

Potência para 2028

O papel dos sistemas de armazenamento na segurança e no custo do SIN

NECESSIDADE DE CAPACIDADE, BENEFÍCIOS ECONÔMICOS E IMPLICAÇÕES PARA O ERCAP



A **necessidade de potência** nasce do atendimento à **demanda** – **antes da tecnologia** que será contratada



Tecnologias elegíveis para atender a mesma necessidade:

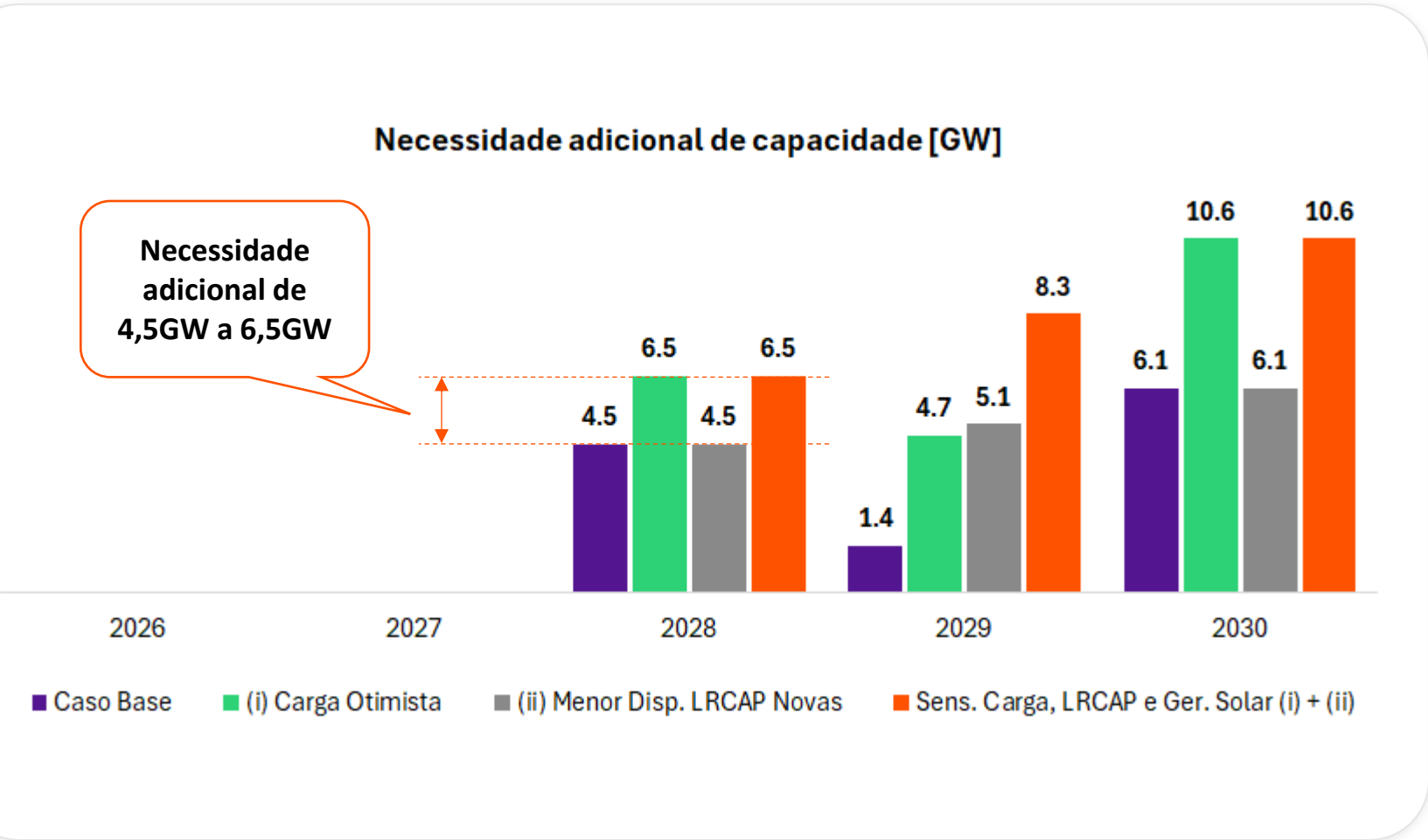


A necessidade existe independentemente da tecnologia escolhida para atendê-la.

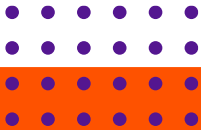




Para 2028, os cenários analisados indicam necessidade adicional de capacidade entre 4,5 GW e 6,5 GW

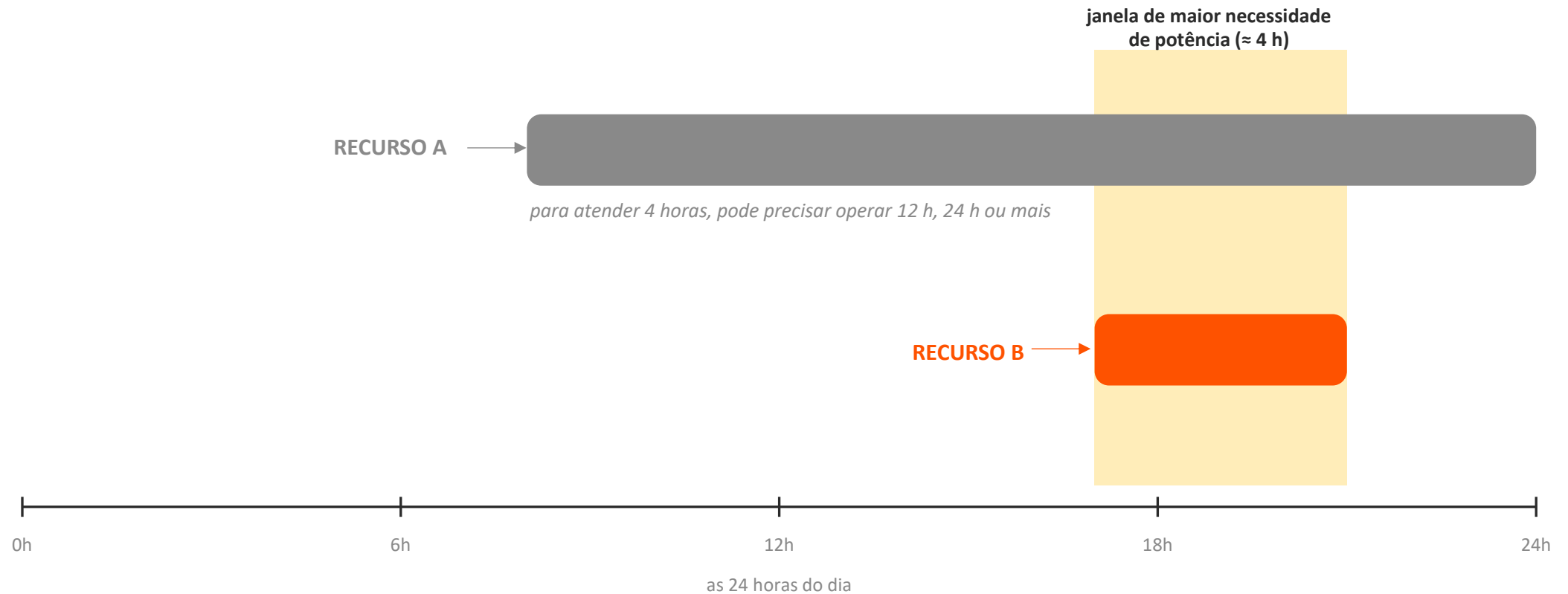


- Carga base: cresc. 4,3%aa
- Carga otimista: cresc. 5,3%aa
- Postergação na disponibilidade de UTE's contratadas no LRCAP 2026
 - 3,3GW out/28 - jul/29
 - 3,8GW ago/29 - jul/30
- Carga otimista + postergação do LRCAP 2026 + maior expansão solar

