



Estudo sobre o potencial do mercado brasileiro de armazenamento

agosto 2025

O estudo de mercado será composto por quatro principais entregáveis



Objetivos do projeto

Desenvolver um estudo de mercado detalhado e robusto, servindo como base para os trabalhos internos e para a comunicação externa

Resumo dos principais entregáveis

1. Banco de dados de projetos de armazenamento implementados no Brasil e apuração da capacidade instalada;
2. Estudo de segmentação e identificação dos segmentos de mercado de relevância;
3. Análise quantitativa do potencial de crescimento por segmento, para o período de 2025 – 2034;
4. Preparação de material para divulgação dos resultados;

Resumo Executivo



- **Projeção de Mercado Total:** Estimamos que o mercado de armazenamento de energia no Brasil atingirá aproximadamente **71,8 GWh** em capacidade instalada até 2034, movimentando cerca de **R\$ 77,2 bilhões** em investimentos.
- A estimativa de redução de CAPEX é bastante favorável e torna cada vez mais viável a instalação de baterias, independente do segmento. Para 2034, avalia-se uma **redução de 28%** no preços desses ativos.
- **Atrás do Medidor (Clientes C&I):** Este será o principal motor de crescimento, impulsionado pela busca por otimização de custos na tarifa de energia (redução no horário de ponta). Projetamos que este segmento chegará a **32,3 GWh** de capacidade instalada, o que representará cerca de **45%** do mercado total – mercado pode se tornar substancialmente maior com advento de mudanças nas regras da GD, ou formas de empilhamento de receitas como resposta de demanda e serviços ancilares, ou mesmo de projetos associados à mobilidade elétrica.
- **Em Frente ao Medidor (Reserva de Capacidade):** Um dos segmentos mais relevante será o de sistemas para a rede, como Reserva de Capacidade, que deverá atender à necessidade de potência do sistema e somarão aproximadamente **30,2 GWh**, o que representa **42%** da capacidade de armazenamento no Brasil, o que os faz o maior segmento até 2034. A participação de baterias, embora ainda tímida nas projeções oficiais, vem como resposta para muitos dos problemas enfrentados pelo grid hoje e tende a crescer para garantir a segurança eletroenergética. Outros mercados com elevado potencial, ainda não modelados, são a distribuição e transmissão, que a depender de regras favoráveis, podem vir a se tornar mercados bastante representativos.
- **Sistemas Isolados e Off-grid:** A hibridização de termelétricas a diesel e a eletrificação rural (via programas como Luz para Todos e para o agronegócio irrigante) representam um mercado um pouco menor que os outros ramos mas com tamanho significativo, encarregado por **13%** dos sistemas de armazenamento, fundamental para a descarbonização e universalização do acesso à energia.

Descrição dos segmentos de mercado brasileiro de armazenamento 2025 - 2034



Off-grid

- **Off-grid público:** descarbonização daqueles sistemas isolados sem previsão de interconexão por meio de leilões e hibridização de contratos existentes;
- **Luz para todos:** soluções de SIGFI e MIGDI via programas de eletrificação governamentais.
- **Off-grid privado:** atendimento de produtores rurais em regiões com sistemas de distribuição deficientes, com foco em irrigação;

Em frente ao medidor

- **Reserva de Capacidade:** leilões públicos para contratação o produto potência e/ou flexibilidade operativa, com base na previsão do déficit de potência conforme PDE 2034. BESS stand-alone e/ou acoplados à centrais geradoras;
 - *Serviços ‘empilháveis’: prestação de serviços ancilares (foco: suporte tensão, regulação frequência), trading no mercado de curto prazo, recuperação de curtailment (BESS acoplado);*
- **Reforço/expansão da transmissão e distribuição:** substituição parcial de reforços de redes via BESS (analogia projeto BESS Registro) – considerando expansão de carga, GD e mobilidade elétrica.

Atrás do medidor

- **Otimização consumo - clientes MT:** ‘loadshifting’ durante o horário ponta;
 - Inclui novas cargas conforme planejamento de evolução de carga;
- **Potenciais upsides:**
 - **Otimização consumo - clientes BT:** loadshifting durante o horário ponta após adoção de tarifa binômia;
 - Participação em programas de resposta de demanda e agregação de UCs para produto potência e/ou flexibilidade operativa;
 - Segmento de clientes com necessidade de soluções de qualidade de energia.
 - Inviabilidade da expansão da GD pode levar a obrigatoriedade de flexibilidade ou novos modelos de compensação.

Tópicos abordados

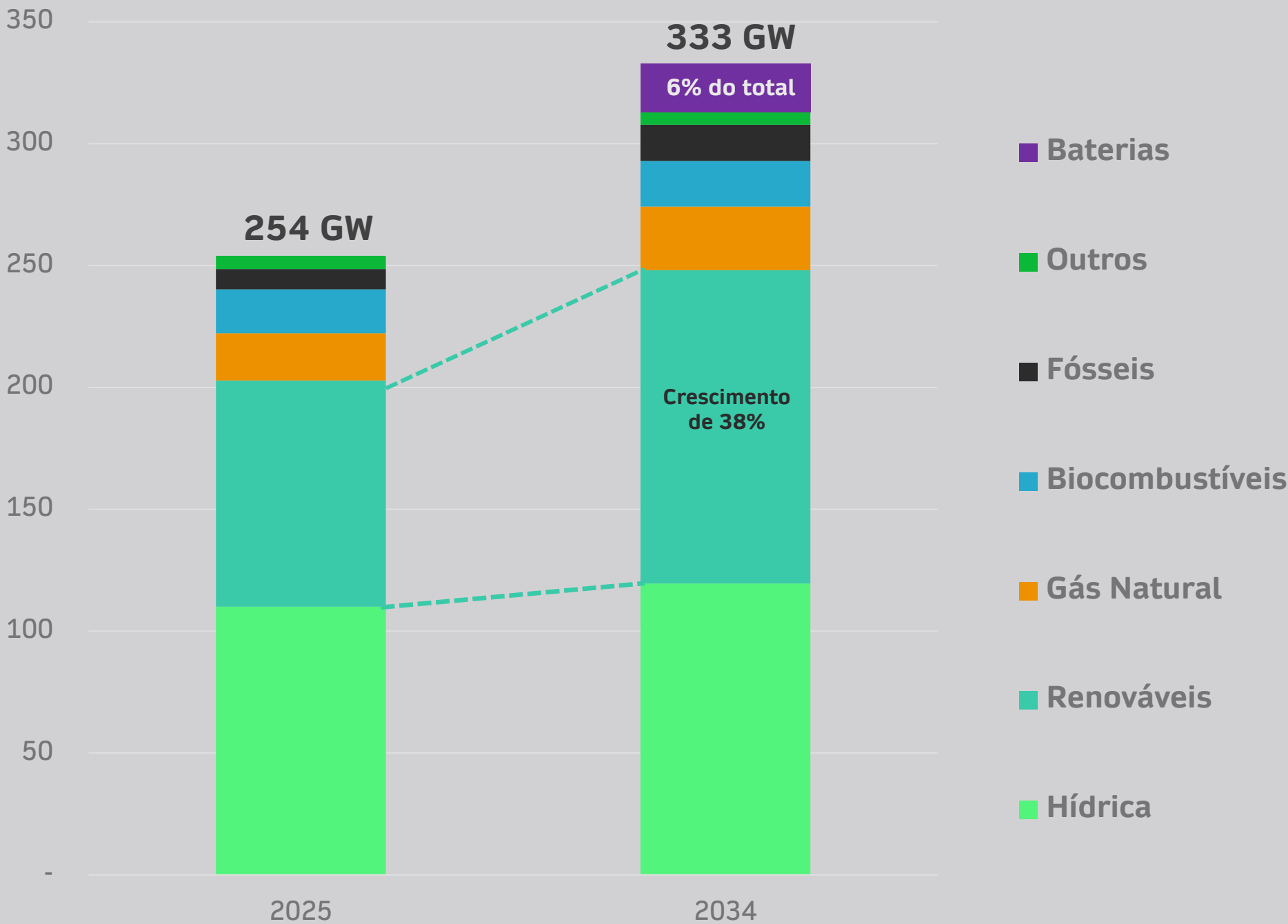


- **Matriz Elétrica Brasileira**
- Resultados consolidados
- Projeções por segmento



Matriz Elétrica Brasileira: Panorama e Projeções

Evolução da Matriz Elétrica Brasileira



- A matriz elétrica vai crescer ~31% até 2034
- O crescimento de sistemas de armazenamento com baterias, considerando os segmentos em frente ao medidor e atrás do medidor (Reserva de Capacidade e Geração Distribuída) representa 25% do aumento de potência instalada entre 2025 e 2034
- Baterias vão corresponder a 6% da potência instalada total da matriz elétrica
- O aumento de baterias auxilia no crescimento de ~40% do ramo de energia renovável
- Não foram considerados, nesta avaliação, sistemas de armazenamento instalados em redes off-grid

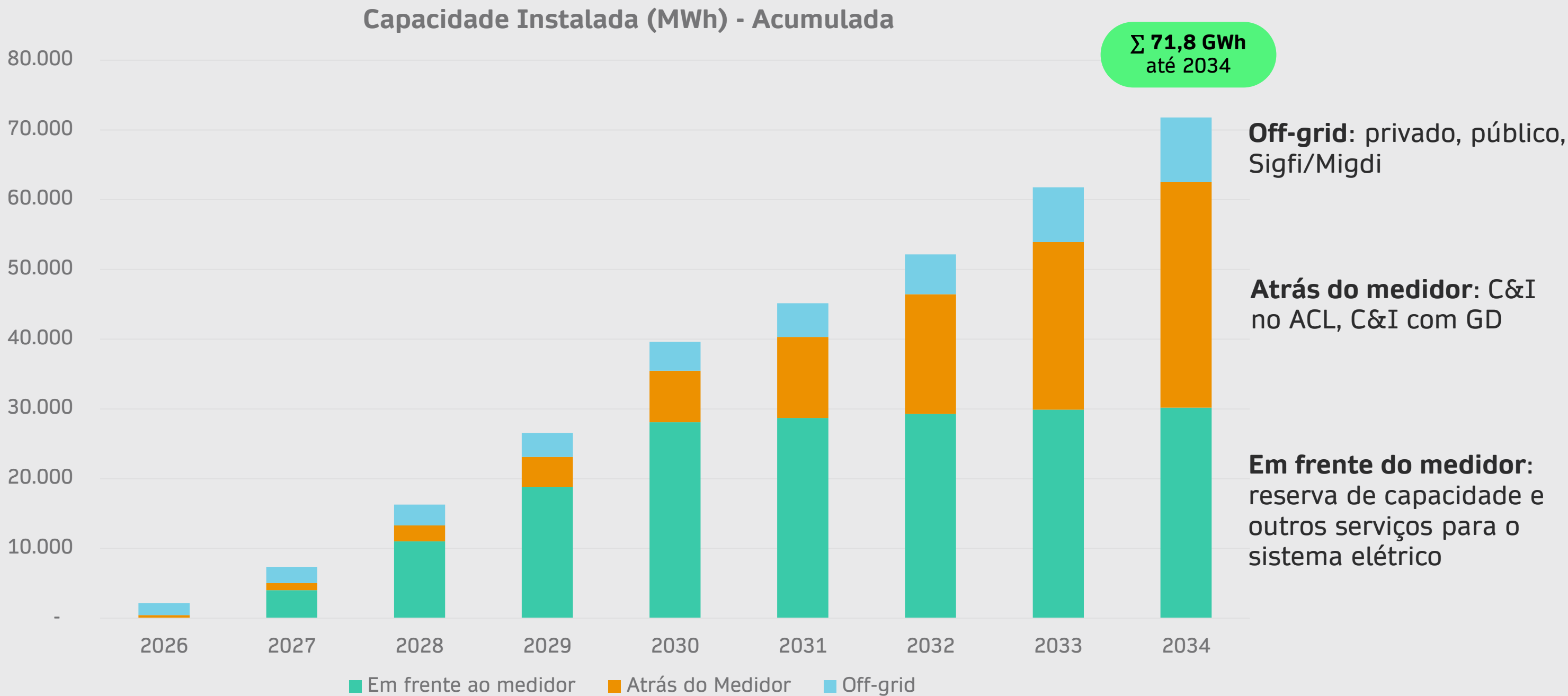
Tópicos abordados



- Matriz Elétrica Brasileira
- **Resultados consolidados**
- Projeções por segmento



Com base nas premissas adotadas na pesquisa, o mercado brasileiro de armazenamento de energia elétrica atingirá ~72 GWh em 2034



Fundamentação do CAPEX



Categoria	Otimização tributária	Oversizing inicial	Subestação	Inversores GFM	Trafo	Logística Interna	EPC + BOS
SISOL	REIDI			X	X	15%	20%
LRCAP	REIDI	X	X	X	X	3%	25%
C&I + Off-grid	Gerador FV			X	X	3%	25%
SIGFI/MIGDI	Nacionalizado					25%	30%

Para este segmento, considerou-se apenas o investimento em baterias, desconsiderando a parcela solar FV e de eletrônica de potência

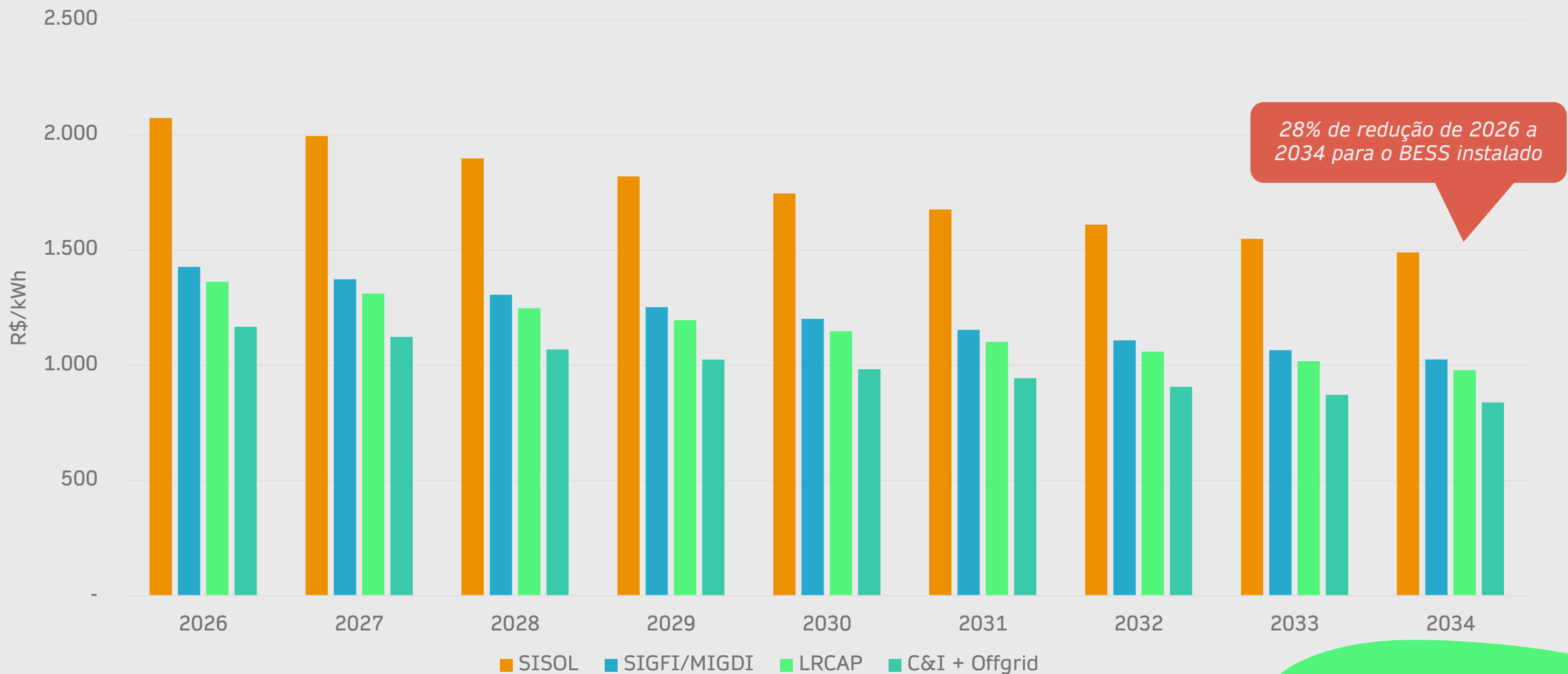


Carga Tributária (NCM 8504.40.40 – BESS)	Sem nenhuma desoneração	REIDI	Gerador FV
II	16,00%	16,00%	11,20%
IPI	9,75%	9,75%	0,00%
PIS	2,10%	0,00%	2,10%
COFINS	10,65%	0,00%	9,65%
ICMS	18,00%	18,00%	0,00%
Carga tributária bruta	70,8%	55,3%	23,0%

