payback simple	~2,7 AÑOS
TIR a 15 años	~35%
VPN al 10%	\$210-235 MIL

La planta pequeña paga el costo unitario más alto — y aun así logra el mejor payback. El \$/kWh no decide el caso: lo decide el perfil de consumo.

Rangos ±10% deliberados. TIR/VPN: horizonte 15 años, tarifas constantes en términos reales, O&M 1,5–2%/año, ahorro –0,5%/año, sin financiamiento. En el peor combo razonable (capex +15%, ahorro –20%), ambos casos quedan en 4,2–4,5 años. Escenarios ilustrativos: no constituyen una oferta. Fuente: dimensionadores GoSolar 2025-2026 sobre 12 meses de datos reales de consumo a 15 minutos de cada planta; tarifas ARESEP vigentes.

¿QUIÉN CALIFICA?

No toda planta tiene un caso — estos son los que sí (y los que no)

SÍ	Proceso continuo (2–3 turnos) en T-MT con demanda punta alta	La batería borra el cargo de punta y desplaza energía cara: el mejor caso demostrado (~3 años)
SÍ	Planta con solar que satura o exporta excedentes	El excedente vale poco exportado; almacenado, cubre la punta de la tarde y mejora el retorno del PV
SÍ	Electrointensiva en T-MTb (>1 GWh/mes)	Energía punta a ₡95 vs noche ₡21 (CNFL): el caso se decide por arbitraje masivo
SÍ	Procesos con alto costo de interrupción	Al ahorro tarifario se suma el valor de respaldo — se cuantifica aparte, con su costo de parada
NO	Un turno diurno con PV que ya cubre su punta	Queda poca punta que recortar: payback >10 años — mejor optimizar el PV
NO	Carga pequeña sin cargos horarios relevantes	Sin diferencial tarifario ni cargo de potencia importante, la batería no tiene de dónde ahorrar

LA LECCIÓN REGULATORIA

Las mejores condiciones son para los que llegan primero — solar ya lo demostró

CR: TRES GENERACIONES, TRES CONDICIONES

2010-2015**Plan Piloto de GD (ICE)**

Neteo sencillo 1:1 — cada kWh depositado vale un kWh

2015-2023**Decreto 39220-MINAE**

Neteo sencillo + tarifa de acceso por retirar la energía depositada

2023-HOY**Ley 10086 + reglamento (43879)**

Neteo completo: el excedente se liquida a precio fijado, con compra opcional de la distribuidora

Cada generación entró con peores condiciones — y los primeros conservan las suyas.

EL PATRÓN ES GLOBAL

California (2023)

NEM 3.0 recortó ~75% el valor de la energía exportada (de ~\$0,30 a ~\$0,08/kWh)

Países Bajos (2027)

El neteo 1:1 termina el 1-ene-2027; pasará a compensación fijada por el proveedor (~€0,04–0,08/kWh)

Hawái (2015)

Cerró el net metering a nuevos entrantes cuando la penetración solar creció

España (2015–2018)

Impuso un cargo al autoconsumo (el “impuesto al sol”); las reglas también cambian de golpe

Cuando una tecnología se masifica, el regulador ajusta. Es el patrón, no la excepción.

BESS en Costa Rica, hoy: baterías de litio 100% exoneradas (lista oficial MINAE) · trámites sencillos · sin límites de penetración en circuitos · tarifas T-MT/T-MTb que remuneran la gestión

Esperar también cuesta

LO QUE GANA ESPERANDO

- Equipos quizá 5–10% más baratos por año (la baja continuará, pero ya no al 31% de 2025)
- Más experiencia acumulada del mercado
- Químicas nuevas en el horizonte

