

PDE 2035

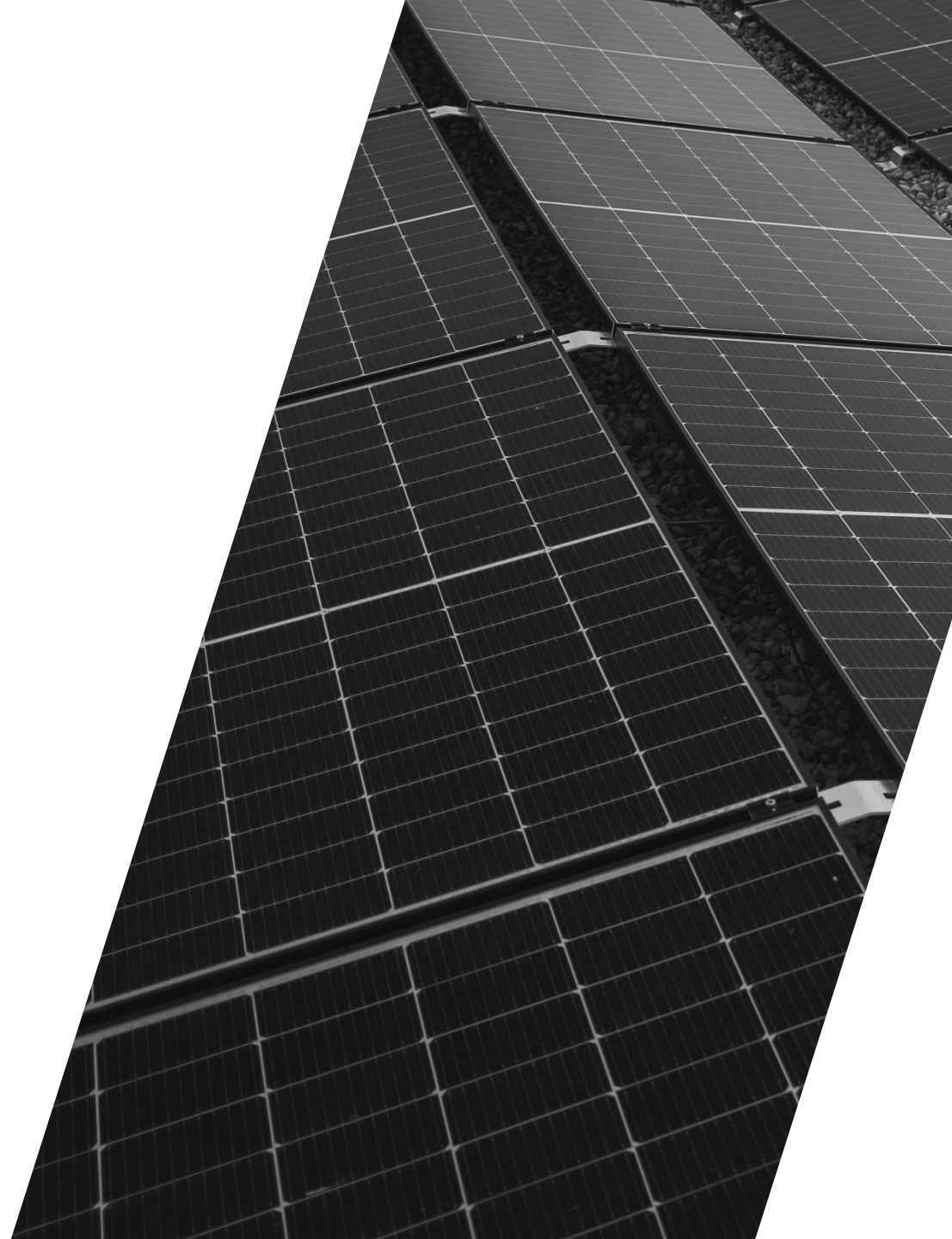
Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor

Julho 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretária Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Gustavo Cerqueira Ataíde

www.mme.gov.br

Composição dos cargos em 26 de junho de 2025

Rio de Janeiro, 2025

Foto da capa: Michael
Pointner, Pexels.