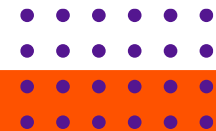




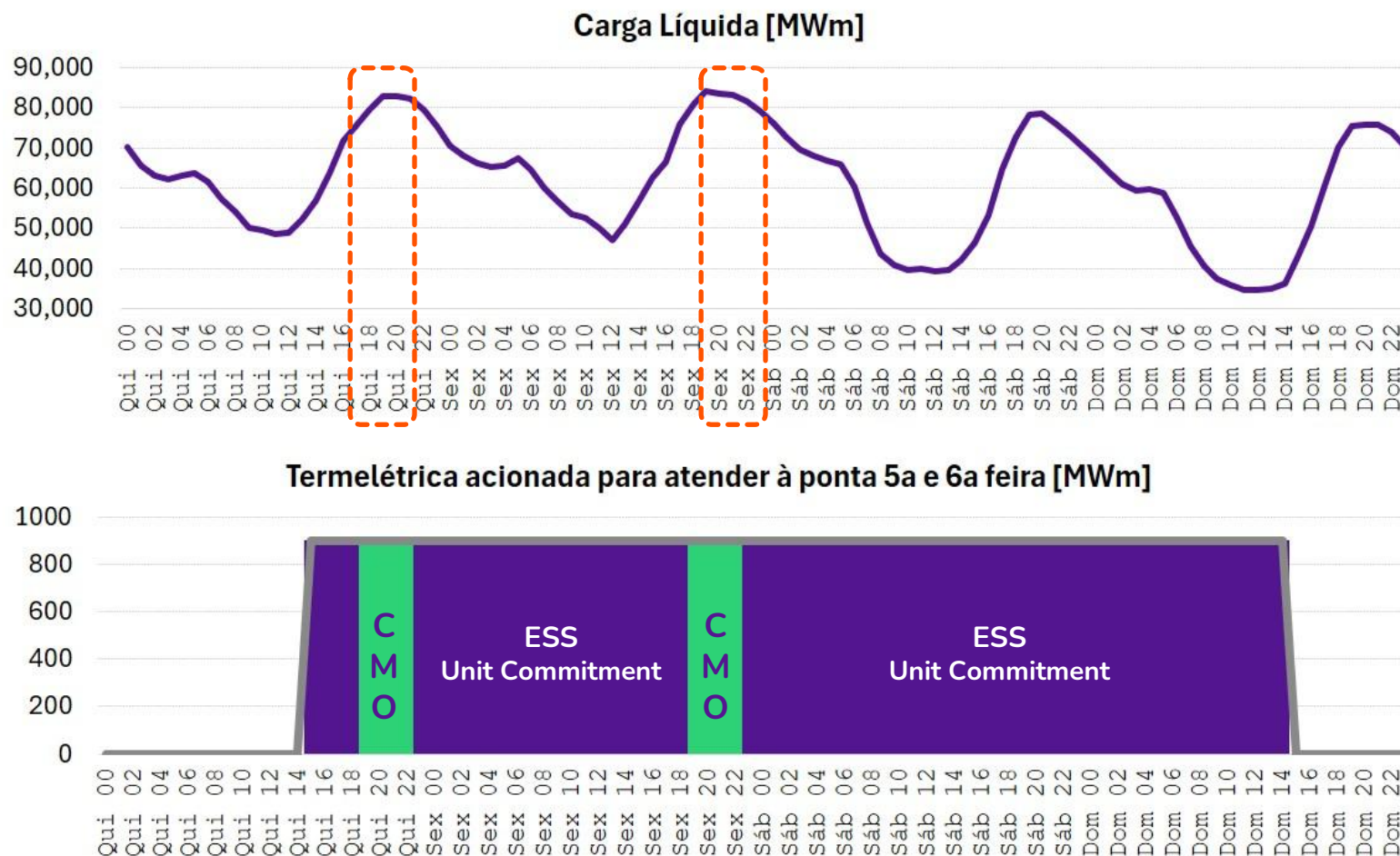
O **consumidor** precisa de **potência** durante a **janela crítica**; a tecnologia escolhida determina o **custo** para entregá-la



É nesse contraste que o armazenamento deve ser avaliado.



Necessidades de poucas horas podem exigir dezenas de horas de operação quando atendidas por recursos com baixa flexibilidade

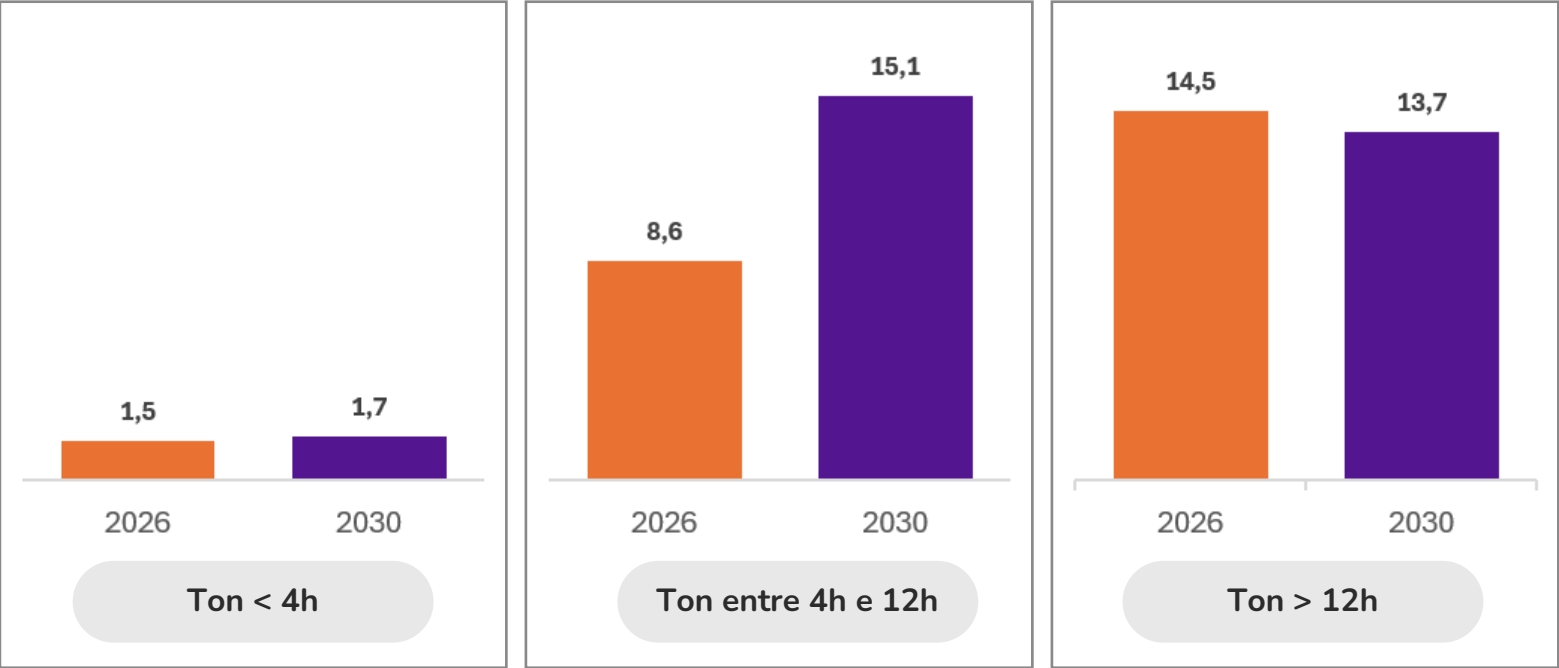


Usina termelétrica com t_{on} de 72 horas acionada para atender à ponta de 5ª e 6ª feira: 89% do custo remunerado por ESS