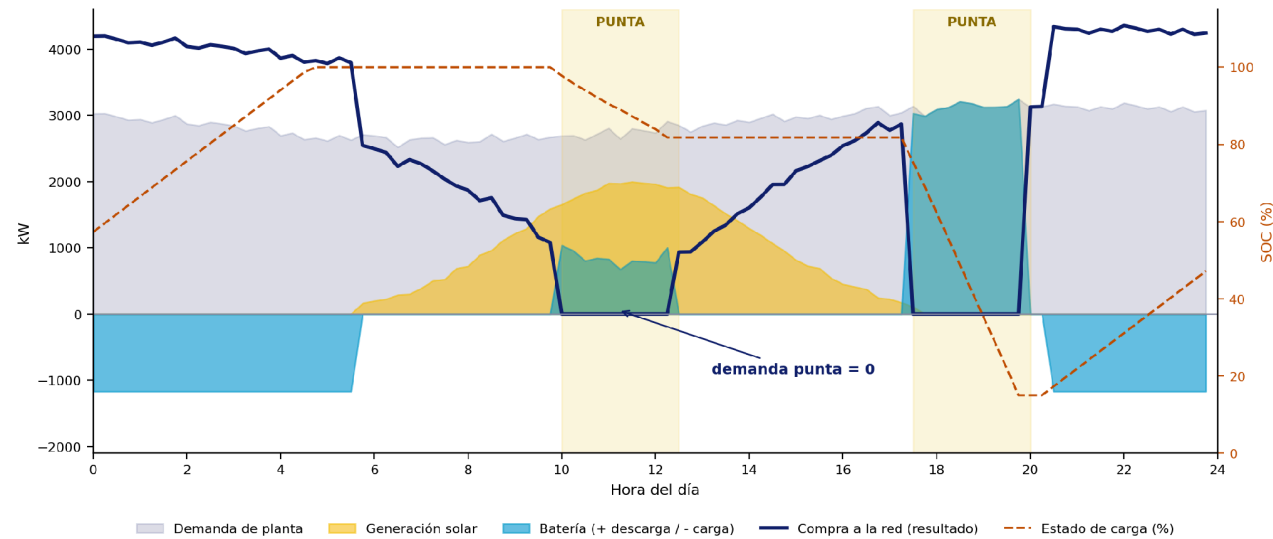
LO QUE PIERDE ESPERANDO

- En un caso viable: ~25–35% del capex por año en ahorros no capturados — más que la baja esperable de precios
- Las baterías están hoy 100% exoneradas (lista oficial MINAE), pero la ley tiene plazo (≈2032) y las listas cambian por decreto
- Las tarifas están en revisión metodológica: el valor puede moverse en cualquier dirección

Si su caso no es rentable hoy, esperar es correcto. Si lo es, esperar es caro. Lo único urgente es averiguarlo.

CÓMO SE AVERIGUA

Esto no se decide con reglas de dedo: se simula con sus datos



Perfil de despacho ilustrativo (un día): la batería carga de noche y del sol, y lleva la compra de red a cero en punta.

35.040

intervalos de 15 min simulados por año, durante 20 años, contra su tarifa real

SOH

degradación de batería y solar incluidas; dimensionamiento financiero: no el más grande, el más rentable

1 EQUIPO

análisis, diseño, ejecución llave en mano y operación — 13 años, +500 proyectos de generación distribuida, +35 MWp, respaldo DFC

EMPIECE HOY

¿De qué lado del umbral está su planta?

Diagnóstico inicial sin costo. Solo necesitamos:

12

facturas eléctricas recientes

KW

curva de carga — si no la tiene,
la medimos

24/7

horarios de operación y
cargas críticas

PV+

solar existente o prevista y
planes de crecimiento

info@gosolar.co.cr · +506 4030-1091 · gosolar.co.cr

La pregunta ya no es si las baterías serán rentables. Es si su planta ya cruzó el umbral — y eso se responde con sus datos.



Escanee y empiece hoy

GOsolar®

info@gosolar.co.cr

+506 4030-1091

San Rafael de Escazú

San José, Costa Rica

<http://www.gosolar.co.cr>