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Escreva o Nome do Caderno Aqui com Iniciais Maiúsculas

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Arnaldo dos Santos Junior

Carla da Costa Lopes Achão

Gabriel Konzen

Gustavo Naciff de Andrade

Autores

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira

Caroline Chantre Ramos

Kevyn Matheus Vieira Nogueira

Simone Saviolo Rocha

Thais Accioly Araujo



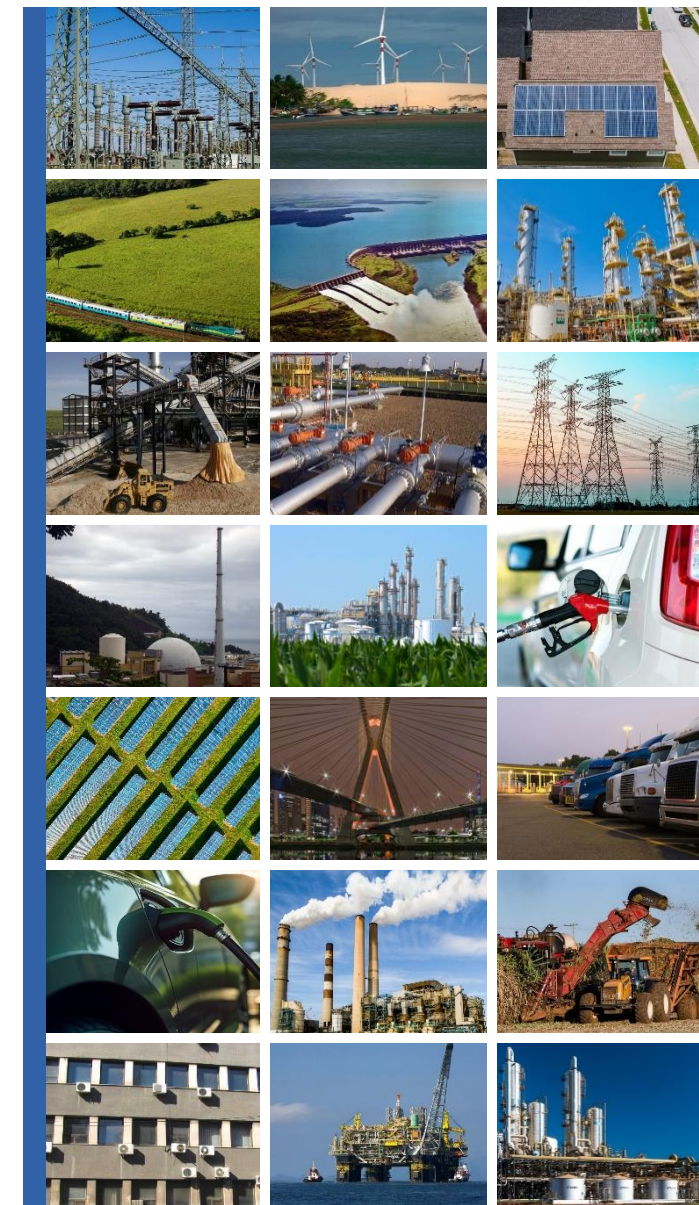
PDE 2035

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor

Valor Público

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orientam a formulação de políticas públicas, ajudam a guiar as decisões de diversas partes interessadas, como governos, empresas e a sociedade civil, e contribuem para a segurança energética do País.