Parcela relevante do parque térmico analisado possui **tempos de partida superiores à duração de algumas necessidades críticas**

Capacidade Instalada em UTEs, em GW, de acordo com o Ton (proxy da flexibilidade)



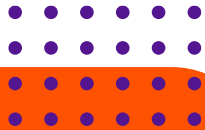
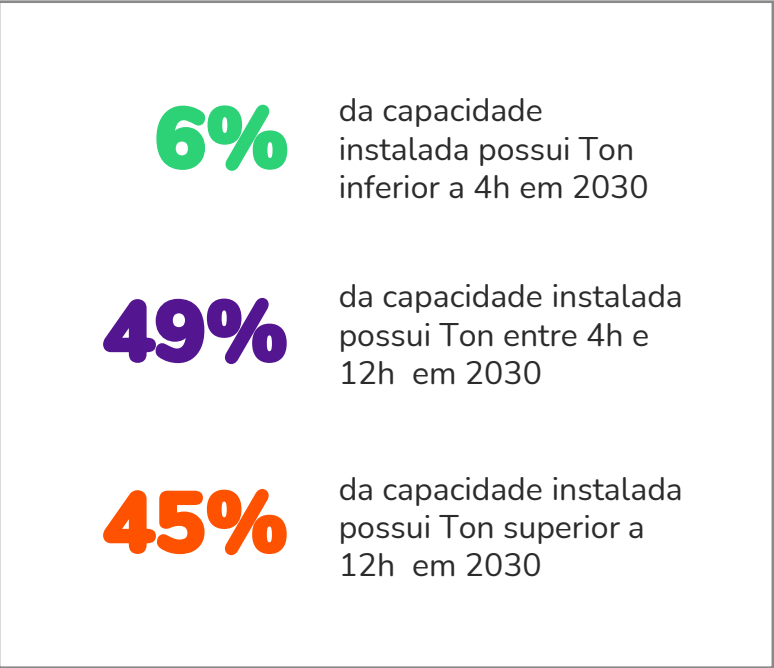
ALTA

MÉDIA

BAIXA

Proxy de Flexibilidade baseado em Ton

Participação do Ton na Capacidade de 2030

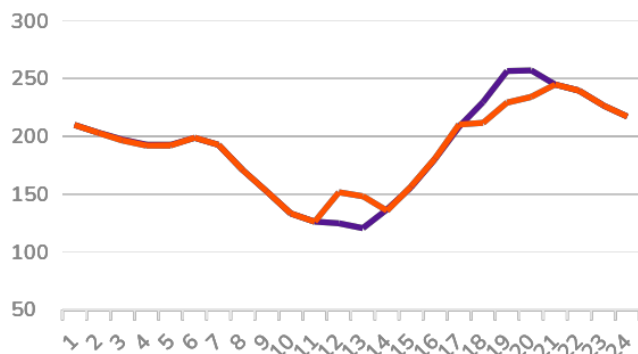


BESS reduz em ~11% a variabilidade horária do PLD em todos os submercados

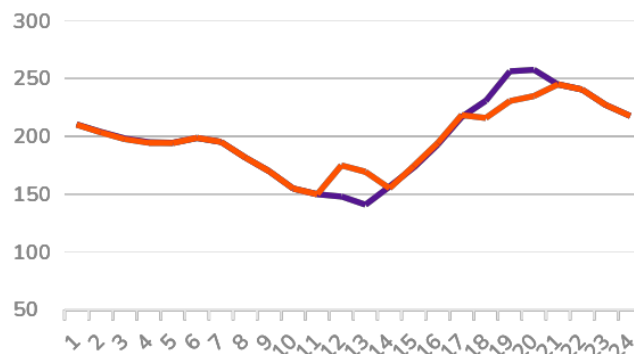
— PLD original

— PLD pós-BESS ajustado

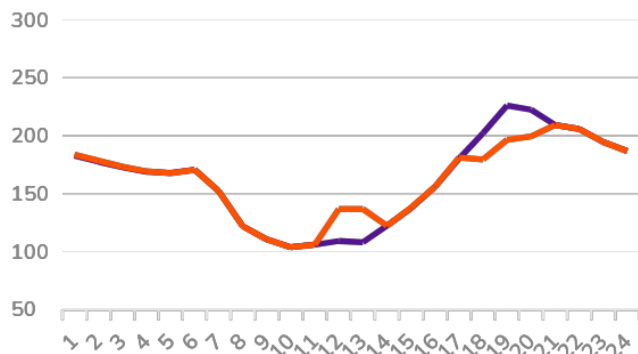
Sudeste/Centro-Oeste



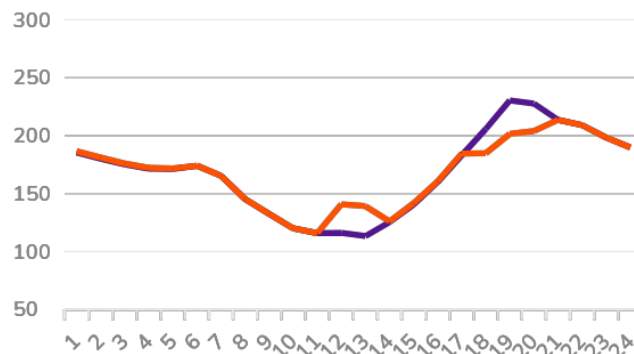
Sul



Nordeste



Norte



VARIABILIDADE INTRADIÁRIA

-11%

no desvio-padrão intradiário do PLD

queda em todos os submercados: -10% a -13%

amplitude diária média ~8% menor

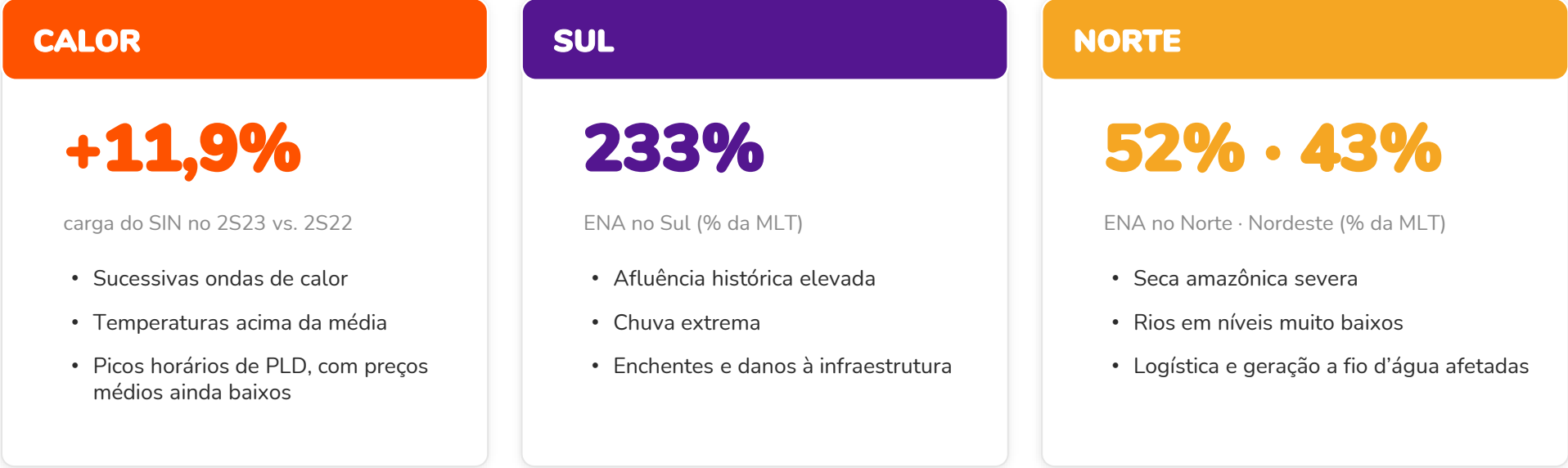
PLD horário recalculado com e sem BESS pelo modelo de previsão da Volt (ML); diferença aplicada ao PLD original · médias horárias jan/2024–jul/2026 (R\$/MWh)