Custo do BESS Instalado para as diferentes aplicações



Valor real do CAPEX 2025

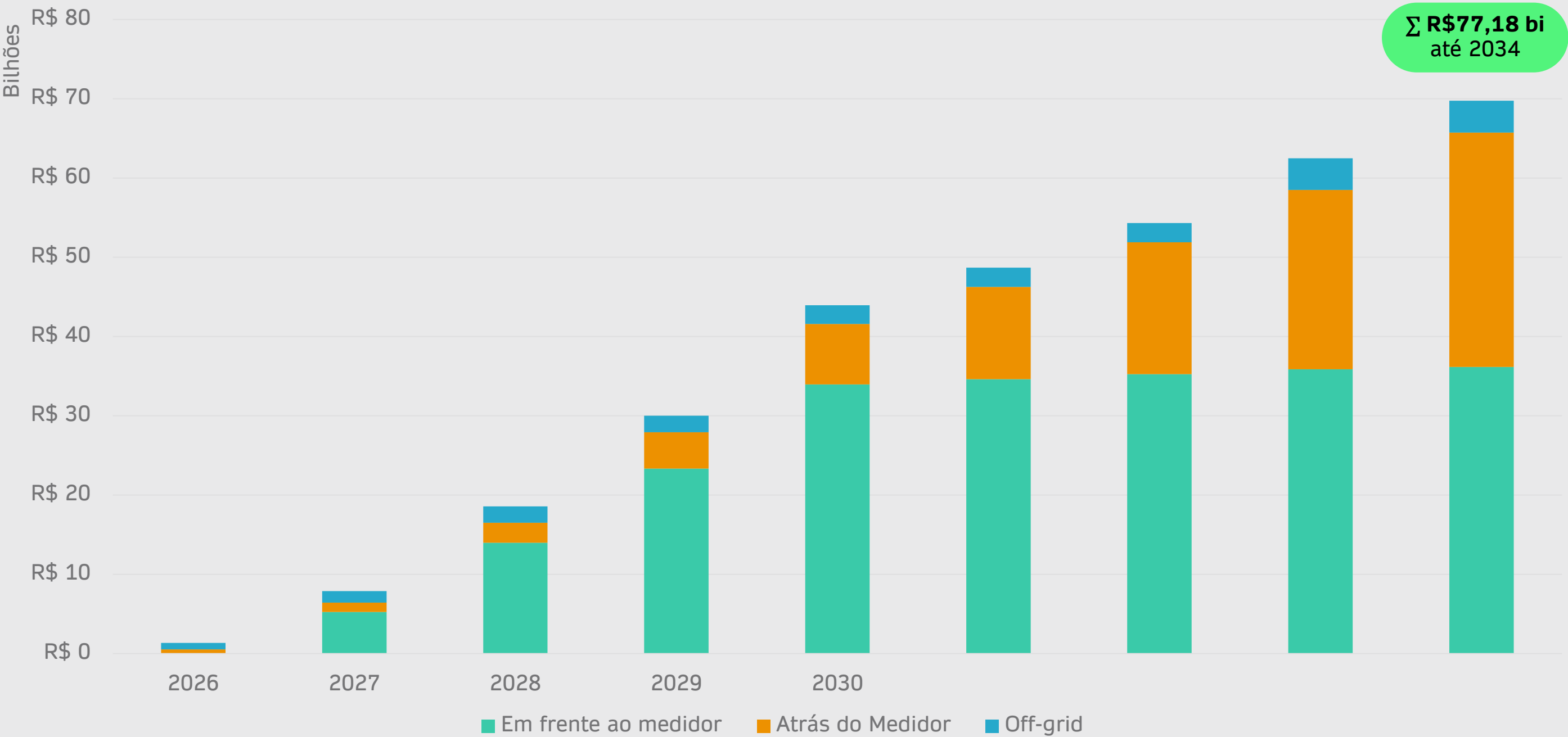


Fonte: NewCharge, 2025. Com base na extrapolação do CAPEX atual, conforme curva de redução de preços da BNEF para as baterias.

Conforme a capacidade acumulada estimada para 2034, será investido ~R\$ 77 bi em sistemas de armazenamento



Investimento - Acumulado



Framework de Premissas Críticas e Metodologias Aplicadas

Segmentos	Taxa de adoção	Premissas
Off-grid público	Metodologia 4MD (EPE) + recontratação dos CCESI (PASI)	• 100% de recontratação com BESS ao final dos contratos existentes • 7 ou mais anos de CCESI vigente para hibridizar • Usinas hibridizadas não serão recontratadas no leilão • 100% dos novos contratos de suprimento energético serão hibridizados
Off-grid SIGFI/MIGDI	Metas governamentais (MME)	• Cumprimento de 100% da meta estabelecida até 2028 • Crescimento “flat” a partir de 2029, baseado no ano de 2028 • Retrofit de sistemas antigos apenas por sistemas já instalados. Não foi considerado aumento de consumo nos sistema antigos • A partir de 2024, 85% SIGFI80 (Bateria 48v/150Ah ~R\$7.000) • Retrofit com SIGFI80
Off-grid Privado	Metodologia 4MD (EPE)	• 2.500 horas anuais de funcionamento de pivôs de irrigação • 03 safras anuais • 0.5 C-rate • Cenário normalizado para 100 ha
Reserva de capacidade	Modelo de Decisão de Investimento (PDE 2034)	• Projeção baseada no Modelo de Decisão de Investimento (MDI) da EPE com alterações no CAPEX da bateria para valores mais realísticos e na distribuição da adoção no tempo • BESS com 4 horas de autonomia até 2028 e a partir disso com 3 horas de autonomia
C&I	Metodologia 4MD (EPE)	• Para UCs que recebem crédito de GD1 foi considerado apenas aquelas com consumo próprio no local • 2029 como fim dos contratos com energia incentivada e entrada da MP1.300

Resumo da metodologia 4MD - utilizada pela EPE para projeção do mercado de geração distribuída



Mercado Potencial Inicial

Todos os consumidores do grupo avaliado

Fração de Máximo Mercado – Fator de Aptidão (%)

Consumidores técnico e socioeconômicamente aptos

Mercado não apto

Mercado Potência Final

Consumidores que atendem ao critério de viabilidade pelo *payback* (quanto menor o *payback* maior o Mercado Comercial Final)

Mercado não viável

Adotantes - “Curva S”

Consumidores que efetivamente adotam a tecnologia ao longo do tempo, influenciados por fatores de inovação e imitação

Não adotantes

Nota: As proporções apresentadas são ilustrativas, não quantitativas

Tópicos abordados



- Matriz Elétrica Brasileira
- Resultados consolidados
- **Projeções por segmento**



Tópicos abordados



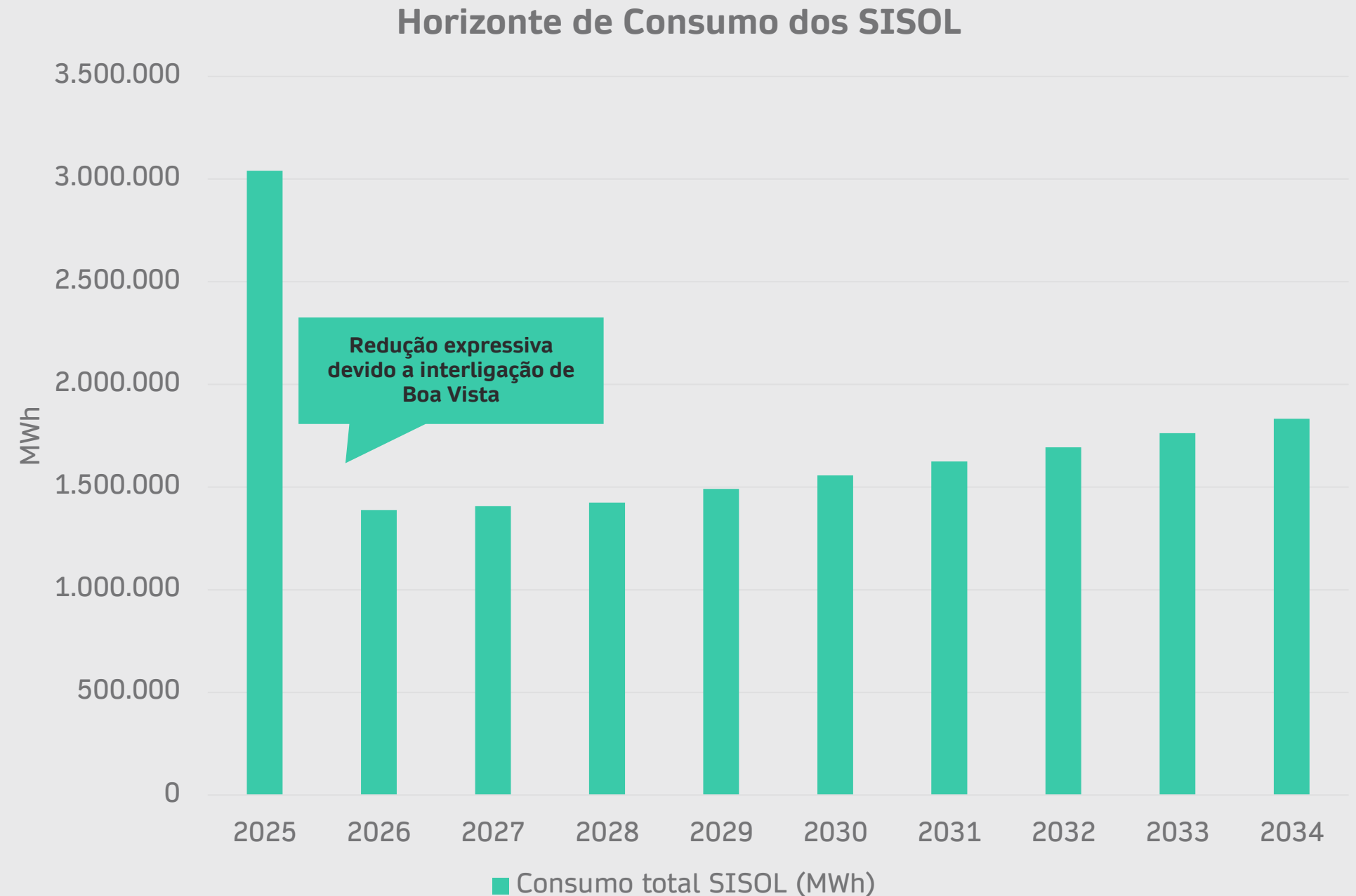
- **Off-grid público – SISOL**
- Off-grid público – SIGFIs e MIGDIs
- Off-grid privado – Eletrificação Rural
- Em frente ao medidor – Reserva de Capacidade
- Atrás do medidor – C&I



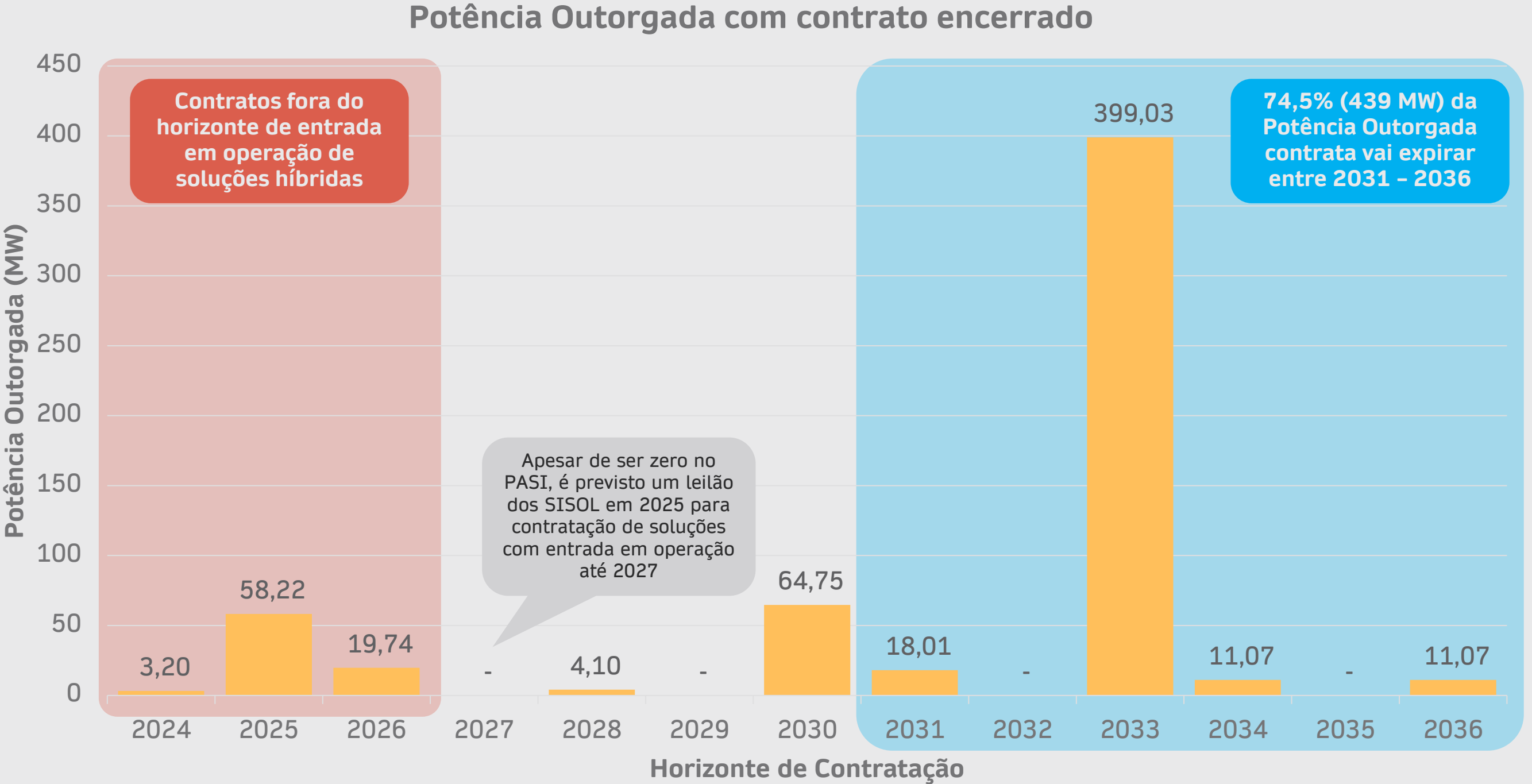
Os sistemas isolados apresentarão ~1,8 TWh/ano de consumo total em 2034 segundo o PASI

Sistemas isolados –

- Custo de R\$ 14,05 bi/ano para a CCC (38% da CDE);
- Com a interligação de Boa Vista/RR o consumo total dos SISOL cairá de 3 TWh para 1,4 TWh;
- ~75% da energia total consumidora nos SISOL é proveniente de UTEs à diesel;



Situação atual dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI)

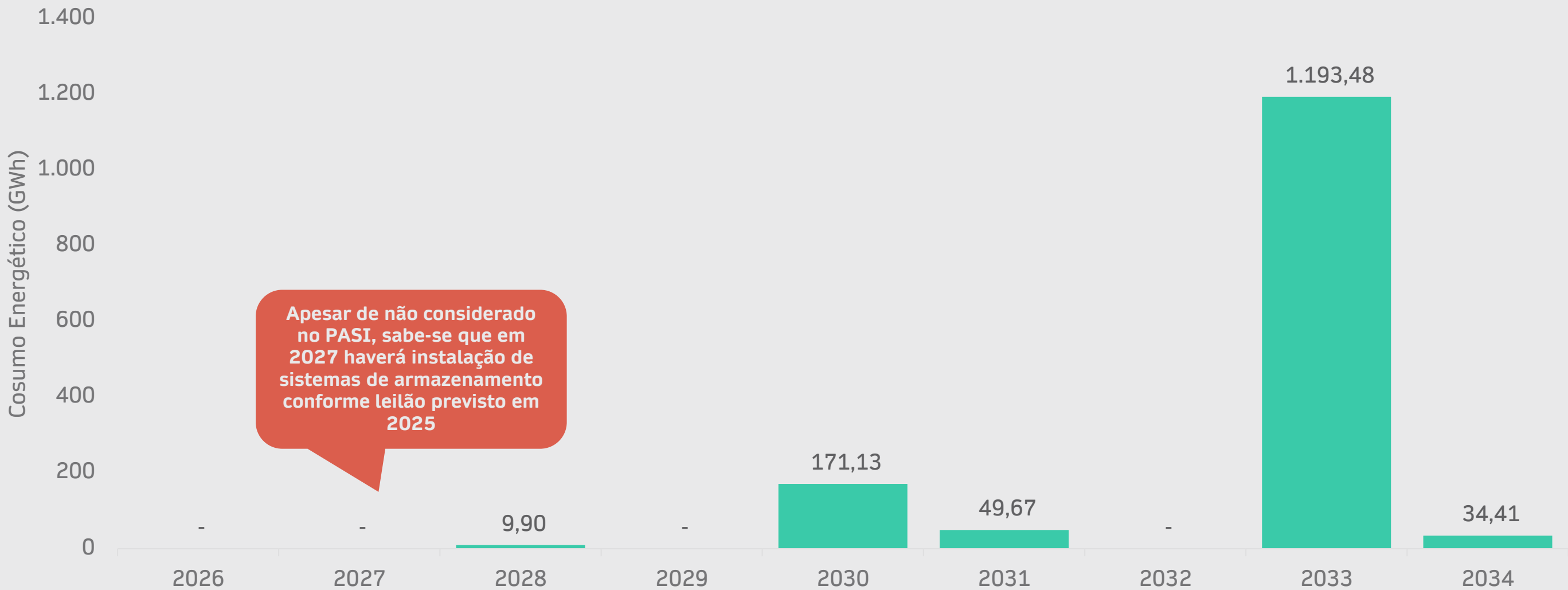


Hibridização nos Sistemas Isolados – Alternativa 1

Recontratação por leilão

- Ao fim dos contratos existentes, haverá hibridização através de novos contratos de suprimento energético por leilões – soluções vencedoras adotarão 46% renovável, em linha com o menor custo global de eletricidade (simulação EnerSmart);
- É basicamente um reflexo dos CCESI encerrados.