Os Recursos Energéticos Distribuídos representam uma mudança de paradigma no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Integrá-los ao planejamento decenal é essencial para orientar políticas públicas, novos investimentos e a operação do SEB. Por exemplo, as projeções de mini e microgeração distribuída guiam a expansão da geração centralizada e influenciam os modelos de formação de preços no setor. Em termos gerais, as análises apresentadas neste Caderno ajudam a reduzir a assimetria de informação entre os agentes, fornecendo subsídios para uma melhor tomada de decisão por parte de entidades públicas e privadas.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

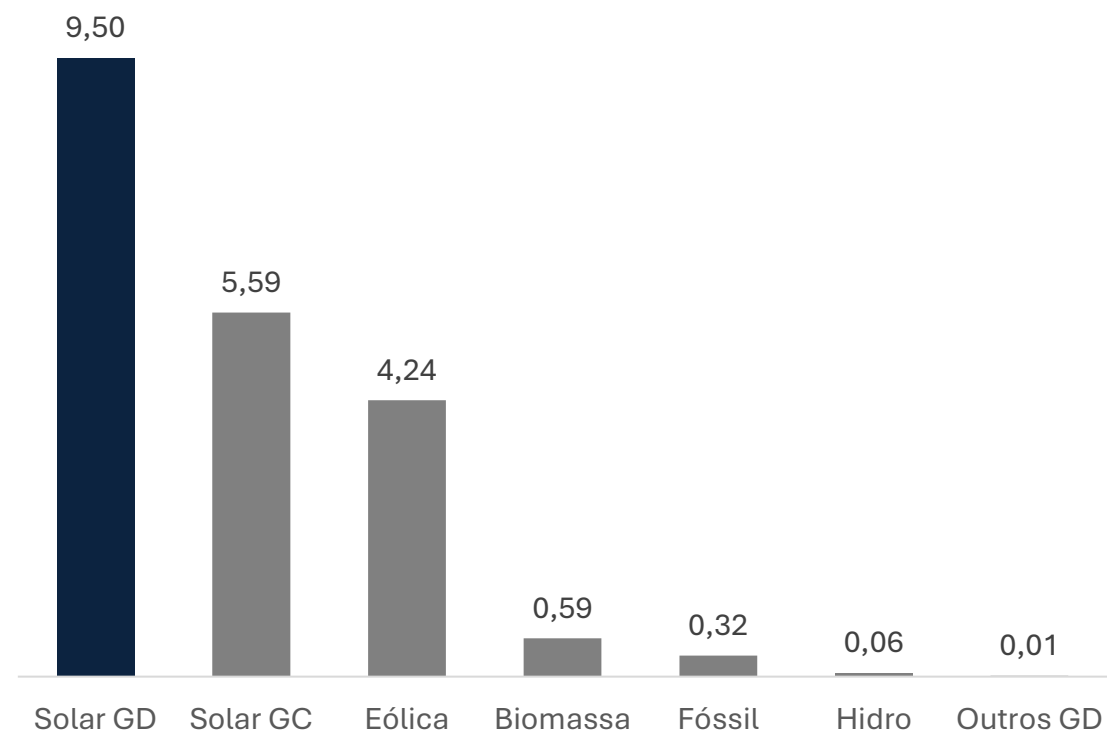
Micro e Minigeração Distribuída

Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) tem se destacado nos últimos anos

A MMGD é protagonista da expansão da capacidade instalada no Brasil. Em 2024, **pelo quarto ano seguido, a fonte solar distribuída superou a expansão das demais fontes** em termos de capacidade instalada.

Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2024 [GW] - Entrada em Operação