Preços mais estáveis reduzem risco e custo de contratação para todos os agentes



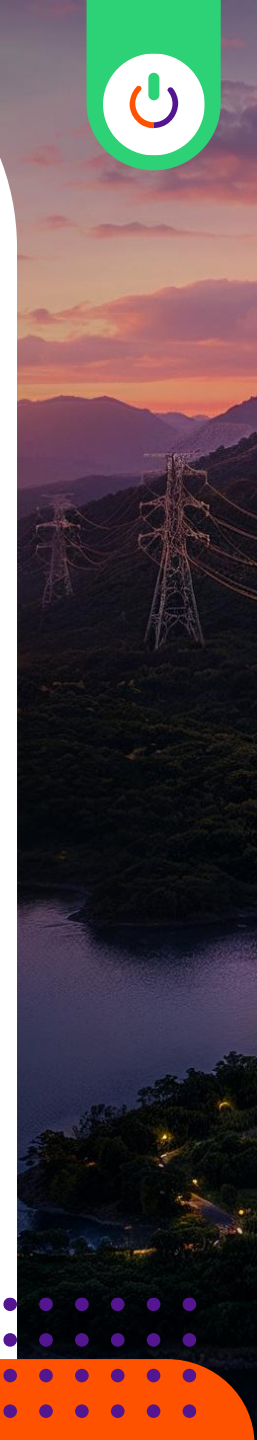


Eventos climáticos extremos reforçam a importância de considerar condições críticas e múltiplas fontes no dimensionamento da capacidade



Correlação temporal não é causalidade integral.
O crescimento da carga também reflete atividade econômica, expansão de mercado, calendário, geração distribuída e tendências estruturais.

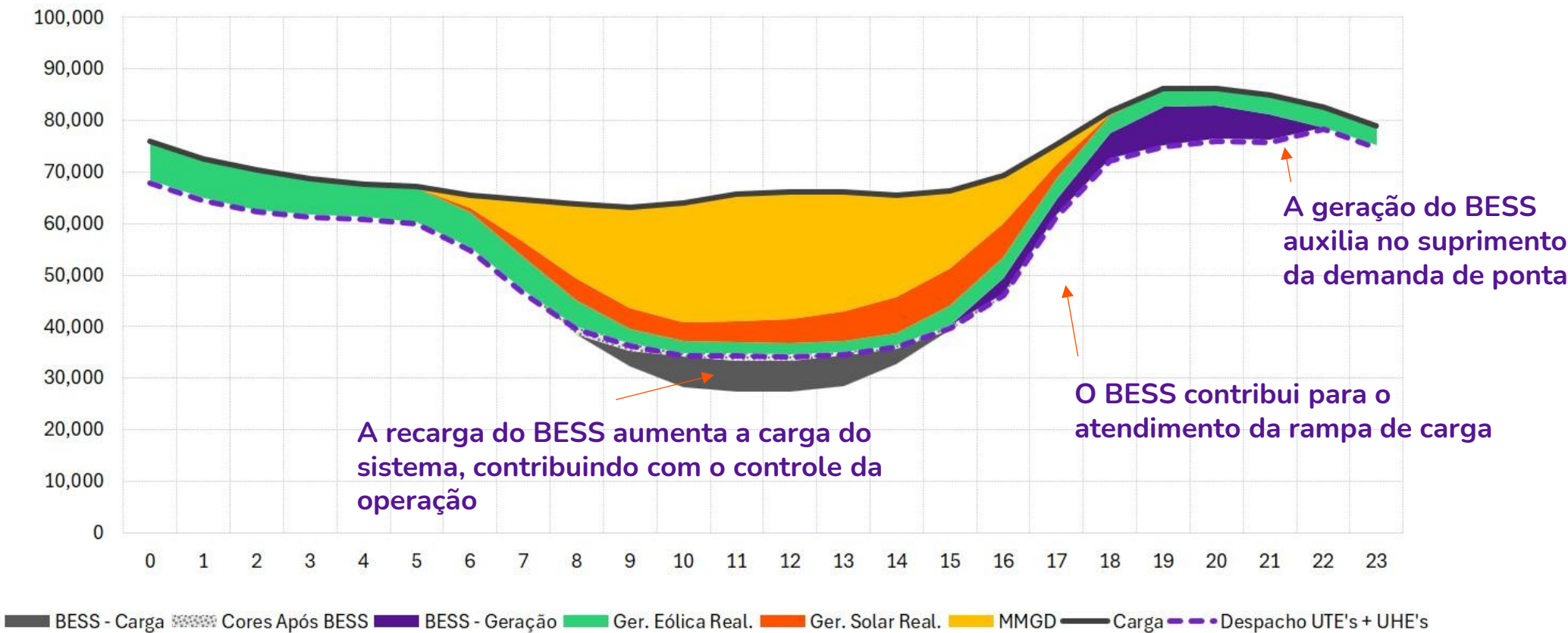
A média do SIN esconde riscos regionais opostos.





Na simulação, o BESS **absorve energia** nas horas de menor carga líquida e **entrega potência** durante a rampa e a ponta

BESS no Atendimento à Carga do SIN: 01/Mar/26 [MWm]



Sistema de baterias de 6GW/5horas (caso intermediário entre a necessidade apontada de 4,5GW a 6,5GW)





O **BESS** é particularmente aderente a **necessidades curtas e frequentes**, enquanto demandas longas podem exigir soluções complementares

Quanto mais concentrada no tempo e frequente for a necessidade, maior a vantagem relativa da bateria.

↑
frequência alta

BESS muito aderente

necessidade curta + alta flexibilidade

BESS como ponte

necessidade longa + frequência alta

BESS como solução temporária ou BESS móvel

necessidade curta + baixa frequência

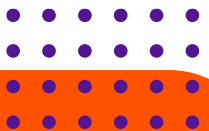
Seca severa ou período de incerteza

Ativo de geração de energia

duração curta (< 6h)

duração da necessidade →

longa / permanente (dias)



Os benefícios do BESS reduzem o custo sistêmico e alcançam consumidores, geradores e o mercado