Mercado acessível para a hibridização por leilões



Hibridização nos Sistemas Isolados – Alternativa 2

Localidades com >7 anos de contato

- Empreendedores com contratos longos (>7 anos) terão incentivo para hibridização, visando capturar parte dos ganhos da hibridização. Contratos inferiores a 7 anos não terão tempo entre entrada em operação do ativo e amortização do investimento.
- Para a taxa de adoção foi utilizada a metodologia 4MD, com um Fator de Aptidão de 73,47% referente aos **contratos de fonte diesel**

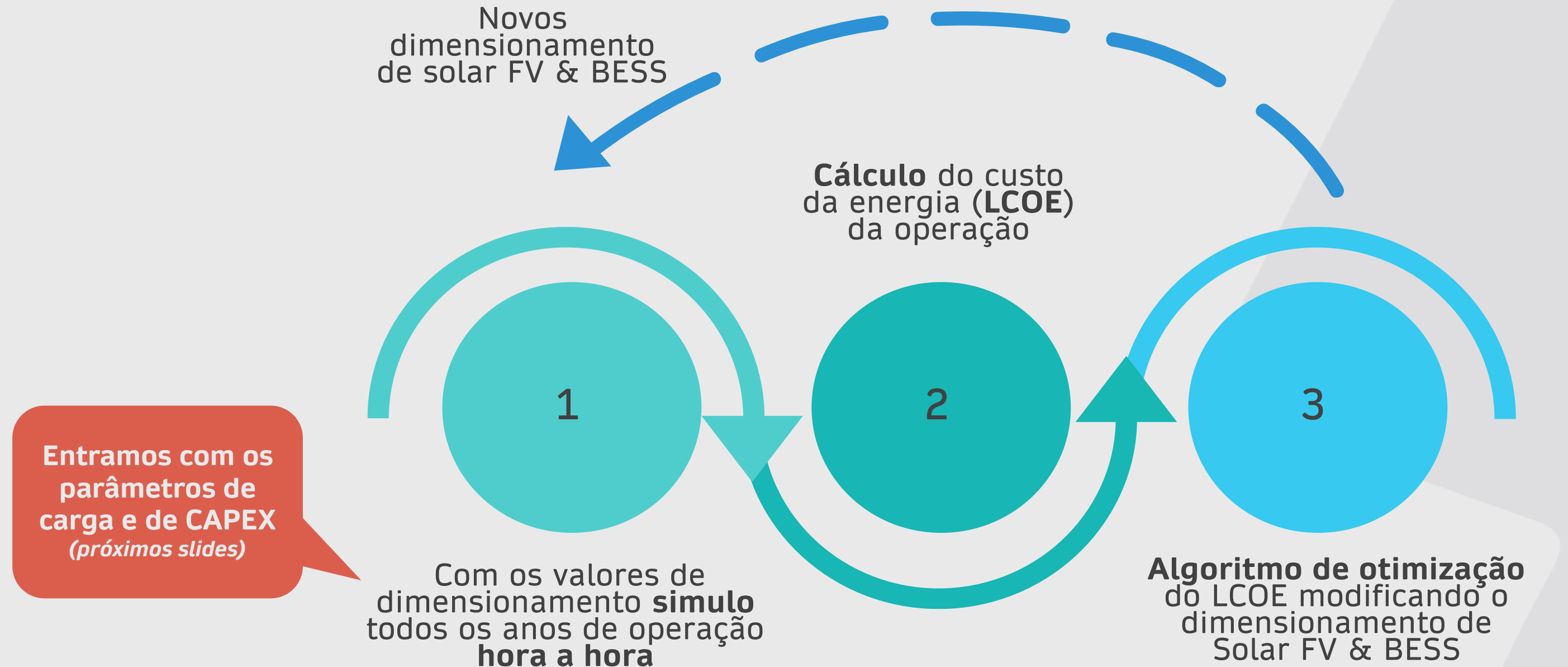
Mercado Potencial para Hibridização* - Contratos Ativos



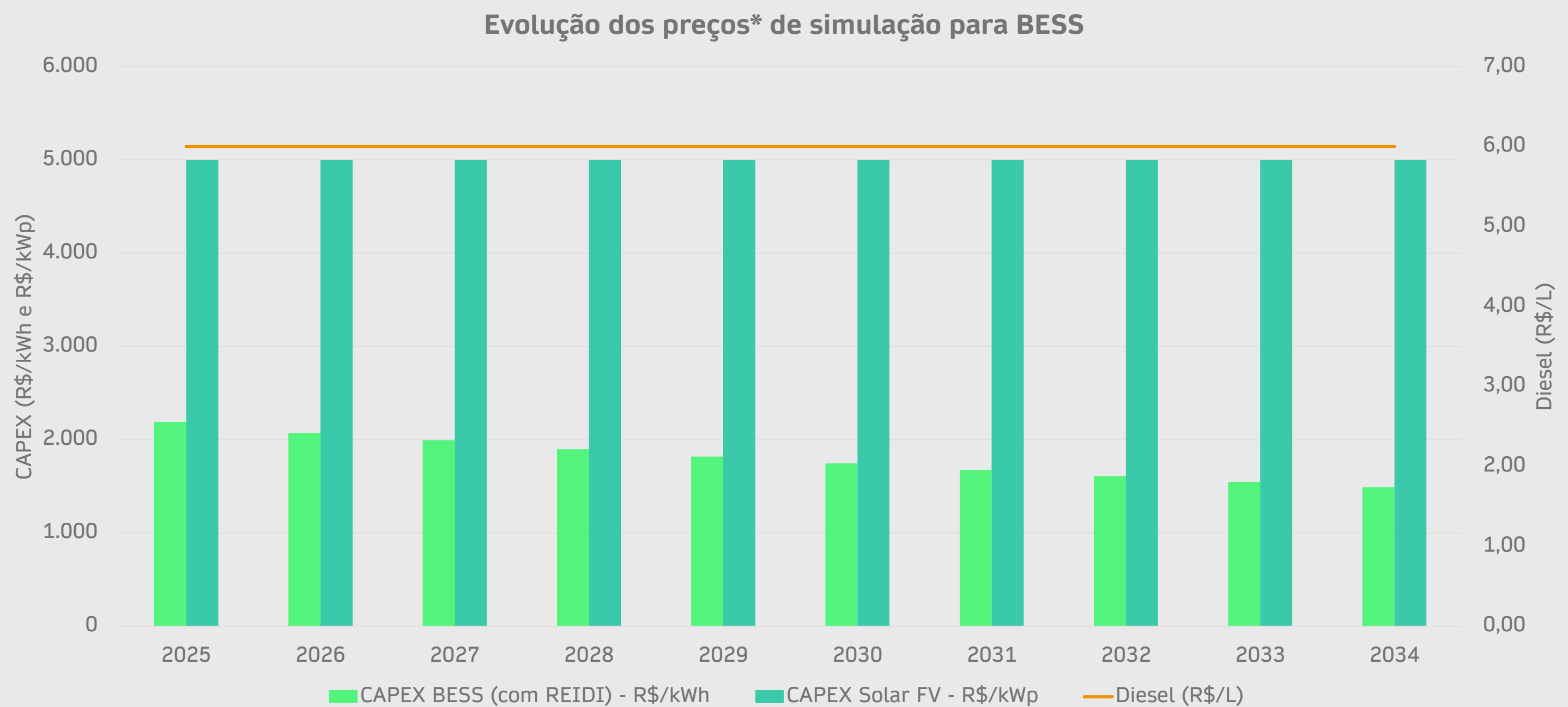
*Consumo proporcional a potência outorgada de contratos vigentes de 2031 a 2036

Dimensionamento de Sistemas off-grid

Fluxo de análise



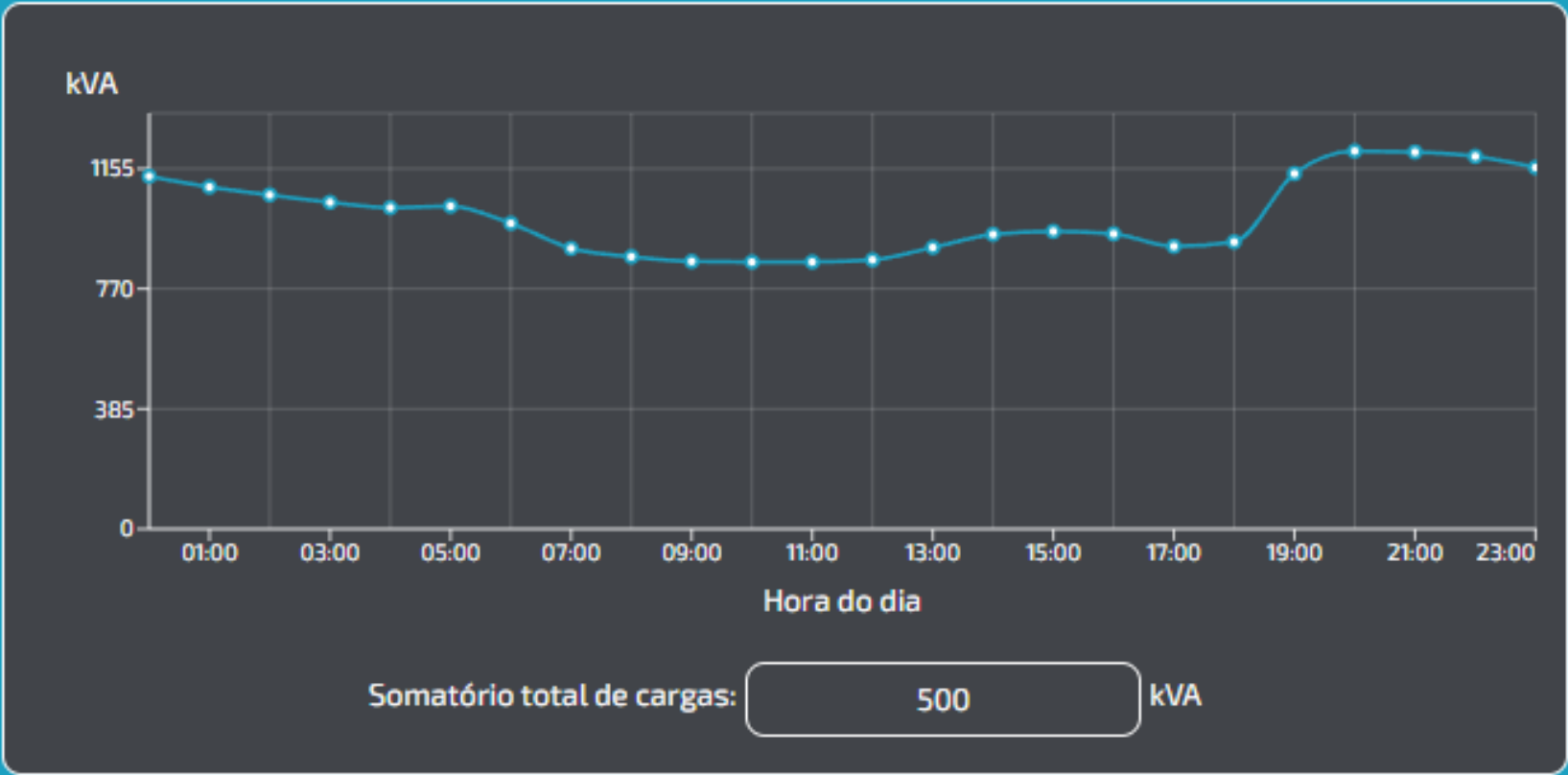
Comparação dos custos das tecnologias envolvidas no suprimento energético dos Sistemas Isolados



**Valores referentes ao ano de 2025.*

A participação renovável ótima no horizonte de 2034 está entre 44 - 46%

Curva de carga típica para as localidades isoladas

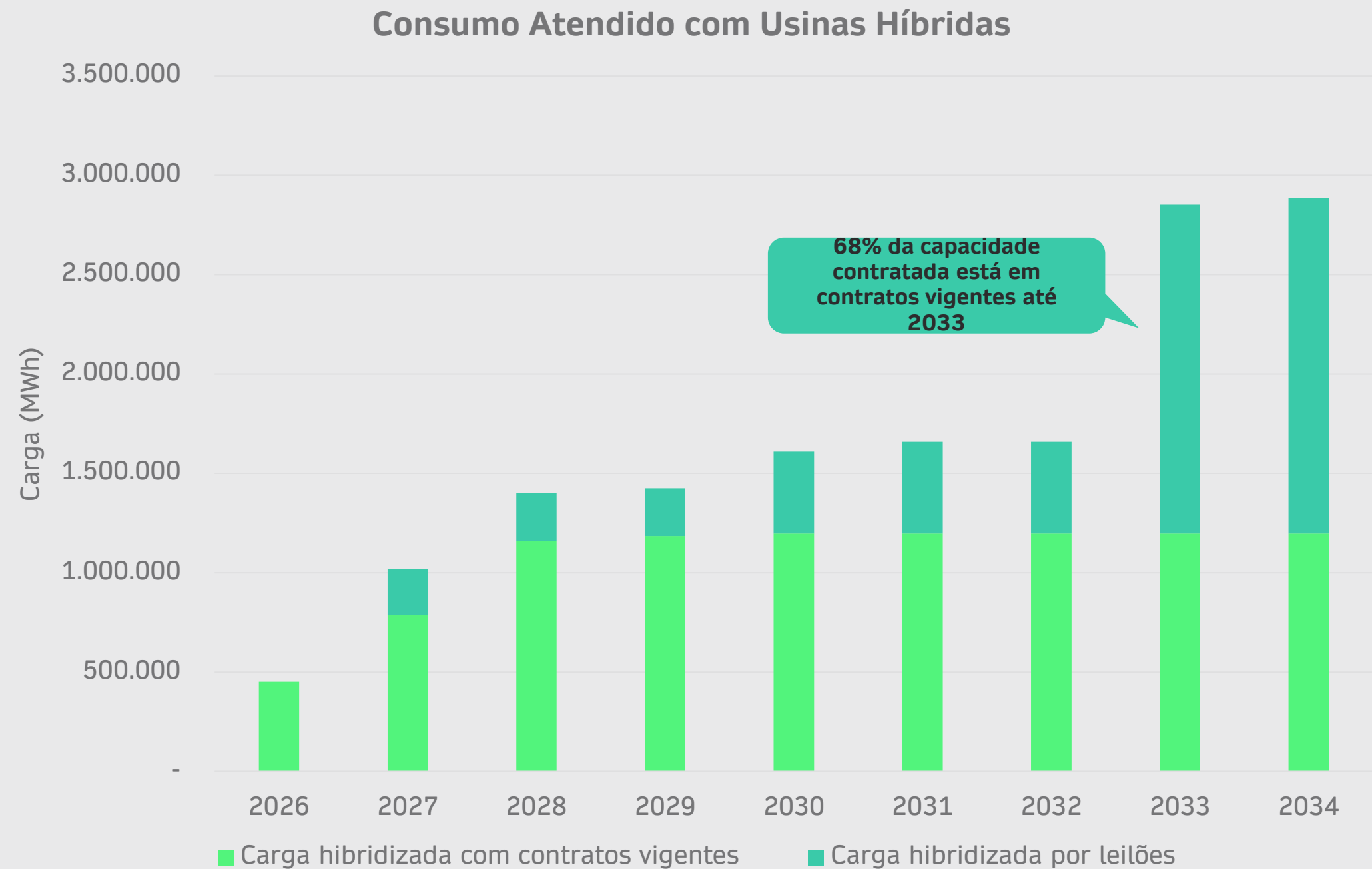


Mês	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Sazonalidade (%)	100	100	10	20	20	35	100	100	100	35	20	70

Resultado dos dimensionamentos do EnerSmart com base em uma localidade representativa

Ano do CAPEX	2025	2029	2034
Participação renovável - Ano 1 (%)	44%	46%	46%
Solar FV (kWp)	465	484	481
BESS (kWh)	775	827	869