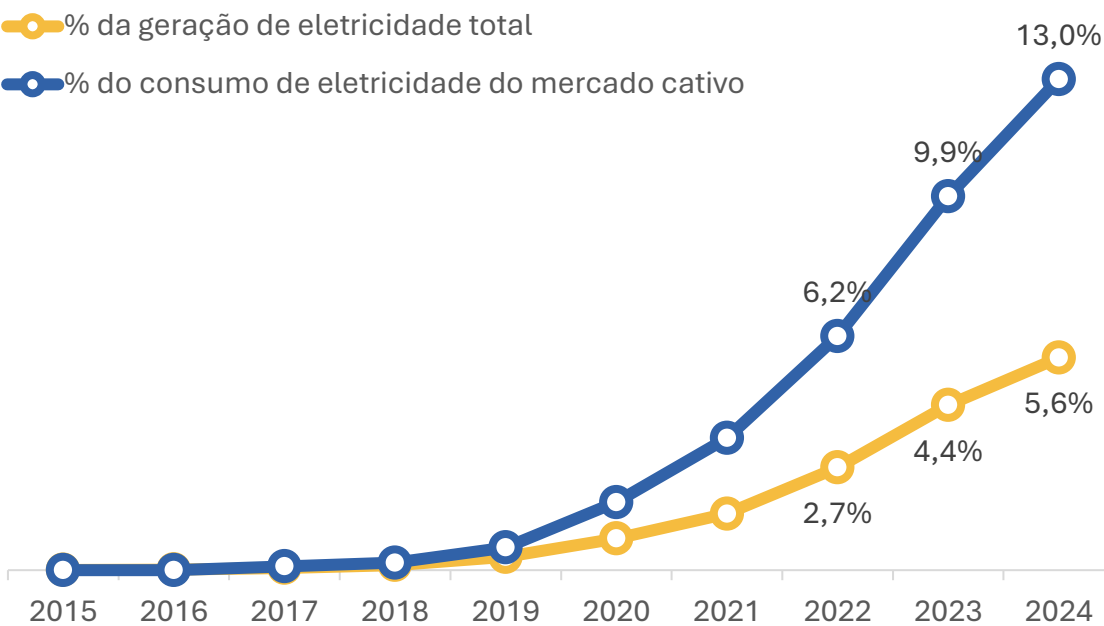
Fonte: ANEEL (2021, 2025)



A MMGD também tem ganhado importância na contribuição energética, representando **5,6% da geração total de eletricidade no Brasil** e cerca de **13% do consumo cativo nacional**.

Participação da MMGD no mercado nacional

Fonte: EPE (2025a, 2025b)



Acesse o [Relatório Síntese 2025 do Balanço Energético Nacional](#) para mais informações.

O marco legal da MMGD no Brasil

Lei nº 14.300/2022

- Em janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300 que cria o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída.

Principais alterações trazidas pela Lei:

- Limite de mini GD FV reduzido de 5 MW para 3 MW;
- Estabelecido conceito de fontes despacháveis: hidro, biomassa, cogeração e FV + baterias;
- Permite sistemas com baterias e sistemas híbridos (regulamentação futura);
- Menor cobrança do custo de disponibilidade;
- Permite plantas flutuantes fracionadas, podendo, em conjunto, ultrapassar o limite de 3 MW;
- Cria Programa de Energia Renovável Social, que prevê contratação de MMGD para atender consumidores de baixa renda.

Como serão as regras de compensação da energia injetada na rede?

- Para geradores existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei: compensação de todas as componentes tarifárias (regra original) até 2045;
- Para novos geradores (solicitaram acesso após 08/01/2023):

Pagamento sobre o crédito:	2023 a 2028	2029+
TUSD Distribuição	Cobrança gradual de 15% a 90%	Regra a ser definida

- Exceção: para novos geradores acima de 500 kW de fontes não despacháveis e de autoconsumo remoto ou compartilhada com um titular com mais de 25% da participação na injeção:

Pagamento sobre o crédito:	2023 a 2028	2029+
TUSD Distribuição	100%	Regra a ser definida
TUSD Transm.	40%	
Encargos P&D, PEE e TFSEE	100%	

A partir de 2029, a compensação será da TE Energia + benefícios. A ANEEL estabelecerá a metodologia para valoração dos benefícios da MMGD, seguindo as diretrizes estabelecidas pelo CNPE por meio da Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024.