Redução da Receita Fixa do LRCAP

Menor CAPEX e OPEX

Beneficiários: **Consumidores e geradores do rateio do ERCAP**



Aumento da geração hidrelétrica

Aumento GH / Redução EVT na recarga do BESS

Beneficiários: **Consumidores cativos e geradores hidrelétricos**



Ganho de arbitragem

A depender do horário de recarga e geração

Beneficiários: **Consumidores e geradores do rateio do ERCAP**



Redução de curtailment

Na recarga do BESS

Beneficiários: **Geradores renováveis**



Redução de encargos

Menor geração térmica Constrained-on e UC

Beneficiários: **Consumidores, meio ambiente (menor emissão CO2)**



Redução da variabilidade do PLD

Redução do PLD na ponta, à noite

Beneficiários: **Menor risco aos agentes do mercado**



Redução do custo do CCEAR-Disp

Menor GT-mérito na ponta

Beneficiários: **Consumidores cativos, meio ambiente**

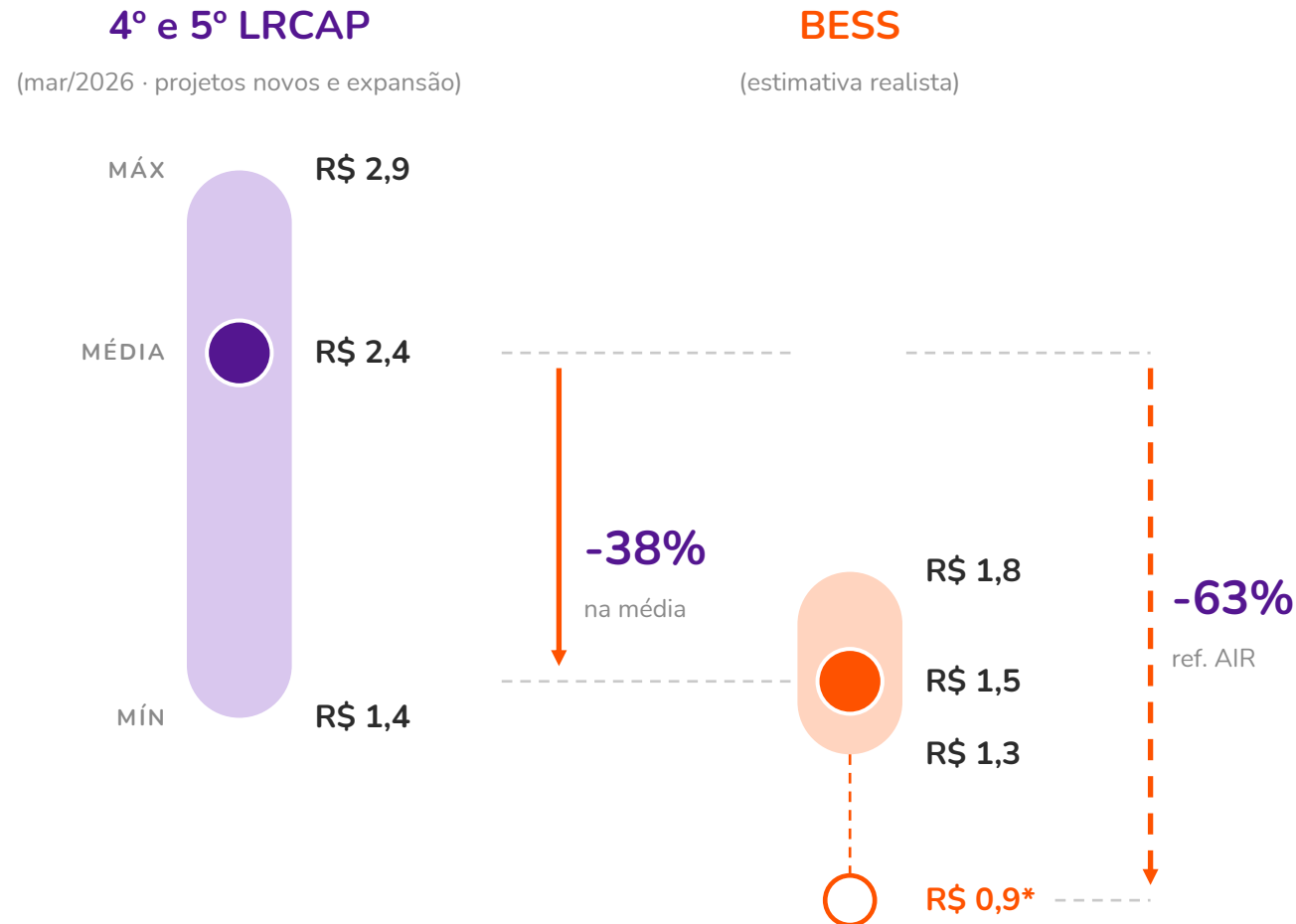


Redução das emissões de CO2

Menos geração térmica em operação (~6 Mi tCO2/ano)

Beneficiários: **Meio ambiente e sociedade**

Receita fixa do **BESS** é de ~38% a 64% menor que a média dos 4º e 5º LRCAP



ECONOMIA EM RECEITA FIXA

-R\$ 3,9 bi

~38% menor, em média
para 4.500 MW contratados

NA REFERÊNCIA AIR/EPE*

-R\$ 6,8 bi

~63% menor, com receita fixa de R\$ 0,9
MM/MW.ano

Receita fixa em R\$ MM/MW.ano · marcadores: média; faixa: mín-máx a partir de cotações de mercado.

* R\$ 0,9 MM/MW.ano: receita fixa requerida para baterias no cenário de referência da AIR da ANEEL (LRCAP-SAE), com parâmetros de custo da EPE

Menor receita fixa do BESS reduz o ERCAP rateado entre os agentes



Arbitragem do BESS gera ~R\$ 0,5 bi/ano que abatem o custo da capacidade pago pelos consumidores



	2024	2025	2026 (jan–ago)
Preço médio na recarga (10h–14h)	R\$ 116/MWh	R\$ 159/MWh	R\$ 147/MWh
Preço médio na ponta (18h–21h)	R\$ 140/MWh	R\$ 249/MWh	R\$ 295/MWh
Spread ponta – recarga	R\$ 24/MWh	R\$ 90/MWh	R\$ 148/MWh
Energia de carga	4,8 GWh × 4	4,8 GWh × 4	4,8 GWh × 4
Custo de carga	R\$ 810 MM	R\$ 1.111 MM	R\$ 770 MM
Energia de descarga	4,5 GWh × 4	4,5 GWh × 4	4,5 GWh × 4
Receita de descarga	R\$ 926 MM	R\$ 1.628 MM	R\$ 1.461 MM
Ganho de arbitragem	R\$ 126 MM	R\$ 537 MM	R\$ 636 MM



GANHO DE ARBITRAGEM

R\$ 1,3 bi

R\$ 487 MM/ano em média (2024–ago/2026)

receita que abate o custo da capacidade contratada

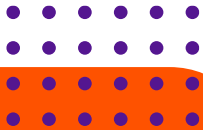
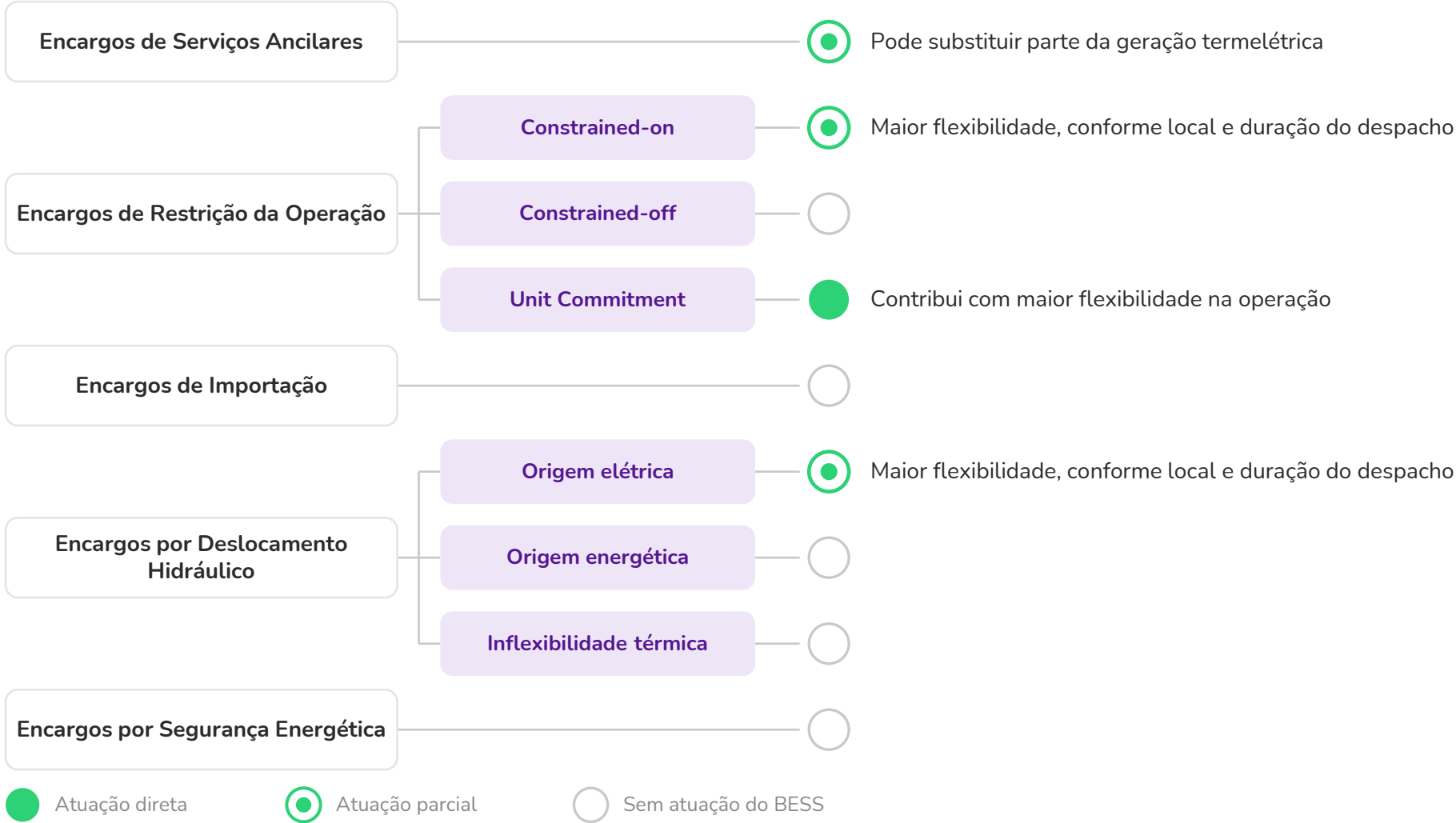
Ganhos corrigidos pelo IPCA até ago/2026 (nominal: R\$ 116, R\$ 517 e R\$ 631 MM) · preços, spreads e volumes conforme simulação Volt.