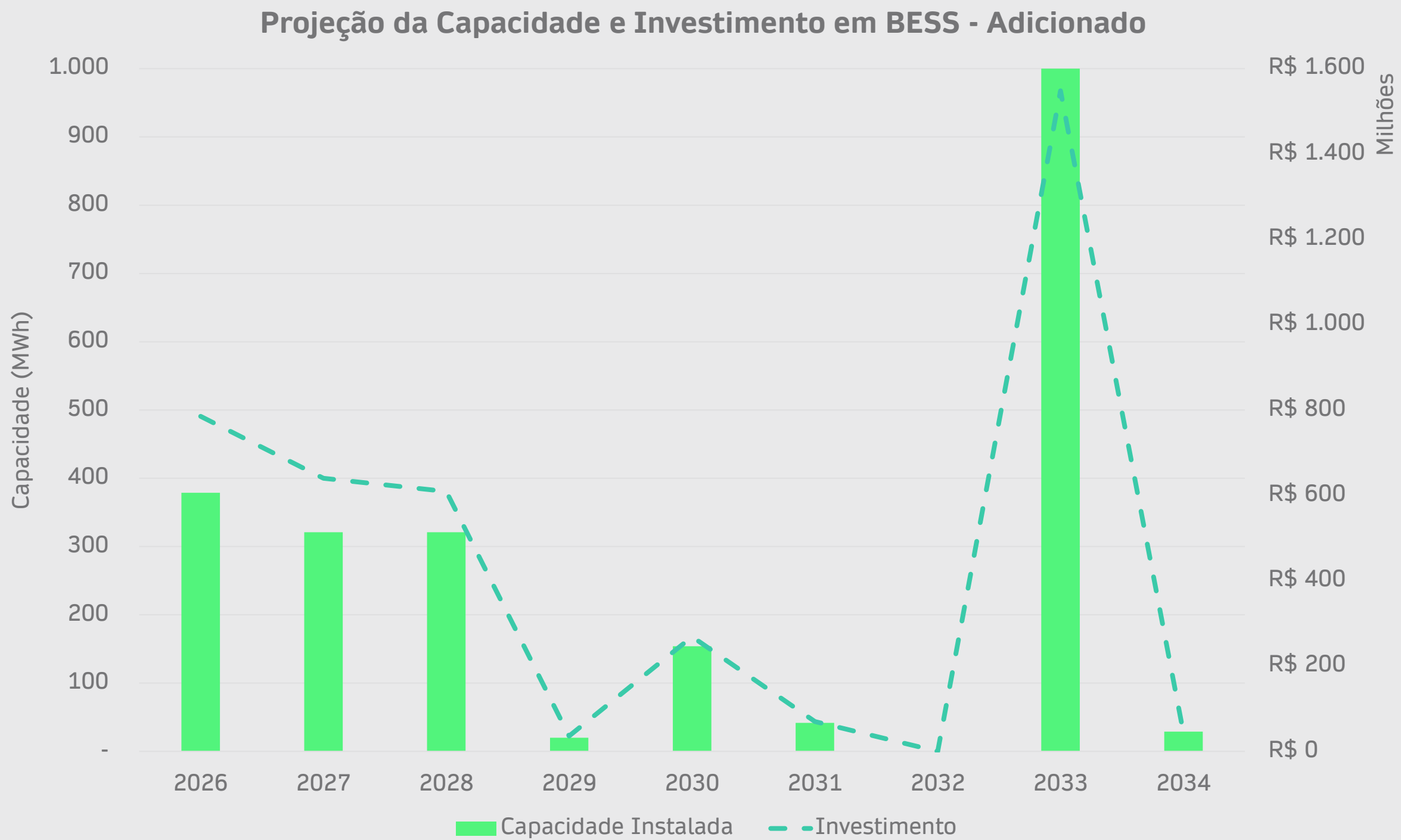
Extrapolando os resultados dimensionados, em 2034 a carga hibridizada é de 2,9 TWh para o mercado de SISOL



Diagnósticos

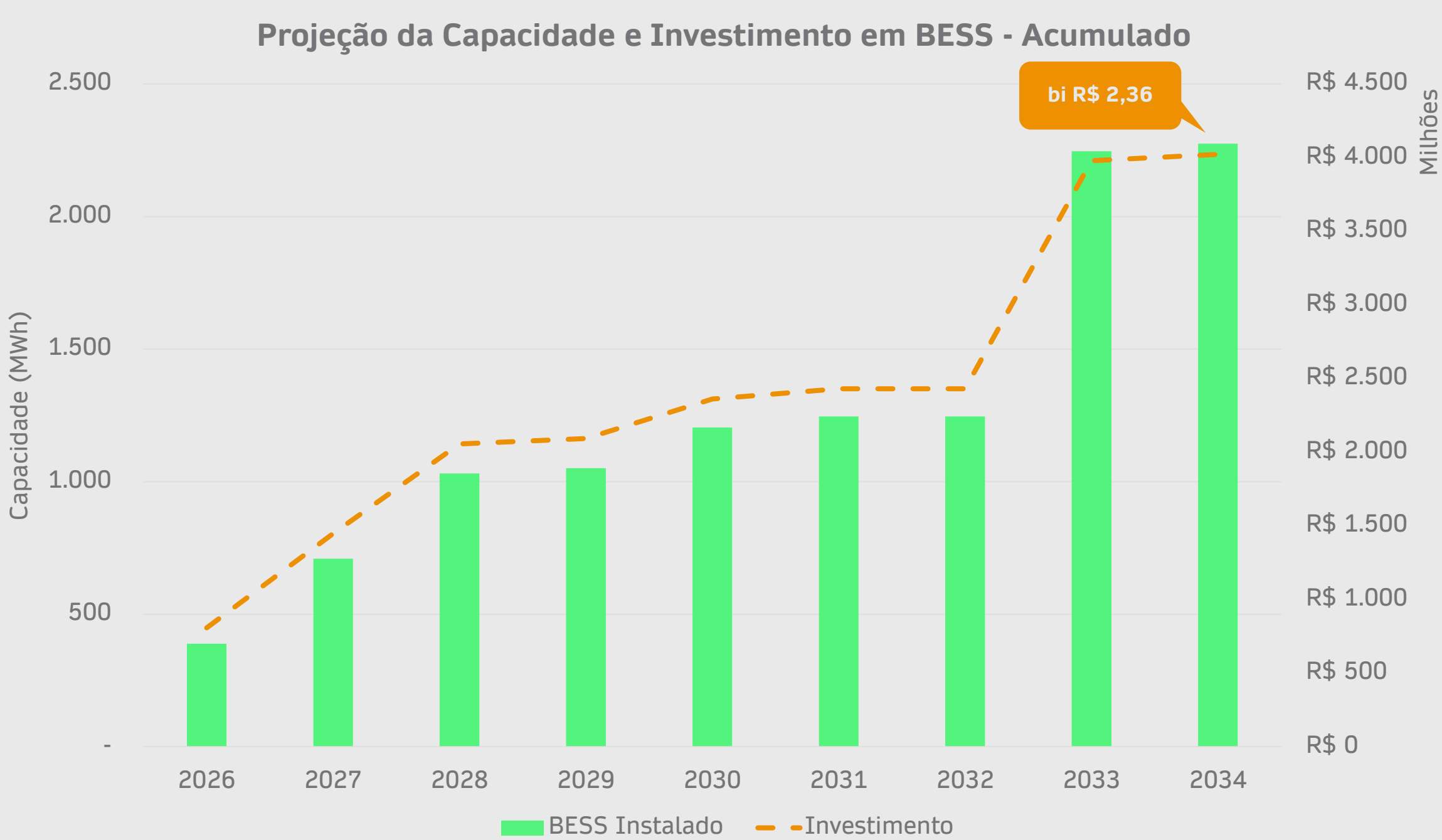
- A carga hibridizada por contratos vigentes, vai estagnar a partir de 2029 seguindo o critério de viabilidade para este modelo de negócios
- Em 2033 teremos uma contratação massiva de usinas híbridas podendo chegar em ~1,2 TWh
- A hibridização prevista em 2028 nos leilões, refere-se ao ao **“Leilão SISOL 2025”**, mas não incluem as localidades do Lote 2 (localidades a gás)
- Usinas hibridizadas **não vão ser recontratadas no leilão** no horizonte de 10 anos

Ano a ano do armazenamento em Sistemas Isolados



- Premissas:**
- Taxa de adoção conforme metodologia 4MD para os casos de hibridização com CCESI vigentes
 - 100% dos contratos de leilão encerrados serão hibridizados

Para os Sistemas Isolados, o mercado deverá representar ~2,3 GWh, para o auxilio de suprimento energético



Resultados ambientais obtidos:

- ✓ **640 mil litros de diesel evitados**
- ✓ **1.714 de toneladas de CO2 evitadas**

Tópicos abordados



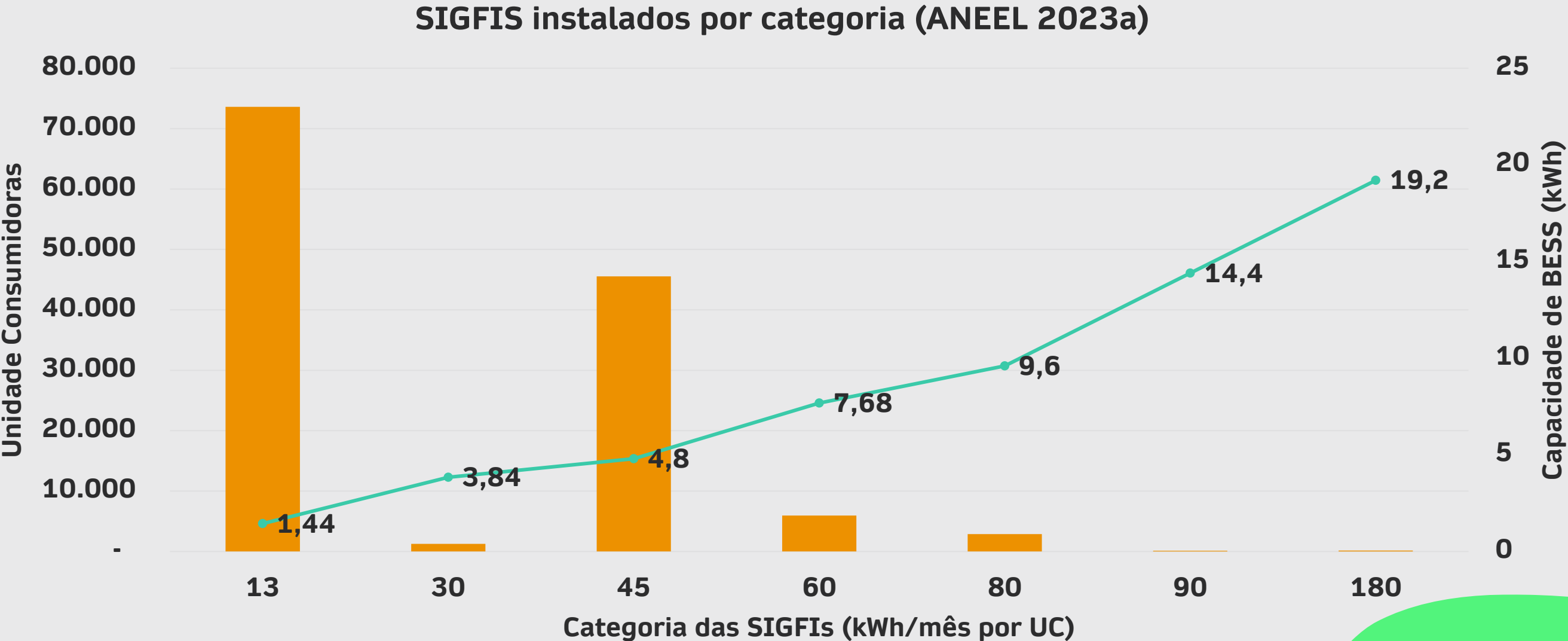
- Off-grid público – SISOL
- **Off-grid público – SIGFIs e MIGDIs**
- Off-grid privado – Eletrificação Rural
- Em frente ao medidor – Reserva de Capacidade
- Atrás do medidor – C&I



Segundo levantamento da ANEEL, há 130.052 de SIGFIs intalados



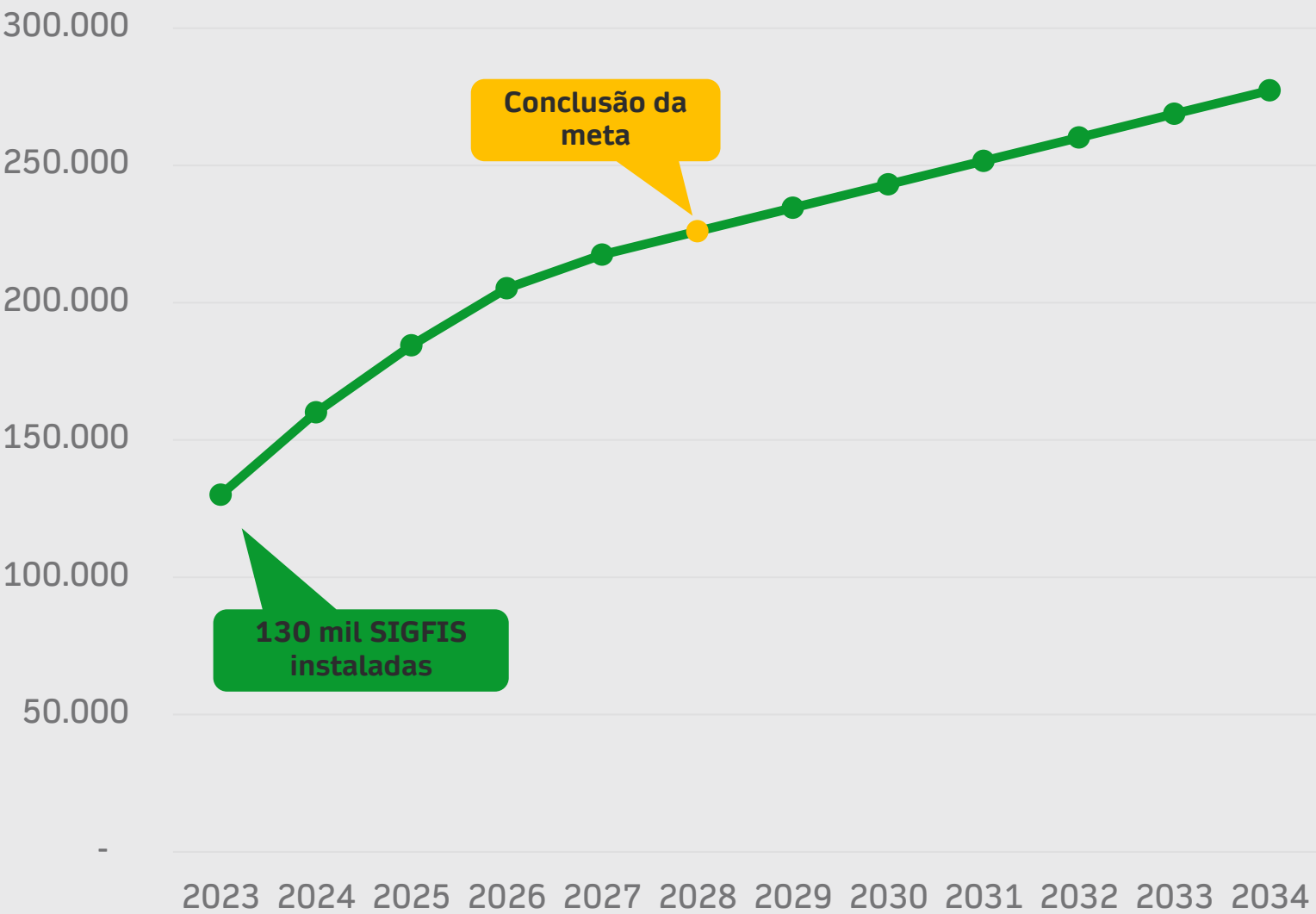
As SIGFIs são categorizadas pela **disponibilidade mensal garantida (kWh/ mês UC)** podendo ser: 13, 30, 45, 60, 90 e 180



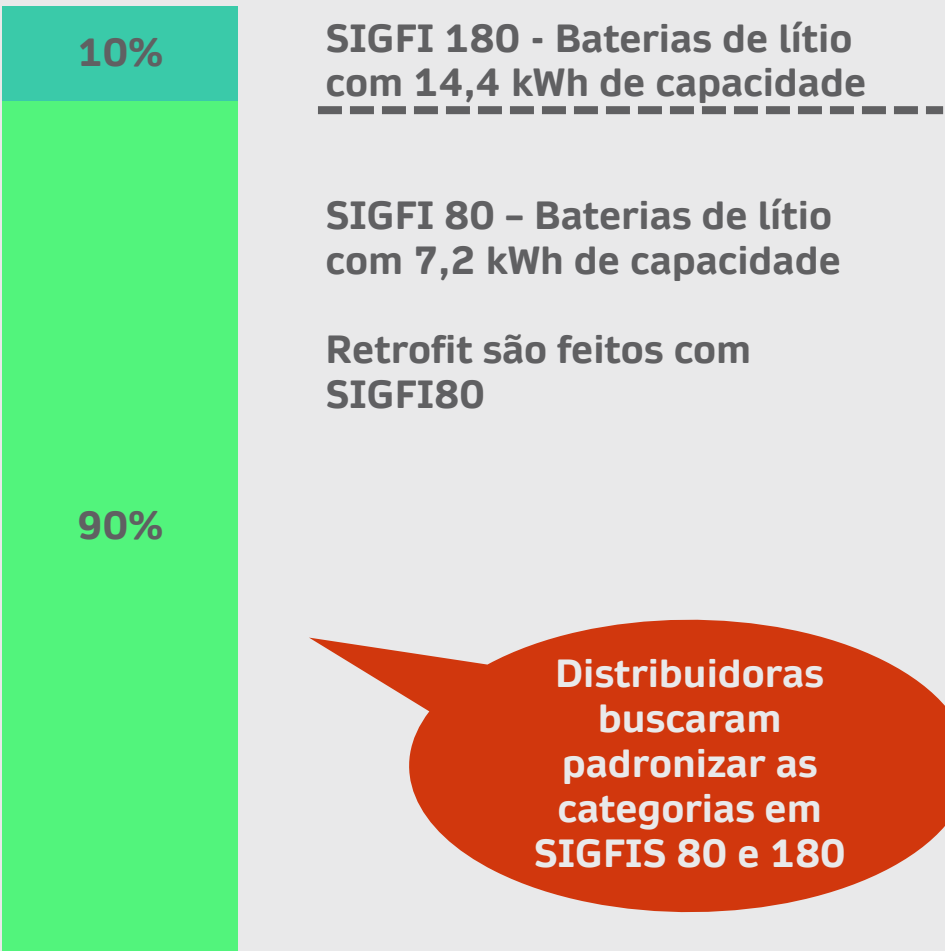
Metas estipulam garantir o acesso à eletricidade de 226 mil unidades consumidoras na Amazônia Legal até 2028