Cenários para a MMGD

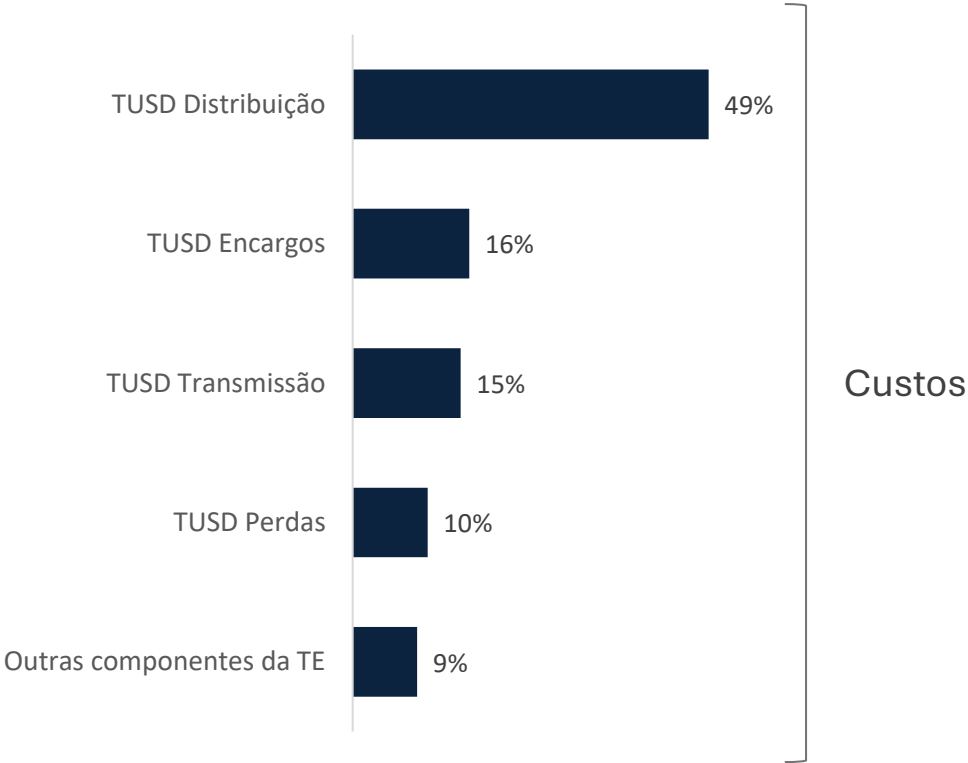
Incertezas na valoração dos benefícios

- A Lei nº 14.300 traz luz sobre o provável cenário regulatório para a MMGD. No entanto, apesar das diretrizes para valoração dos custos e benefícios da MMGD terem sido estabelecidas por meio da Resolução CNPE nº 2/2024, **ainda há incertezas relacionadas a tarifa frente à energia injetada na rede a partir de 2029**, decorrentes da metodologia de cálculo de benefícios da MMGD para o setor elétrico;
- Essa indefinição decorre de que **a Aneel deverá definir essa metodologia observando as diretrizes constantes na Resolução e contando com a necessária participação pública**. O início do estudo está previsto na Agenda Regulatória da Agência para o 2º semestre de 2025;
- Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, a **definição da metodologia deve influenciar os investimentos ao longo da década** pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos.

A definição da metodologia de valoração da MMGD também reflete um debate mais amplo sobre como os custos da infraestrutura elétrica serão compartilhados entre os diferentes perfis de consumidores.

Percentual médio de cada componente na tarifa 2024 B1, sem a parcela Energia da TE

Fonte: ANEEL ([s.d.a])



Resultados dos cenários

1

Cenário Superior

Simula uma **compensação a partir de 2029 igual a TE Energia + 100% dos custos**, o que significaria a compensação original de 1 para 1.

2

Cenário Referência

Considera **somente a cobrança de 100% TUSD Distribuição a partir de 2029**. Isso implica que cerca de 50% dos custos serão descontados através dos benefícios.

3

Cenário Inferior

Simula uma compensação a partir de 2029 somente da parcela **TE Energia**.