Cálculos realizados com o PLD apresentando variação menor, devido ao próprio BESS.





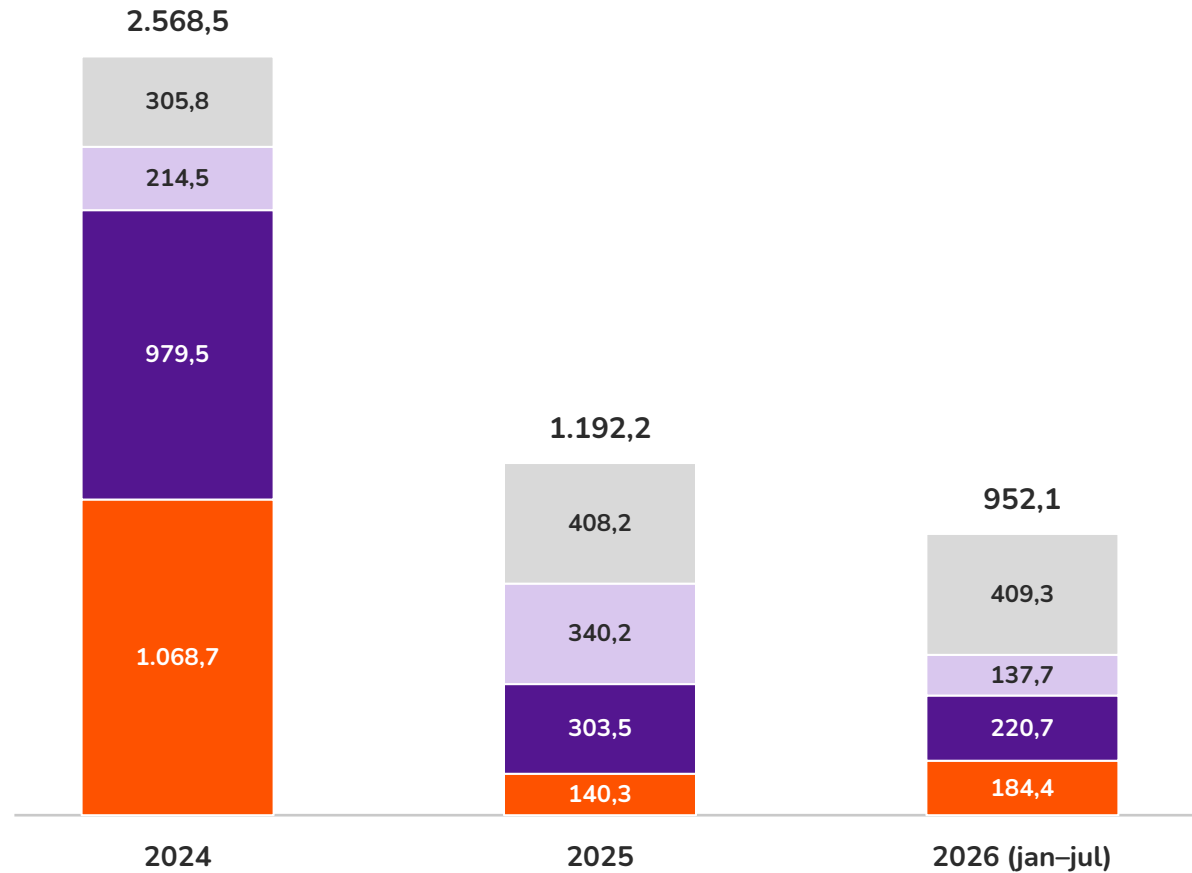
BESS pode reduzir 4 das 9 parcelas de encargos pagas pelos consumidores



Consumidores pagaram **R\$ 4,7 bi** em encargos desde 2024 — a maior parte em parcelas que o BESS reduz



Constrained-on Unit commitment Serviços ancilares Demais parcelas



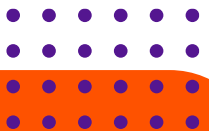
ENDEREÇÁVEL PELO BESS

76%

R\$ 3,6 bi dos R\$ 4,7 bi de encargos do período

constrained-on, unit commitment e serviços ancilares

Encargos apurados por categoria, em R\$ MM · Premissas da simulação: geração evitável com BESS de até 4.500 MW × 4h, valorada pelos critérios da CCEE (constrained-on); substituição de unit commitment de usinas com $t_{on} > 12h$ (critério LRCAP mar/26)



BESS evitaria ~R\$ 630 MM/ano em encargos hoje repassados aos consumidores



	2024	2025	2026 (jan–ago)
Redução constrained-on	R\$ 578 MM	R\$ 52 MM	R\$ 86 MM
Redução unit commitment	R\$ 437 MM	R\$ 200 MM	R\$ 210 MM
Ganho total	R\$ 1.115 MM	R\$ 264 MM	R\$ 298 MM

Ganhos corrigidos pelo IPCA até ago/2026 (nominal: R\$ 1.015, R\$ 252 e R\$ 296 MM) · unit commitment: substituição de usinas com $t_{on} > 12h$ (critério LRCAP mar/26) · estimativa conservadora: exclui serviços ancilares e deslocamento hidráulico, de atuação parcial

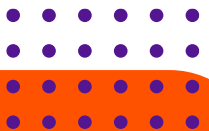


ENCARGOS EVITADOS

R\$ 1,7 bi

R\$ 629 MM/ano em média (2024–ago/2026)

redução direta no custo repassado aos consumidores



Até 88% da recarga do BESS pode vir de energia que hoje é desperdiçada por vertimento e curtailment