Projeção do crescimento das SIGFIs

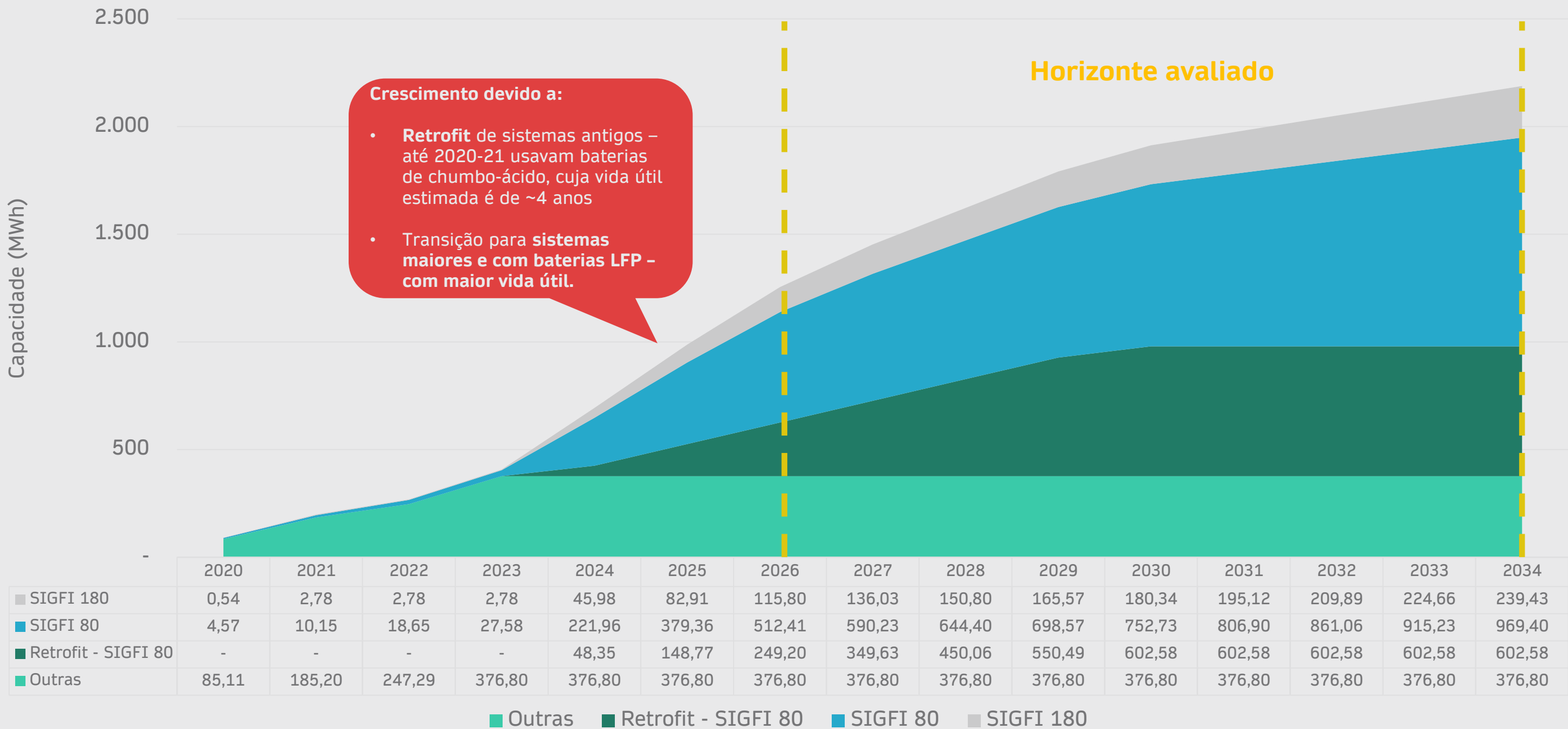


Distribuição das UC por Disponibilidade de Potência a partir de 2024



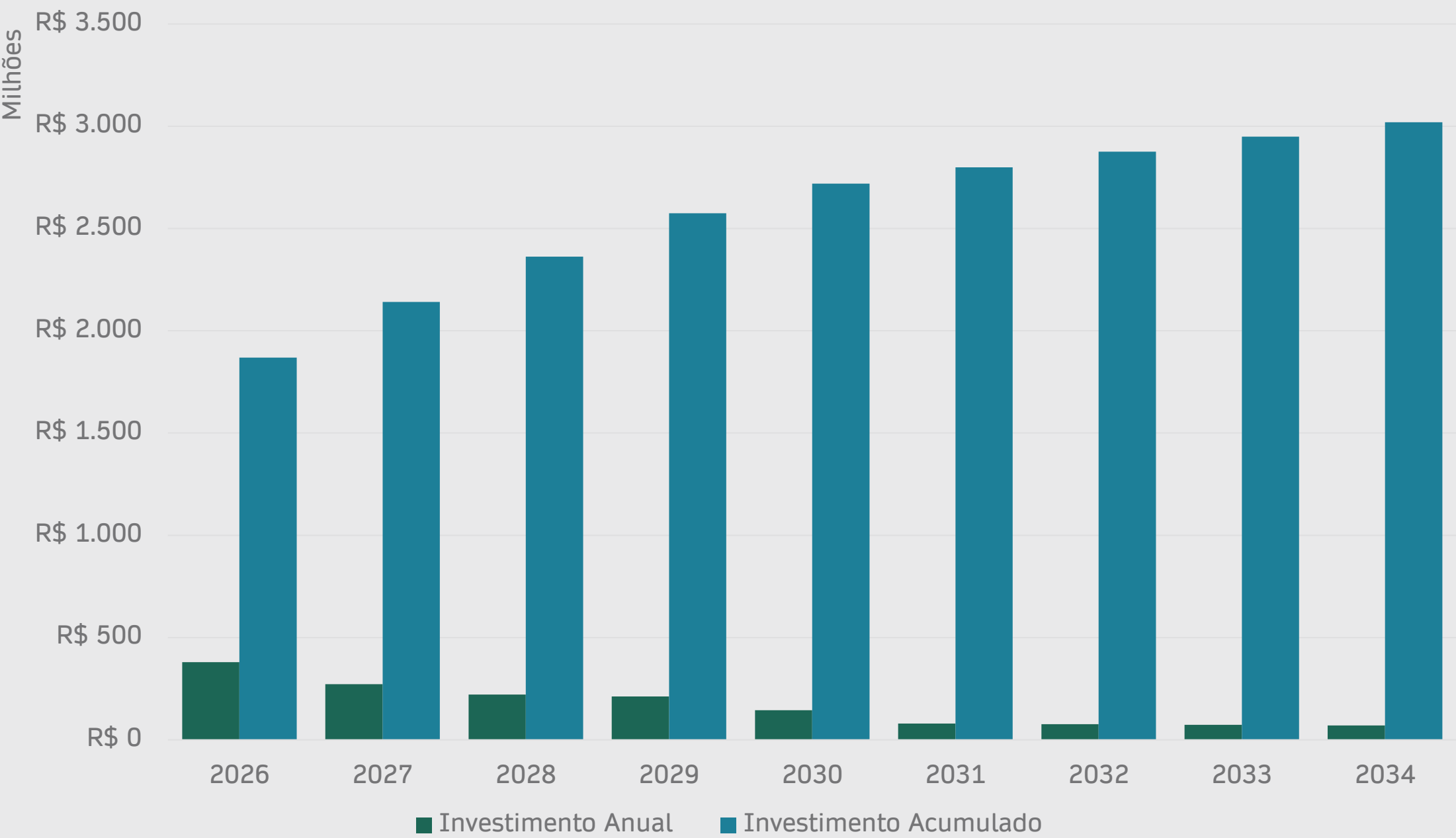
Premissa com base em levantamento com associados da ABSAE que estão implantando diretamente SIGFIs e MIGDIs

Estima-se que as SIGFIs e MIGDIs em 2034 haverão ~2,2 GWh em sistemas de armazenamento



Estima-se que as SIGFIs e MIGDIs serão investidos

R\$ 3 bilhões até 2034 em baterias



Premissas:

- CAPEX da bateria representa **20%** do total de uma SIGFI
- **30%** de Serviços e BOS
- **25%** de logística interna

SIGFI 80 como referência, baterias de 48V/150Ah

Tópicos abordados



- Off-grid público – SISOL
- Off-grid público – SIGFIs e MIGDIs
- **Off-grid privado – Eletrificação Rural**
- Em frente ao medidor – Reserva de Capacidade
- Atrás do medidor – C&I

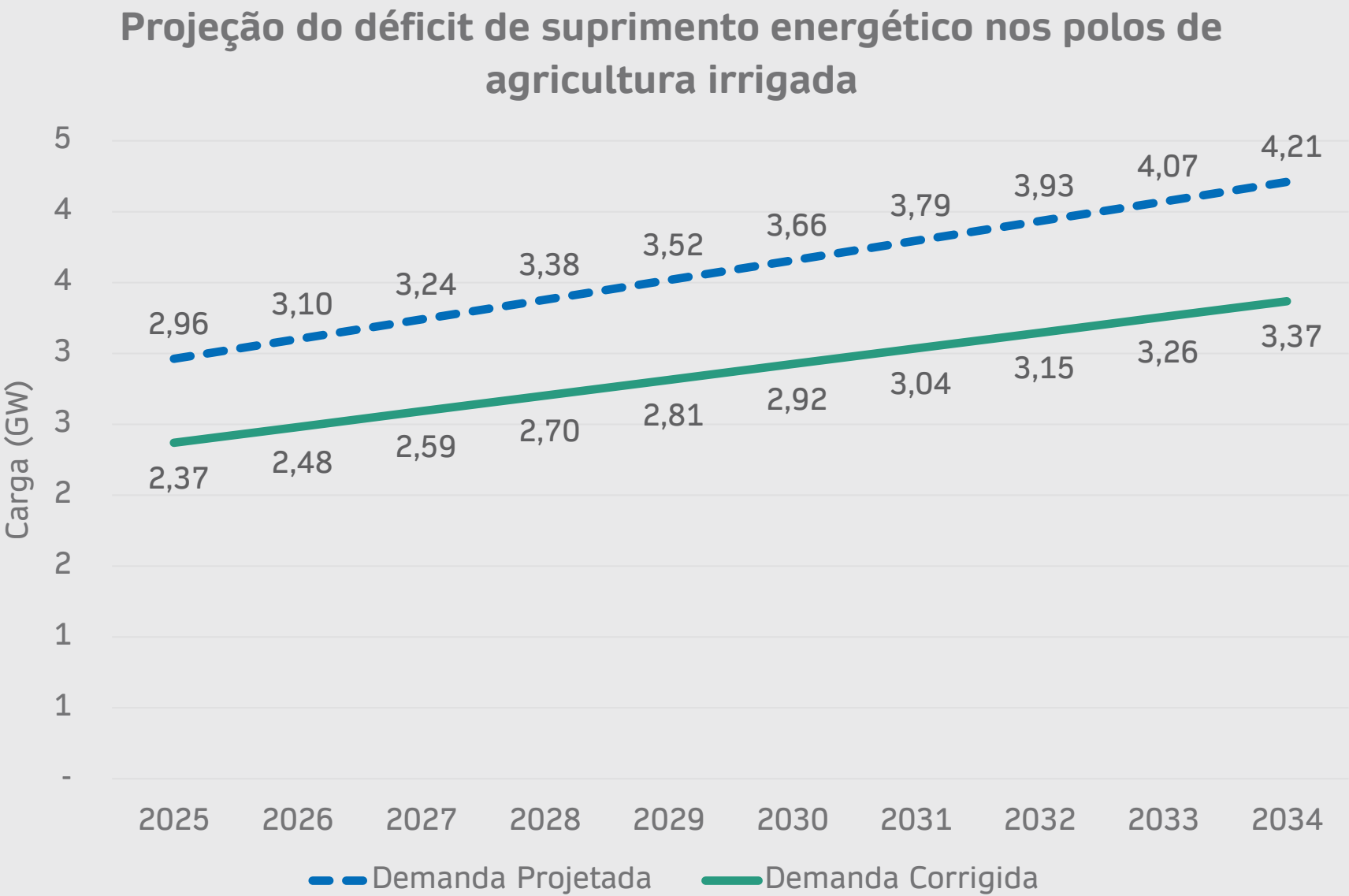


Conforme estudo da CNA (2025), em 2022 tivemos 2,5 GW de déficit de energia nos polos de Agricultura Irrigada



Diagnóstico Energético para Irrigação no Brasil

- **Cenário Futuro:** Estudo projeta um déficit de energia de **4,2 GW até 2034** para atender à agricultura irrigada (**Demanda Projetada**)
- **Análise de Dados:** A metodologia cruza dados georreferenciados da ANEEL, ANA e ESALQ, mas assume premissas que **superestimam** o potencial de demanda
- **Diretriz Estratégica:** Recomenda-se usar **80% do déficit** como base para o planejamento de políticas e investimentos, garantindo uma abordagem mais realista (**Demanda Corrigida**)



Fonte: CNA com base em BDGD (Base de Dados Geográficos da Distribuidora – ANEEL), ANA (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, ESALQ (Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz – USP)

Breakdown da metodologia aplicada pela CNA no estudo

“Avaliação da demanda energética na Agricultura Irrigada para apoio na condução de políticas públicas do planejamento setorial”



Coleta e mapeamento dos dados

- **Demanda atual:** mapas de calor (kW/km²) das regiões Brasileiras que mostram a potência elétrica das UCs irrigantes conectadas à rede elétrica - BDGD
- **Demanda Equivalente:** mapeam toda a área irrigada (ANA) e multiplicam pela potência específica de irrigação (kW/hect) com base em dados estatísticos de 6.700 pivôs reais

Análise e cálculo do déficit

- **Déficit de demanda (demanda reprimida) = Demanda Equivalente - Demanda Atual**
- **Demanda equivalente:** sobrestimação instrínseca, pois não considerou a diversidade entre os plantios e taxa efetiva de ocupação do território por irrigação

Projeção

- **Projeção da Demanda Futura:** dados de potencial de expansão da agricultura (ESALQ), projetou-se a **Demanda Equivalente para 2040.**

Convertemos o déficit em Potência (GW) para Capacidade (GWh) através da interpolação com o cenário de referência



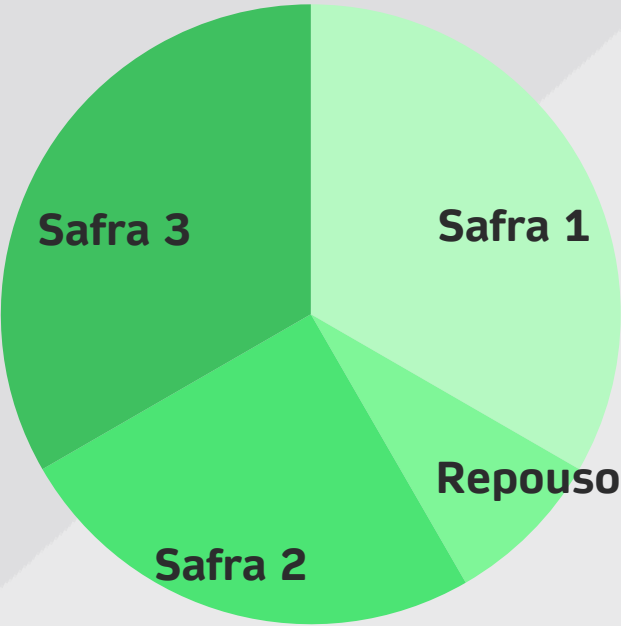
Cenário referência de hibridização para 100 hectares de agricultura irrigada

Parâmetros referência para estruturação da curva de carga típica

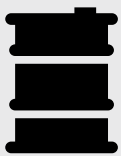
100 ha

03 safras anuais

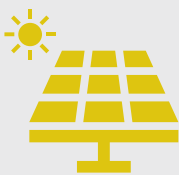
2.500 horas anuais de funcionamento para os pivôs de irrigação



DIMENSIONAMENTO DE UM CENÁRIO TÍPICO



290 kWe de Geradores a Diesel



290 kWp de FV



360 kWh de BESS
180 kW/0.5C

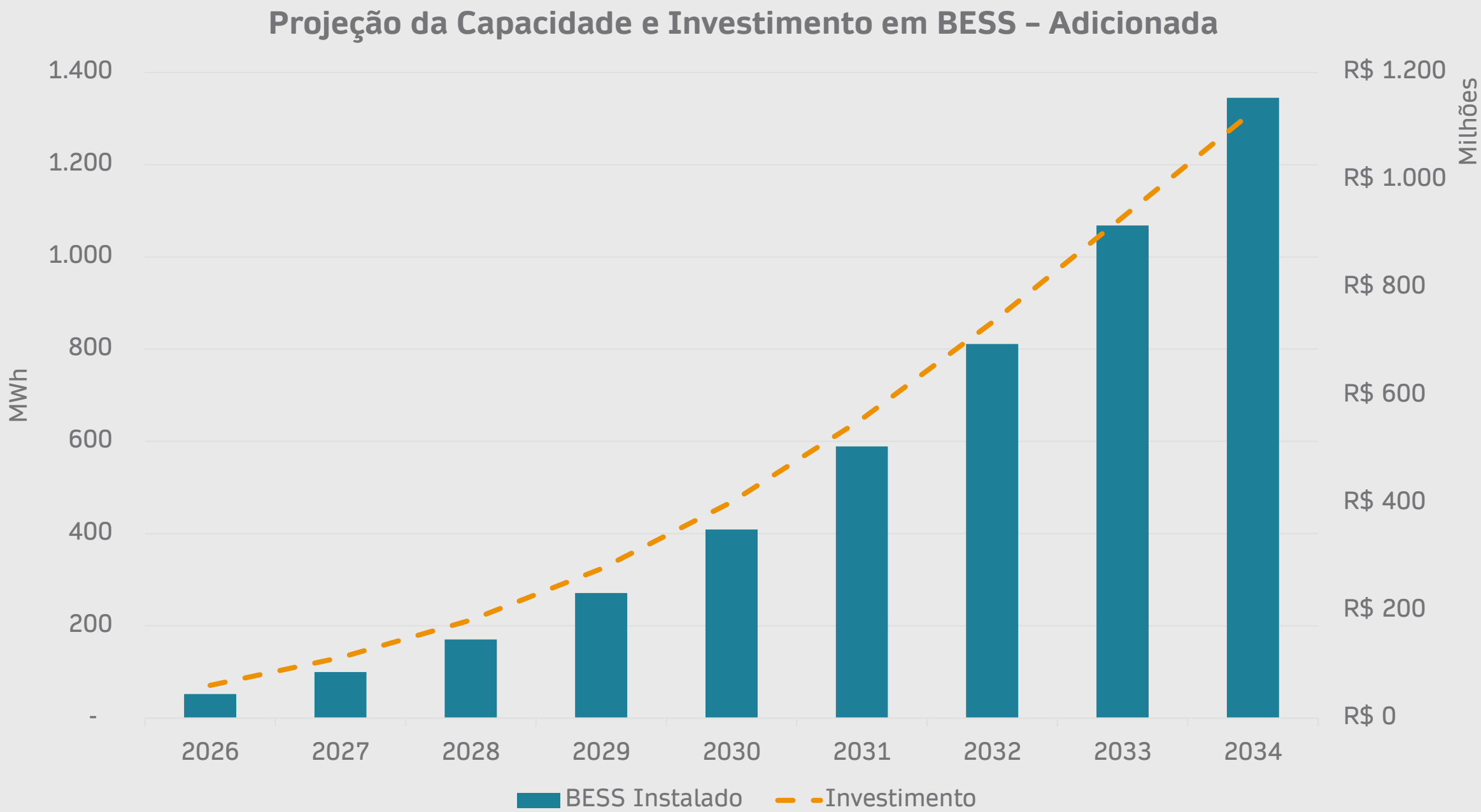
Participação Renovável

Diesel
29,9%

Renovável
71,3%

- ✓ **3,17 anos** de *payback*
- ✓ **77 mil litros** de Diesel evitados por ano
- ✓ **208 toneladas** de CO2 evitadas por ano