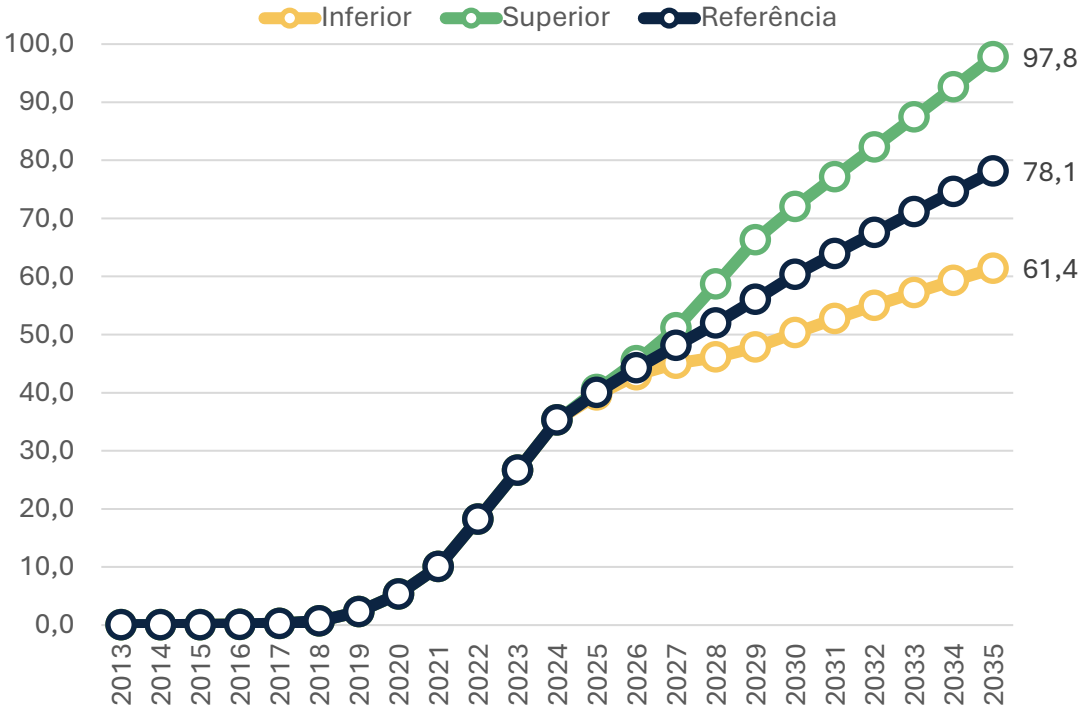
Resumo dos resultados por cenário

Fonte: EPE

Cenário	Adotantes (2013-2035) Milhões	Potência (2013-2035) GW	Geração (2035) GWméd	Investimentos (2025 a 2035) R\$ bilhões
Superior	12,1	97,8	15,2	155,9
Referência	9,5	78,1	12,1	105,7
Inferior	7,5	61,4	9,4	62,8

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) Por Cenário

Fonte: EPE



Nota: Data base da projeção: novembro de 2024.