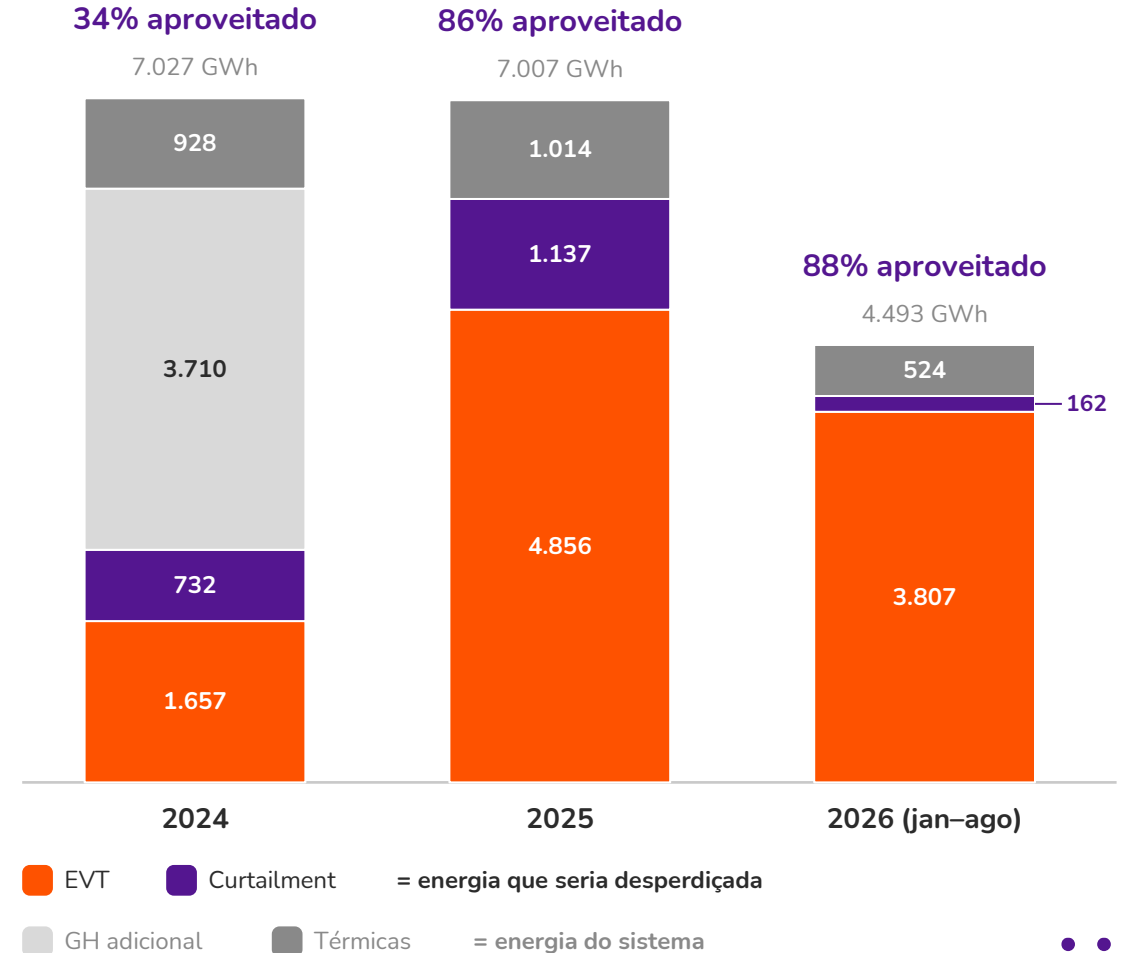
1 Necessidade diária: ~19.200 MWh
já consideradas as perdas de eficiência do BESS

2 Prioridade: vertimento turbinável (EVT)
energia vertida aproveitada na recarga

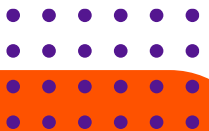
3 Em seguida: curtailment de renováveis
reduz cortes por razão energética

4 Complemento: energia do sistema
térmicas por mérito e hidrelétricas

Em 2024, o menor volume de EVT e curtailment elevou a participação da energia do sistema · aumentos de geração térmica na recarga já contabilizados na redução dos CCEAR-D (sem dupla contagem) · valores em GWh



Recarga com energia que seria perdida limita o custo do carregamento repassado ao consumidor



Aproveitar energia vertida e cortada gera R\$ 2,7 bi para hídricas, renováveis e consumidores



	2024	2025	2026 (jan-ago)
ENERGIA APROVEITADA (GWH)			
Vertimento turbinável (EVT)	1.657	4.856	3.807
Curtailment de renováveis	732	1.137	162
Geração hidrelétrica adicional	3.710	—	—
GANHO (R\$ MM · IPCA AGO/26)			
Ganho — EVT	66%146	914	710
Ganho — curtailment	16%119	266	33
Ganho — GH adicional	18%494	—	—
Aumento do GSF	+1,06%	+1,01%	+1,17%

Ganhos nominais (PLD recalculado): EVT R\$ 134 / 875 / 704 MM; curtailment R\$ 109 / 256 / 32 MM; GH adicional R\$ 451 MM em 2024 · GSF maior dilui o risco hidrológico dos contratos das hídricas, custo repassado às tarifas · “—”: não aplicável

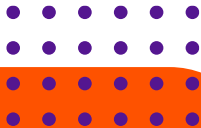


BENEFÍCIO TOTAL NO PERÍODO

R\$ 2,7 bi

≈ R\$ 1 bi/ano em média (2024–ago/2026)

R\$ 2.264 MM para hídricas (EVT + GH adicional) · R\$ 417 MM em curtailment de renováveis