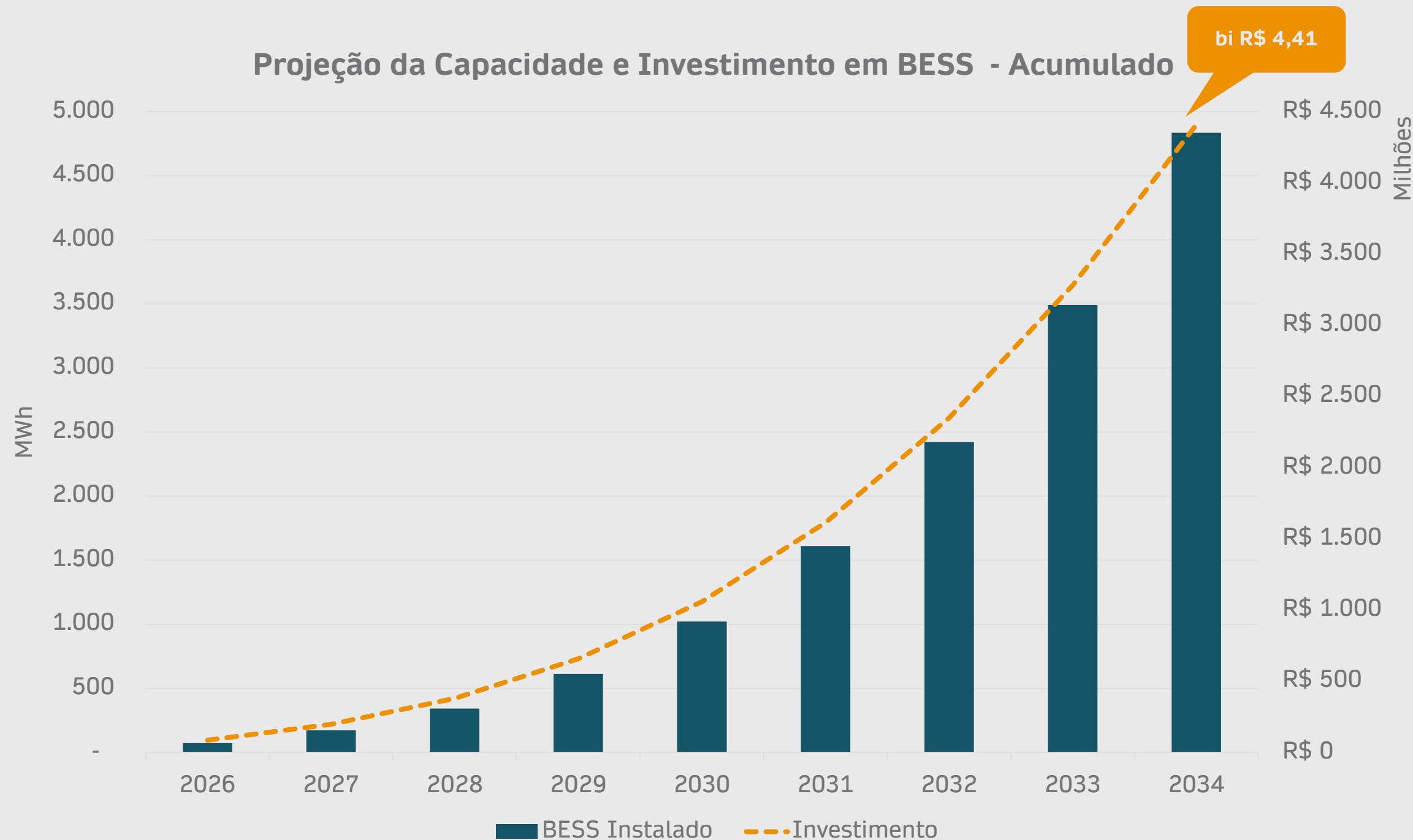
Ano a ano do armazenamento para sistemas Off-grid privados



Premissas adotadas:

- Taxa de adoção conforme metodologia 4MD

Para o segmento Off-grid Privado, em 2034 a demanda de armazenamento será de ~4,8 GWh



- Resultados obtidos:**
- ✓ **1.031 milhões de litros de diesel evitados**
 - ✓ **2.763 mil de toneladas de CO2 evitadas**
 - ✓ **~50% do deficit atendido por sistemas híbridos (FV + BESS)**

Tópicos abordados

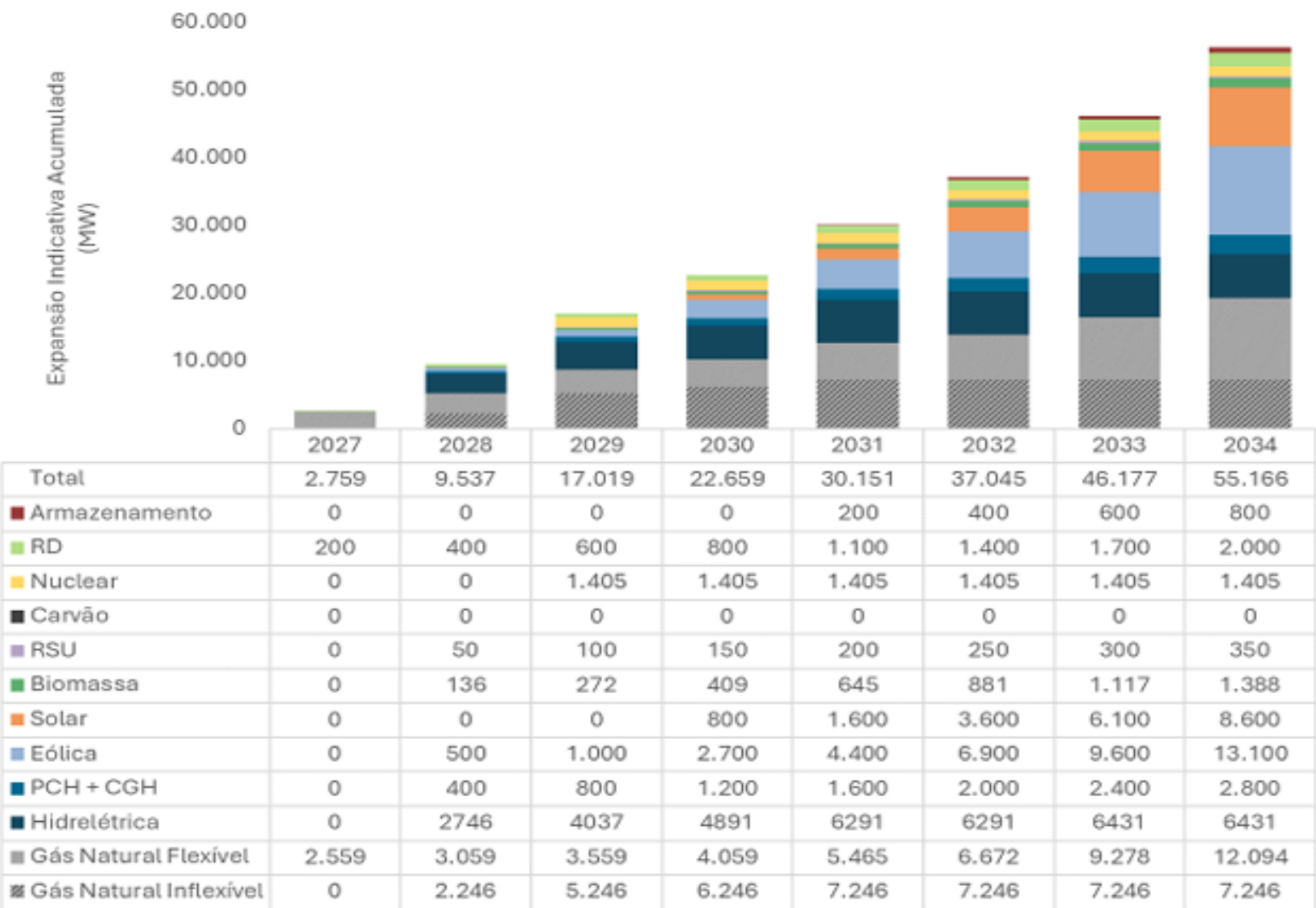


- Off-grid público – SISOL
- Off-grid público – SIGFIs e MIGDIs
- Off-grid privado – Eletrificação Rural
- **Em frente ao medidor – Reserva de Capacidade**
- Atrás do medidor – C&I



Segundo a EPE, as usinas renováveis devem continuar a liderar a expansão da rede elétrica – *baterias ainda têm uma participação tímida*

Figura 3-20 - Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência



Fonte: Elaboração EPE.

Expansão da rede acontece majoritariamente por fontes intermitentes - 29 GW de novas UFVs + EOLs

Atendimento a potência -

- 14,7 GW de termelétricas - ~7,2 GW de termelétricas inflexíveis com obrigação legal (“jabuti”);
- 9,8 GW de usinas hidrelétricas (UHE + CGH + PCH);
- 4,6 GW de usinas retrofit (~2,5 GW contratadas no LRCAP 2021);
- 2 GW de resposta de demanda;
- 800 MW de baterias;

Projeção baseada no Modelo de Decisão de Investimentos do PDE 2034

O que é?
Modelo computacional open-source usado no PDE 2034 para **simular decisões de investimento em energia**. Prevê a expansão de cada tecnologia no sistema elétrico brasileiro, em potência instalada.

Adaptação NewCharge
Os parâmetros utilizados foram os mesmos do arquivo **“Dados do Cenário de Referência PDE 2034”** sem caso base. Atualizamos as premissas de CAPEX do BESS para valores mais adequados ao mercado atual.

Estudos de Apoio do PDE 2034

Arquivos▲		
Tipo	Documento	Tamanho do arquivo
	Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – Código Fonte PDE 2034	309 KB
	Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – Dados do Cenário de Referência PDE 2034	3091 KB
	Newave – Deck de arquivos Cenário de Referência PDE 2034	1335 KB
	Balanço de Potência (BP) - Deck de arquivos Cenário de Referência PDE 2034	126536 KB
	CasoBase Balanço de Potência - PDE 2034	127301 KB
	CasoBase Newave - PDE 2034	1459 KB
	NT - Projeções de Preços de Gás Natural no Brasil: Atualização Metodológica	1861 KB
	Dados PDE 2034 - Empreendimentos Transmissão - LTs e SEs	143 KB

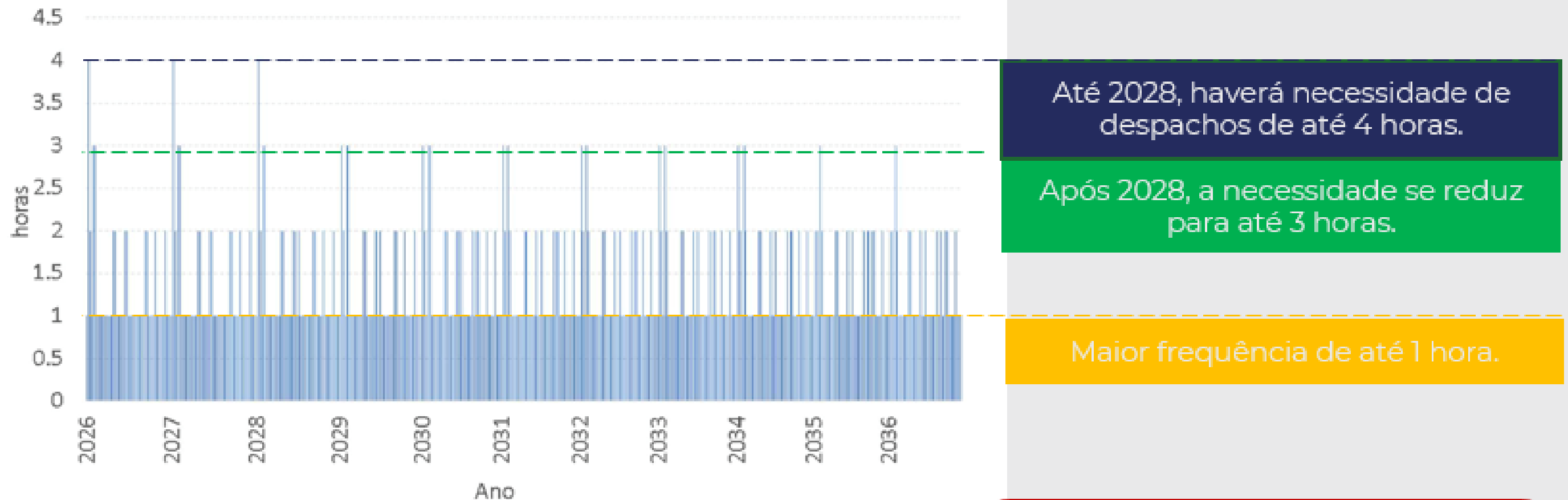
Premissas aletradas	Faixas de Preço (conforme COD)	Cenário Referência (2029 e 2031)	Novo Cenário (2027 e 2029)
Investimento (R\$/kW)	Faixa 1	6.700	5.450 (4horas)
	Faixa 2	6.000	3.741 (3 horas)
Encargos (R\$/kW.ano)	Faixa 1	290	192,20
	Faixa 2	270	112,64

Premissas utilizadas para o cálculo dos Encargos (R\$/kW.ano)		
TUST (Média da TUSTg + TUSTc) (após 2029 apenas TUSTg)	14,50	R\$/kW.mês
Expectativa RAF	1.300	R\$/kW.ano
TFSE	0,40%	% RAF a.a.
P&D	1%	% RAF a.a.