Menos térmicas em operação com BESS evitam ~6 milhões de tCO2 por ano



GT constrained-on

663 GWh/ano

GT na ordem de mérito

2.385 GWh/ano

GT unit commitment

7.997 GWh/ano

×

FATOR DE EMISSÃO

543

kgCO2/MWh

=

EMISSÕES EVITADAS

5,99 Mi

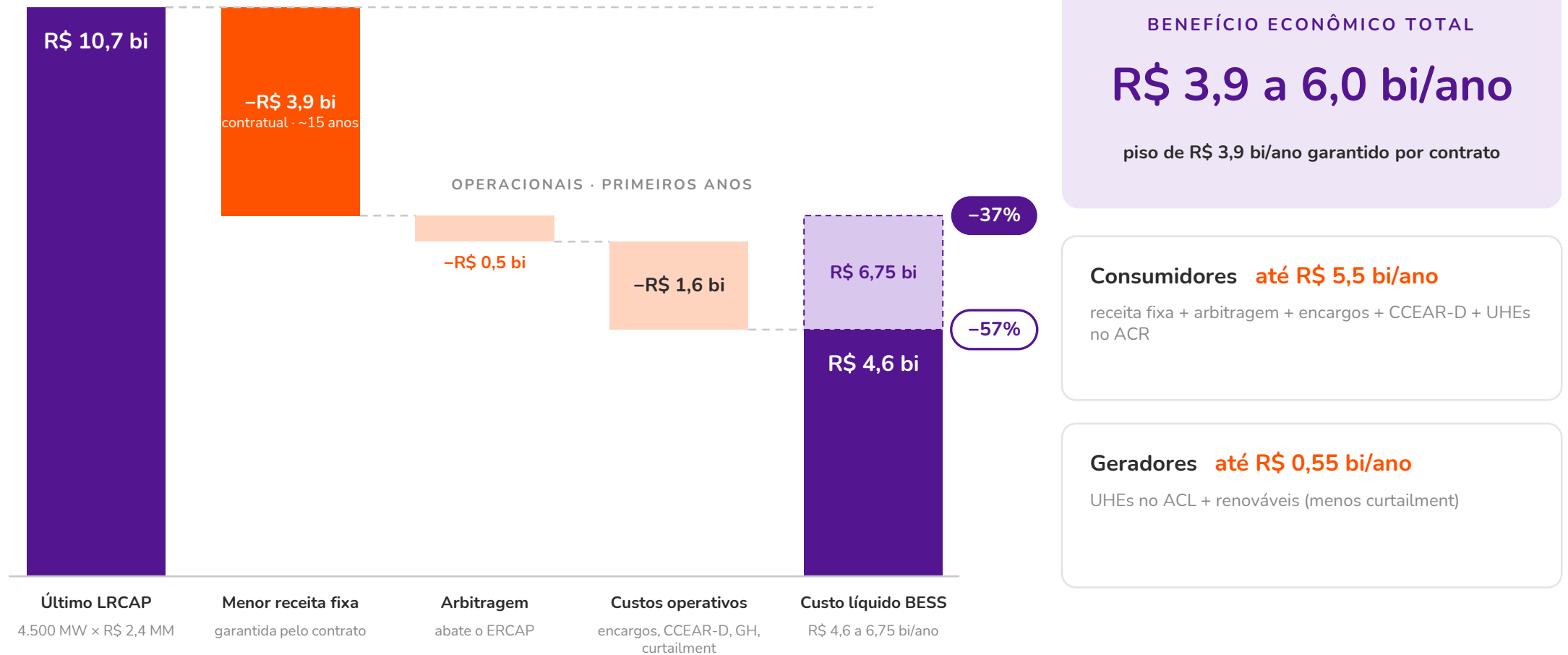
toneladas de CO2 evitadas por ano

Total deslocado 11.045 GWh/ano

Constrained-on e ordem de mérito: redução direta pela atuação do BESS · unit commitment: potencial desligamento antecipado das usinas com a menor necessidade de geração térmica · fator de 543 kgCO2/MWh: emissão média da geração térmica deslocada, conforme simulação Volt



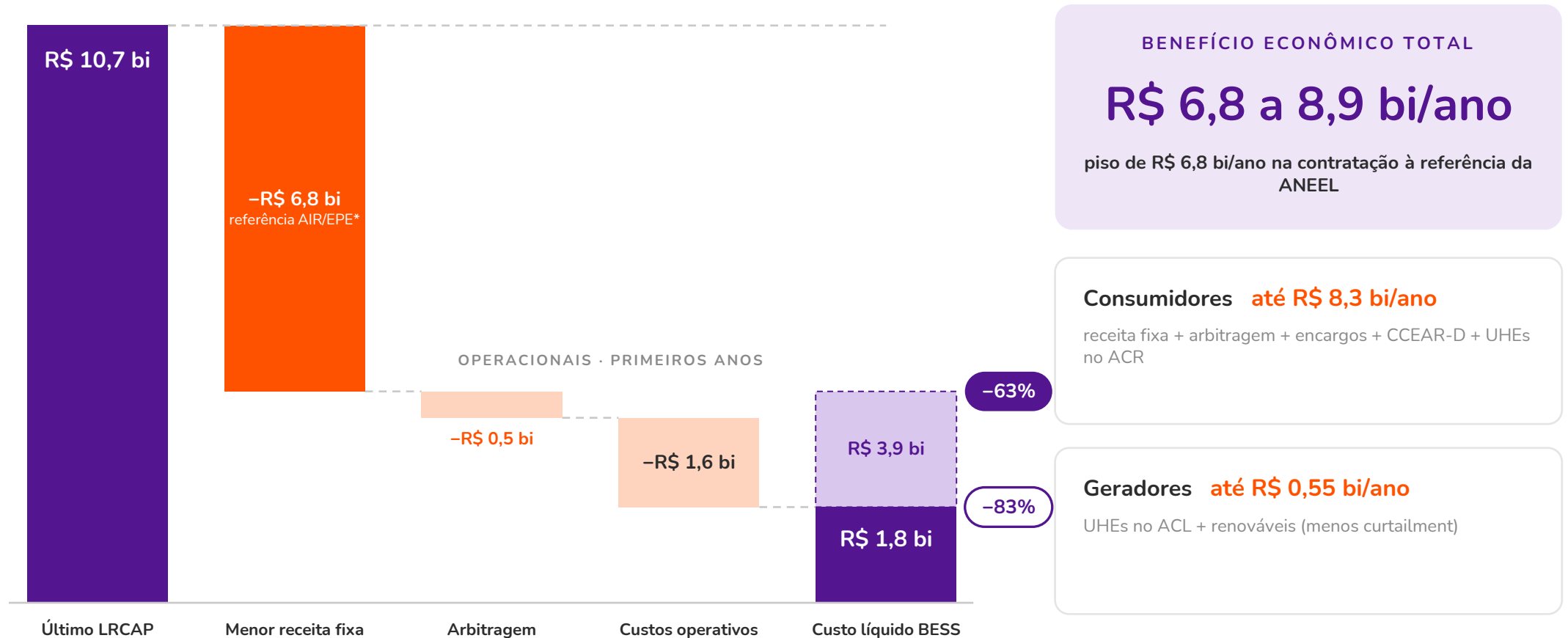
Custo efetivo do BESS fica **entre 37% e 57% menor** que o do último LRCAP — e o piso é contratual



Base: 4.500 MW em 2028; térmica a R\$ 2,4 MM/MW.ano (média 4º–5º LRCAP), BESS a R\$ 1,5 · benefícios operacionais: média 2024–ago/26 como proxy dos primeiros anos — arbitragem e encargos tendem a comprimir com maior penetração de BESS; ganhos de recarga (EVT/curtailment) tendem a crescer com a expansão renovável · sem dupla contagem entre parcelas

Mesmo sem nenhum benefício operacional, o BESS custa 37% menos que a térmica — por contrato

Na referência do **AIR/ANEEL**, o custo efetivo do BESS fica entre **63% e 83%** menor que o do último LRCAP



Base: 4.500 MW em 2028; último LRCAP a R\$ 2,4 MM/MW.ano (média 4º–5º) · * BESS a R\$ 0,9 MM/MW.ano: receita fixa requerida no cenário de referência da AIR da ANEEL (LRCAP-SAE), com parâmetros de custo da EPE · benefícios operacionais: média 2024–ago/26 como proxy dos primeiros anos — arbitragem e encargos tendem a comprimir com maior penetração de BESS; ganhos de recarga tendem a crescer com a expansão renovável · sem dupla contagem

Mesmo sem nenhum benefício operacional, o BESS custa 37% menos que a térmica — por contrato



A **incidência econômica** do encargo pode diferir da **incidência legal**, pois parte do custo pode chegar ao consumidor

Cláusula dos Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado

Caso sejam criados, após a data de assinatura do CONTRATO, novos TRIBUTOS, encargos setoriais ou contribuições parafiscais e outros encargos legais, ou modificada a base de cálculo, as alíquotas e/ou regime de arrecadação dos atuais, de forma a aumentar ou diminuir o ônus das PARTES com repercussão no equilíbrio contratual, o PREÇO DE VENDA poderá ser adequado de modo a refletir tais alterações, para mais ou para menos, e entrará em vigor após a homologação da ANEEL.



Percentual da
capacidade instalada
das fontes com vendas
no ambiente regulado



100%



80%



60%



30%

Capacidade para 2028 com **menos custo, menos desperdício e menos emissões** — os números apontam o caminho



4,5–6,5 GW

de capacidade adicional até 2028. A necessidade existe antes de qualquer escolha de tecnologia — e não desaparece se o leilão atrasar.

37% a 57%

menor custo efetivo do armazenamento frente ao último LRCAP, sob os mesmos critérios de confiabilidade. O piso, de 37%, é garantido por contrato.

R\$ 6,0 bi/ano

em benefícios potenciais ao sistema, distribuídos entre consumidores e geradores, com cerca de 6 milhões de toneladas de CO2 evitadas por ano.

88%

da recarga pode vir de energia que hoje se perde em vertimento e curtailment. O que era desperdício passa a sustentar a segurança do sistema.



O custeio dessa capacidade deve seguir causalidade, benefício e neutralidade tecnológica — e a definição do ERCAP não pode atrasar a contratação.

Gastar menos, desperdiçar menos e emitir menos é **uma decisão de desenho.**

Mais detalhes no relatório Técnico.





VOLT Robotics

 Av. Deputado Jamel Cecílio, nº3300 - Goiânia-GO

 www.voltrobotics.com.br

 contato@voltrobotics.com.br

 [voltrobotics](https://www.linkedin.com/company/voltrobotics)