Autonomia dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Critério para adoção de sistemas com 4 e 3 horas de autonomia

1. A EPE afirma que até 2028, a necessidade da capacidade do BESS seja para até 4 horas. A partir disso se torna uma necessidade de 3 horas

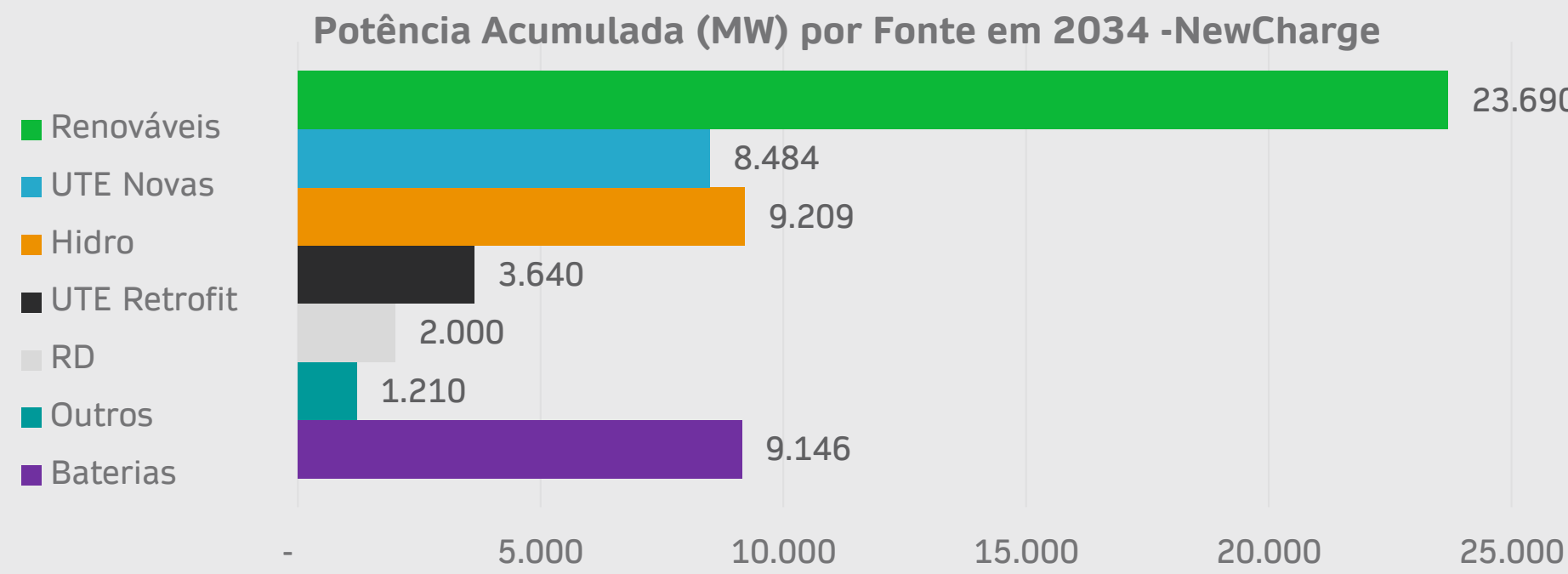
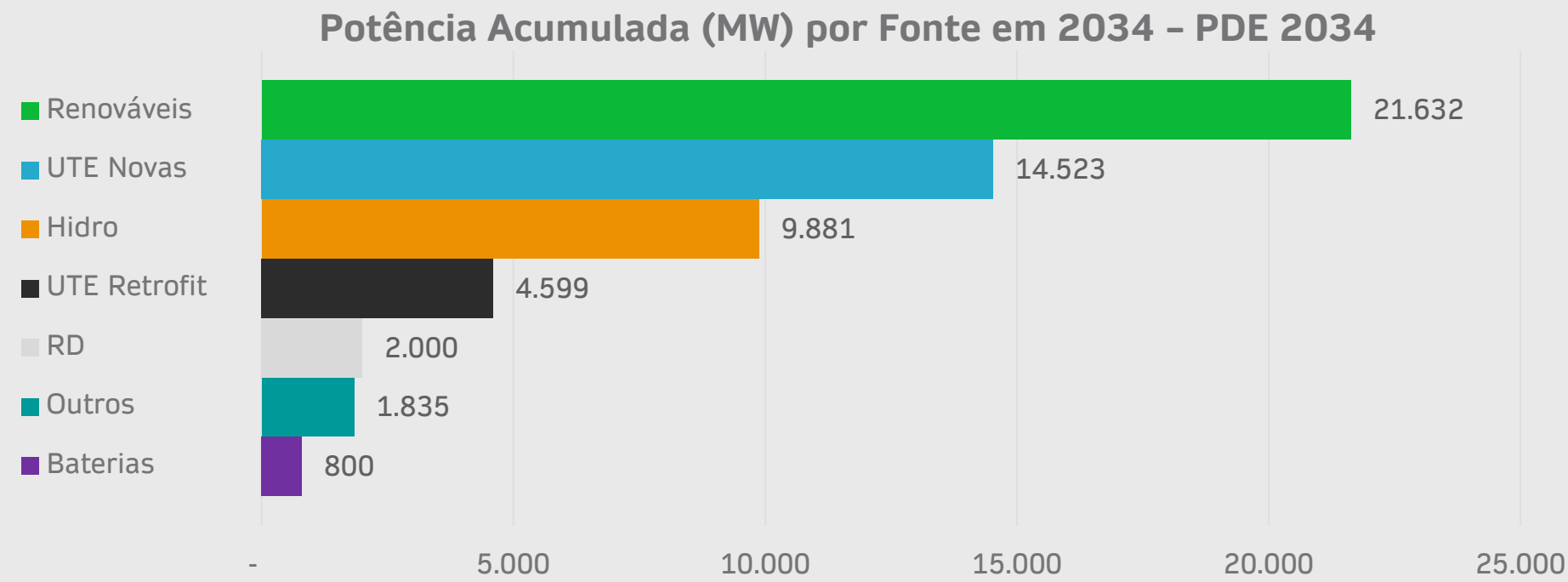


O BESS deverá representar 16% da expansão de potência instalada até 2034, chegando a 9 GW na Matriz Elétrica Brasileira

Previsão de atendimento da demanda de potência por fonte



Comparação dos cenários simulados no MDI – PDE 2034 vs. NewCharge



Insights relevantes

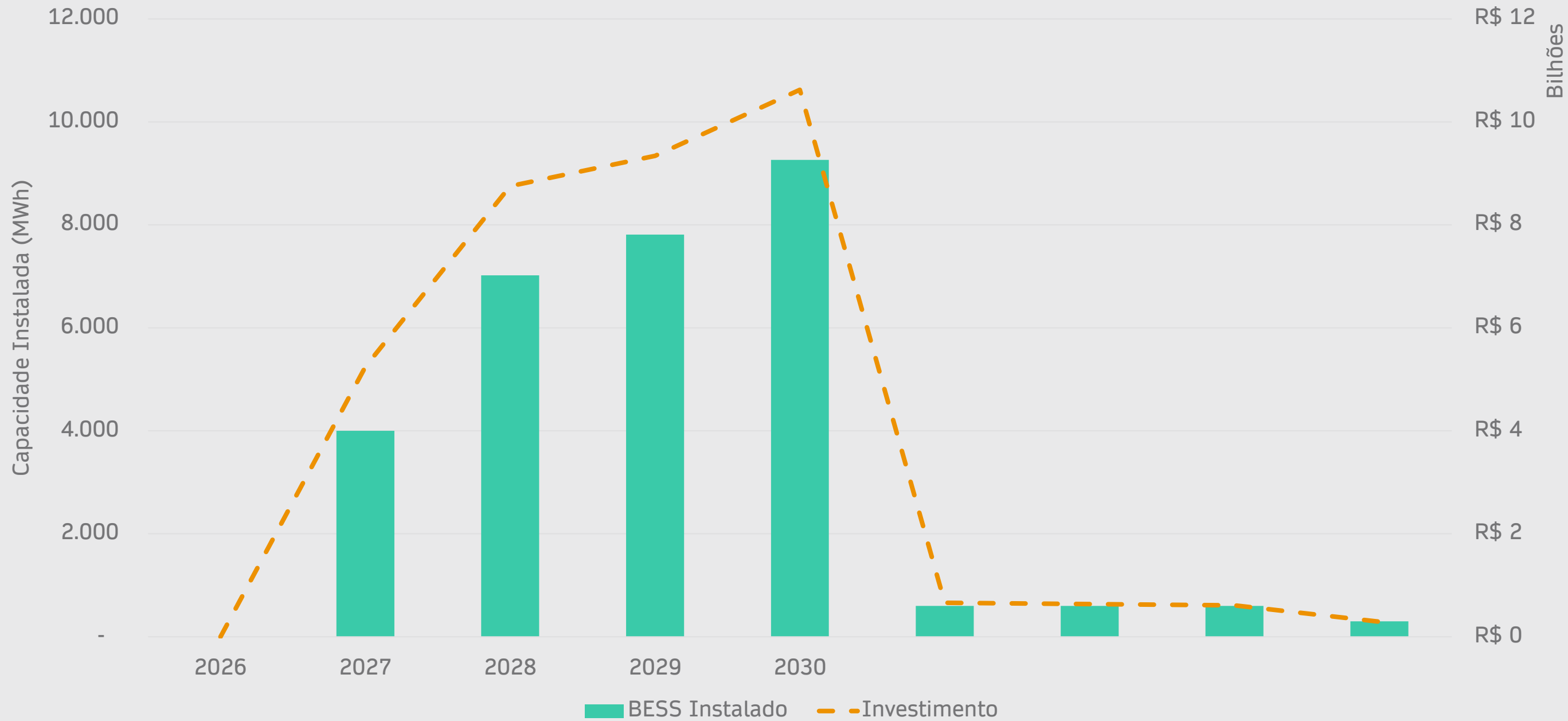
- Expansão significativa de BESS como opção suprimimento de demanda energética
- As baterias vão reduzir a expansão de termelétricas em 7 GW e permitir 2 GW em mais fontes renováveis

Oportunidade

- 2GW de resposta de demanda podem ser atendidas parcialmente por consumidores com BESS utilizados para aplicações C&I, podendo ser um potencial upside de empilhamento de receitas.

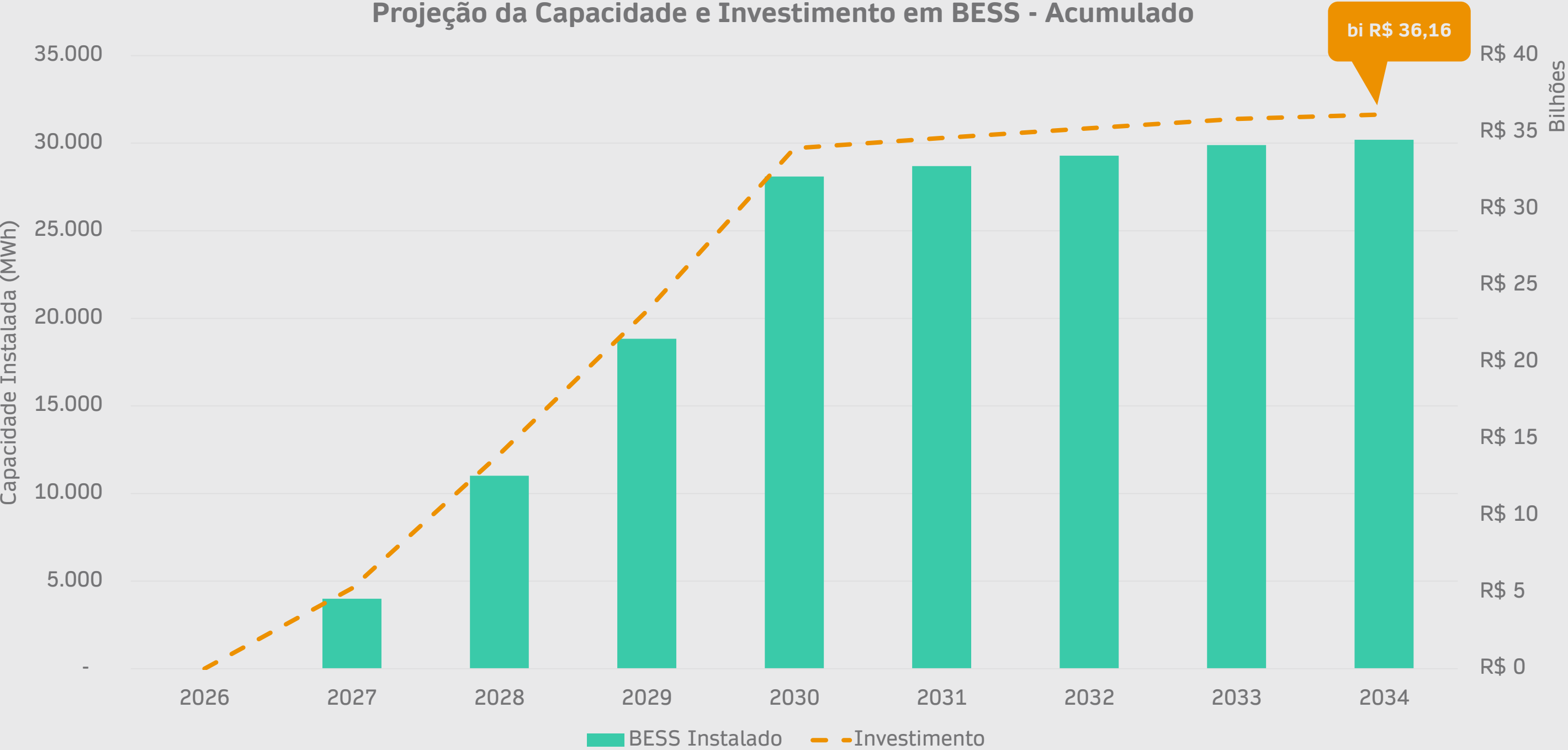
Ano a ano do armazenamento para reserva de capacidade

Projeção da Capacidade e Investimento em BESS - Adicionado



Conforme o MDI, a capacidade instalada de baterias estima-se ser ~30 GWh em 2034

Projeção da Capacidade e Investimento em BESS - Acumulado



Box temático: a transmissão de distribuição podem ser grandes mercados para o BESS em frente ao medidor

A inclusão de sistemas de armazenamento na transmissão e distribuição pode representar um mercado extremamente atrativo, considerando não só o potencial técnico da solução, mas também a economicidade que essas alternativas podem proporcionar. No entanto, a estruturação desse mercado enfrenta desafios significativos, sobretudo devido à natureza regulada e monopolista desses segmentos.

No caso da transmissão, a implantação de **reforços ou novos ativos depende essencialmente do planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, que avalia, dentre as soluções tecnicamente possíveis para a região em questão, a solução com menor custo global. Assim, a adoção de novas tecnologias depende de que estes ativos sejam integrados da maneira correta ao portfólio de soluções do planejador.

Neste interim, em novembro de 2022, o **primeiro sistema de armazenamento de grande porte do país com 30 MW e 60 MWh** entrou em operação na subestação de Registro, em São Paulo. O ativo, aprovado como um reforço de rede com Receita Anual Permitida (RAP) associada, passou a atender o litoral sul paulista em períodos de alta demanda, como feriados prolongados, evitando sobrecargas sazonais na linha de transmissão 138 kV Embu-Guaçu – Mongaguá. Na época, as obras de expansão previstas para a região, incluindo a SE Manoel da Nóbrega e sua conexão com a SE Henry Borden, apresentavam atrasos críticos. A adoção do armazenamento como reforço permitiu garantir a segurança do suprimento durante o verão de 2022, substituindo com sucesso a necessidade de soluções emergenciais como geradores a diesel.

No total, a EPE projeta **até 2034 um total de investimentos de R\$ 128,6 bilhões em ativos de transmissão**, porém mesmo tendo incluído recentemente o BESS no portfólio de tecnologias a serem avaliadas, o planejamento não tem soluções de BESS previstas até momento. Todavia, considerando volumes totais de investimento, mesmo uma participação irrisória no mercado já poderia representar valores bilionários.

Na distribuição, apesar de possuir um planejamento realizado diretamente pela distribuidora, tratando-se de monopólio natural, há necessidade de que nos períodos de revisão tarifária a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) avalie os investimentos realizados sob a ótica da economicidade e só então o ativo pode integrar a base de remuneração da distribuidora. Assim, sendo o armazenamento uma nova tecnologia, **o risco de glosa destes investimentos ainda é um grande impedimento**. Neste segmento, para além de iniciativas de P&D, ainda não se tem visto projetos comerciais em operação.

A distribuição, **segundo dados da ANEEL, deve movimentar do ano de 2025 até 2029 um montante superior a R\$ 235 bilhões em novos investimentos**, podendo ser, um mercado para BESS até mesmo maior que o mercado de transmissão.

Há de se pontuar que, um sistema de armazenamento, diferente de uma solução convencional, é uma solução de fácil transporte, assim, para ambos os segmentos, o conceito de **BESS móvel, no qual um ativo permanece em uma determinada região por um período determinado**, podendo ser em períodos de alta sazonalidade, ou mesmo para garantir suprimento até a chegada de um reforço convencional.

Referências:

¹ EPE, PDE 2034

² ANEEL, Plano de Desenvolvimento da Distribuição 2025-2029.

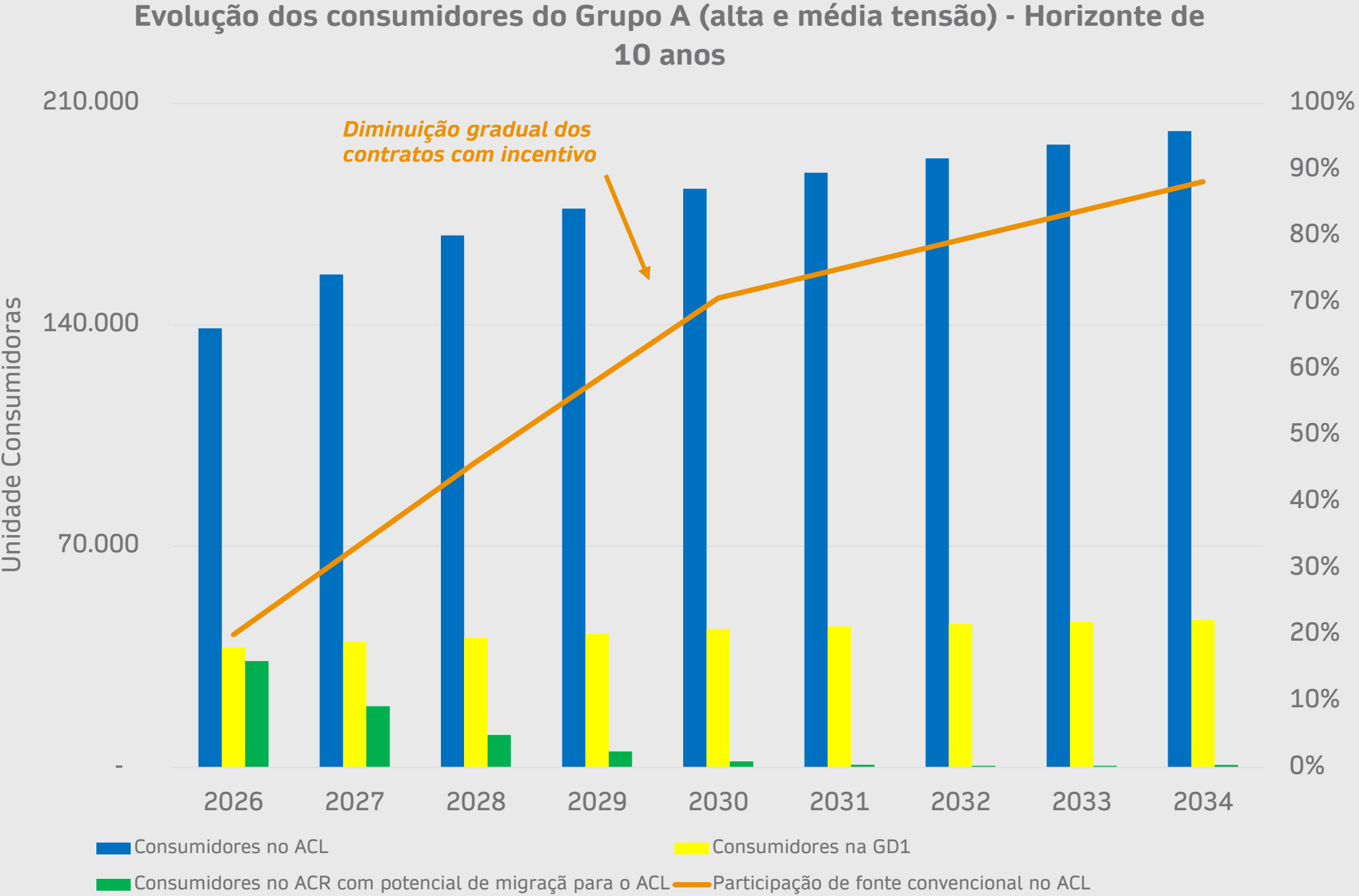
Tópicos abordados



- Off-grid público – SISOL
- Off-grid público – SIGFIs e MIGDIs
- Off-grid privado – Eletrificação Rural
- Em frente ao medidor – Reserva de Capacidade
- **Atrás do medidor – C&I**



O mercado para clientes em média tensão está em plena evolução – *isso deve beneficiar a adoção de BESS*

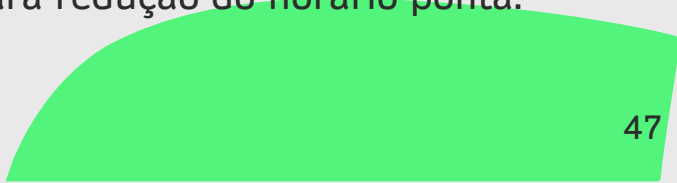


Funcionalidade vislumbrada: redução o consumo no horário de ponta (*loadshifting*).

Abertura do mercado livre: Possibilidade de migração para o mercado livre para qualquer consumidor em média tensão Portaria MME nº 50/2022 – premissa de migração em grande parte nos próximos 2 a 3 anos.

Retirada de subsídios: MP 1.300/2025 e outras iniciativas de modernização do setor elétrico, preveem a retirada gradual dos subsídios para fontes incentivadas – em linha com a média dos prazos contratuais no ACL. Prevê-se que após 2026, com uma eventual aprovação de mecanismo deste tipo, a migração para fonte convencional ocorrerá na proporção do vencimento dos contratos atuais.

Geração distribuída: consumidores que já têm GD1, permaneceram no sistema de compensação de energia e não migrarão para o ACL no prazo de vida útil de seus sistemas – todavia, podem ser consumidores adotantes de BESS para redução do horário ponta.

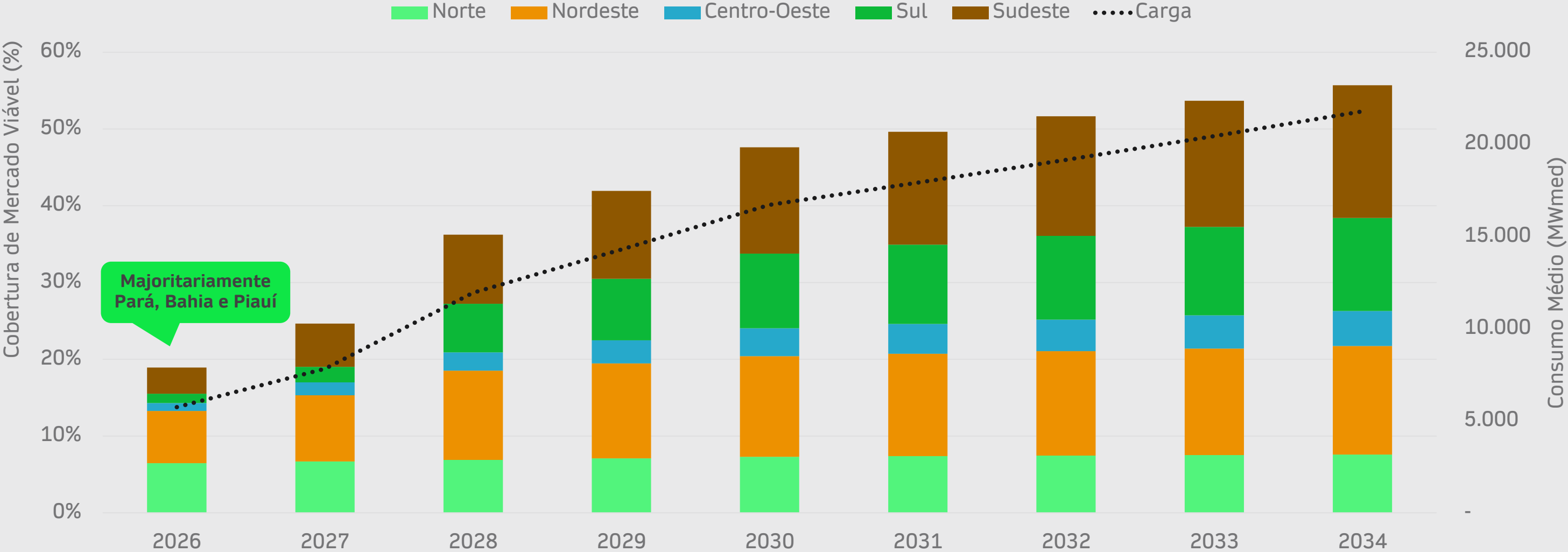


Evolução anual da viabilidade econômica



Metodologia de Avaliação: análise de fluxo de caixa descontado para investimento em BESS, com aprovação condicionada a um *payback* inferior a 4 anos. O modelo de negócios baseia-se em loadshifting, cuja viabilidade econômica está diretamente vinculada à sensibilidade ao delta tarifário das distribuidoras de energia.

Expansão do Mercado Viável para clientes do Grupo A no ACL por Região Brasileira



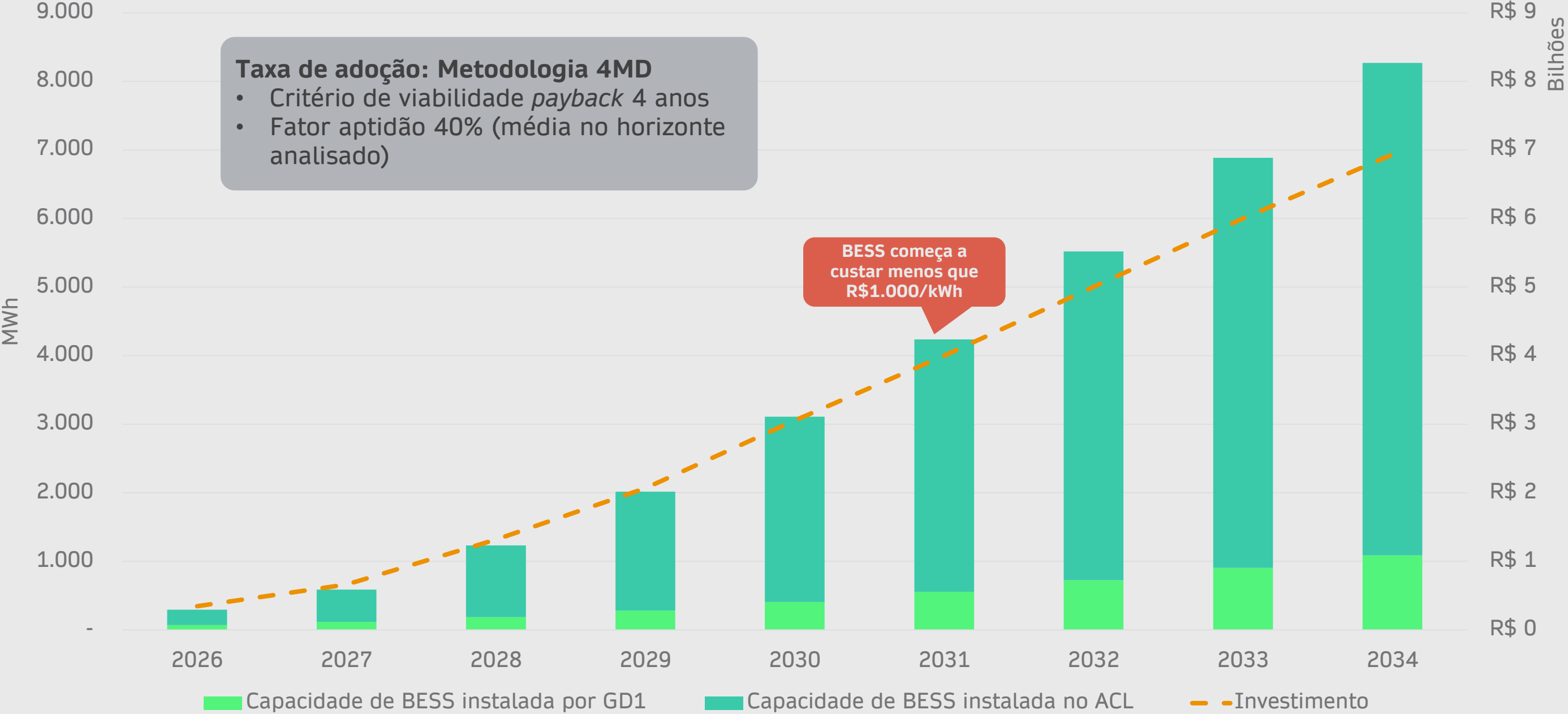
Majoritariamente
Pará, Bahia e Piauí

Estados com cargas relevantes como Distrito Federal, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo não alcançam viabilidade segundo o critério adotado

Ano a ano do armazenamento para C&I (alta e media tensão)



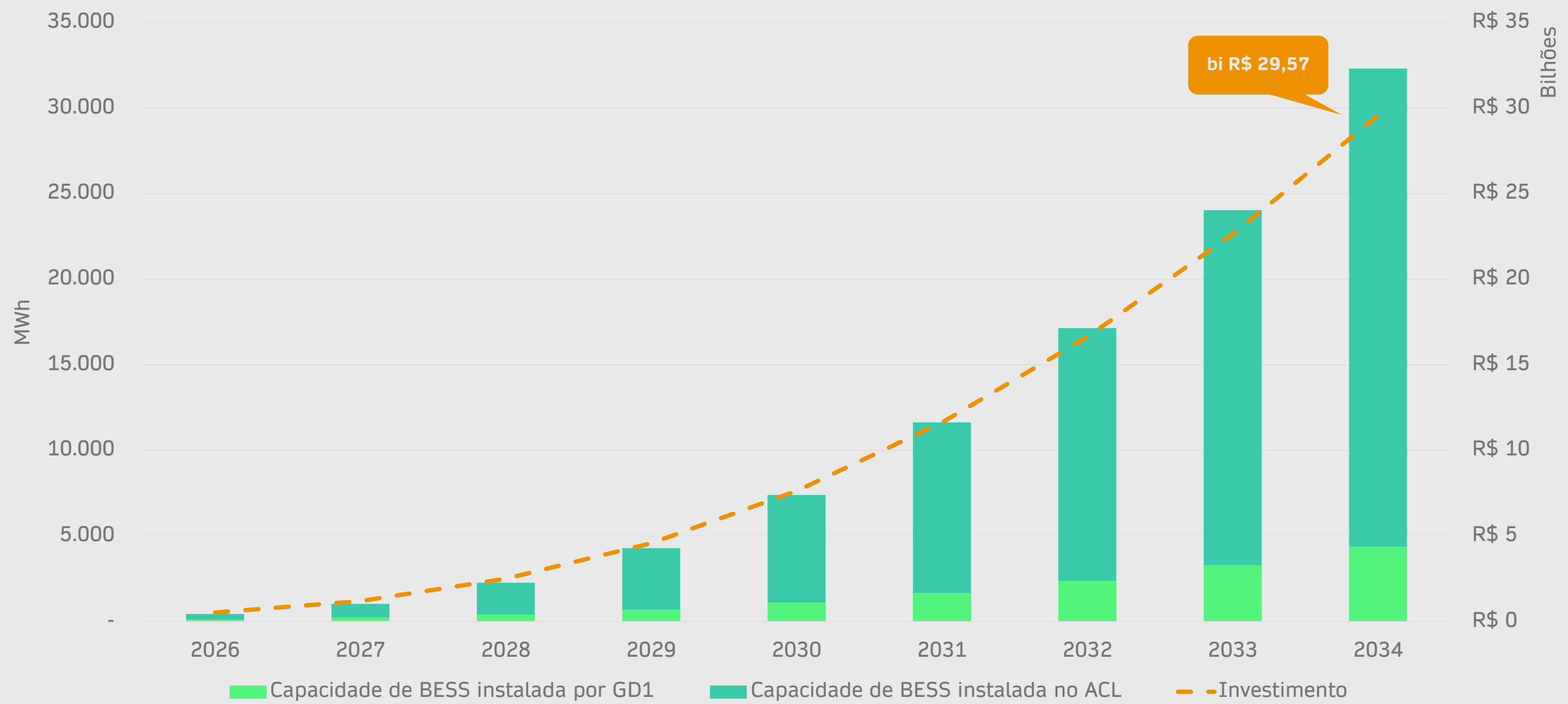
Projeção da Capacidade e Investimento em BESS - Adicionado



A estimativa da capacidade instalada de BESS para o Grupo A é de ~32 GWh em 2034



Projeção da Capacidade Instalada de BESS - Acumulado



Box temático: potenciais sinergias futuras com o mercado da geração distribuída

Atualmente, o uso de sistemas de armazenamento junto a geração distribuída tem sido bastante limitado a aplicações de backup, sobretudo com o advento dos inversores híbridos. Mercado esta ainda bastante nichado, considerando a viabilidade econômica comparada a tecnologias alternativas como o gerador diesel. Mesmo visando o deslocamento do consumo do horário fora ponta para o ponta, a diferença entre as tarifas de energia (TE) torna a atratividade reduzida. Assim, com exceção do mercado de consumidores em média tensão com GD1, para os quais pode-se haver viabilidade econômica, conforme demonstrado no estudo, a viabilidade econômica da tecnologia depende de mudanças nos mecanismos de compensação, sobretudo para consumidores em baixa tensão, onde se encontra a maior concentração de unidades consumidoras.

Olhando para o futuro, **o crescimento acelerado da GD começa a gerar desafios técnicos** significativos para o sistema elétrico, incluindo problemas de reversão de fluxo e *curtailment* causada pela possível falta de demanda nos horários de maior incidência solar e por falta de margem de escoamento. Esses desafios deverão pressionar por **mudanças regulatórias** importantes, potencialmente incluindo a exigência de despachabilidade para sistemas de GD, com controle sobre quando e como a energia é injetada na rede e até mesmo uma eventual obrigatoriedade de instalação de BESS em novos projetos de GD para modular a injeção de energia

Hoje temos mais de **3 milhões** de unidades consumidoras em baixa tensão com MMGD, o que resulta em uma potência instalada de **~32GW**, e estima-se que em **2034** esses números serão mais de **5 milhões** de UCs com **~41 GW** de potência acumulada (ANEEL e EPE). Em um cenário hipotético, mecanismos que possam trazer obrigatoriedade de mecanismos de modulação de geração, por meio de armazenamento, na proporção de **20%¹ da geração diária de novos entrantes, poderiam levar a mais de 11 GWh de baterias instaladas.**

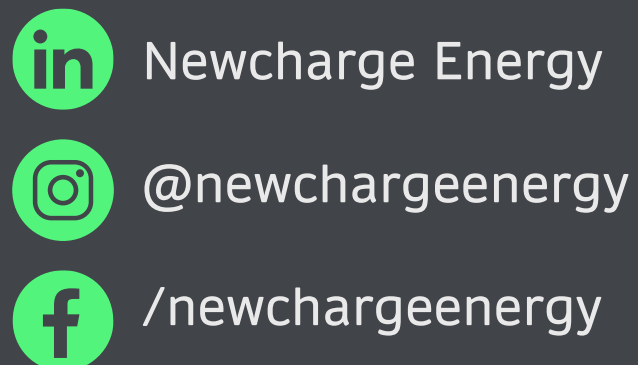
Outro caminho que poderia ser adotado para obter maior sinergia entre as tecnologias poderia ser o **empilhamento de receitas advindas de serviços ancilares como controle de tensão ou frequência, ou mesmo programas de resposta de demanda.** Em 2024, em regime piloto, autorizado pela ANEEL, o ONS conduziu um primeiro mecanismo competitivo para contratação de resposta de demanda, resultando em 93 MW de redução de consumo, no período de 4 horas, por um período de três meses. Remuneração ainda é bastante limitada ~R\$ 70 mil/MW – há um novo mecanismo previsto para o ano de 2025 para atendimento de set/25 até jan/26 – mecanismo com previsão de baterias via agregadores – mecanismos como este podem ser receitas adicionais e potenciais viabilizadores de BESS distribuídos,

¹ 20% é a proporção necessária para enquadramento como fonte despachável, conforme Lei 14.300/2022.

***Entre em contato para
mais informações***



contato@newcharge.com.br
newcharge.com.br



NEWCHARGE
academy



NEWCHARGE
enersmart