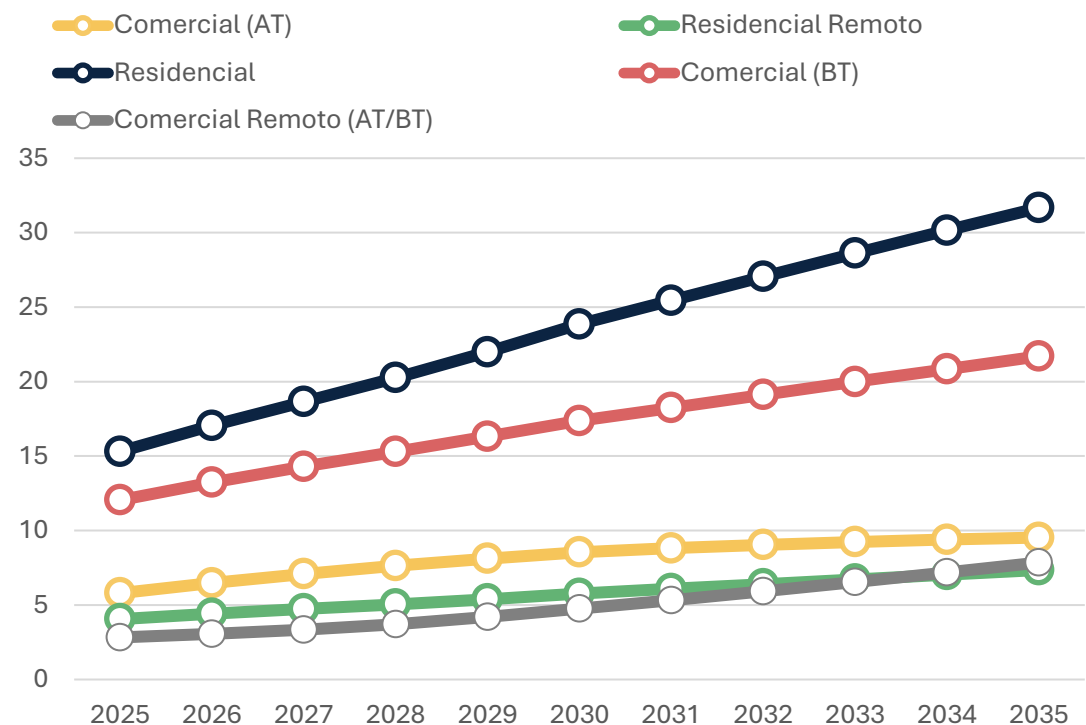


Acesse o [modelo](#) utilizado nas projeções e sua [metodologia](#).

Detalhes do Cenário Referência

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por segmento

Fonte: EPE

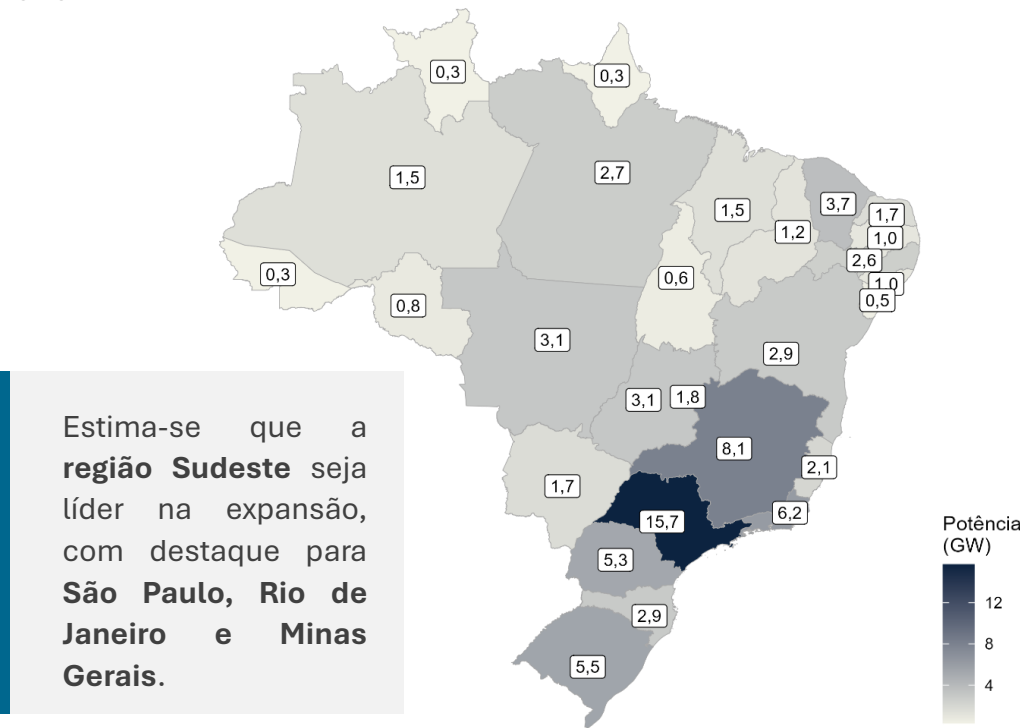


Nota: Comercial Remoto (AT/BT) representa sistemas de minigeração em unidades de Alta Tensão, mas que compensam remotamente os créditos em Baixa Tensão.

Segmento residencial deve ser o líder em capacidade instalada no Cenário Referência.

Projeção da capacidade instalada de MMGD em 2035 (GW) por UF

Fonte: EPE



Projeção de capacidade adicionada de 2025 à 2035 por região (GW)

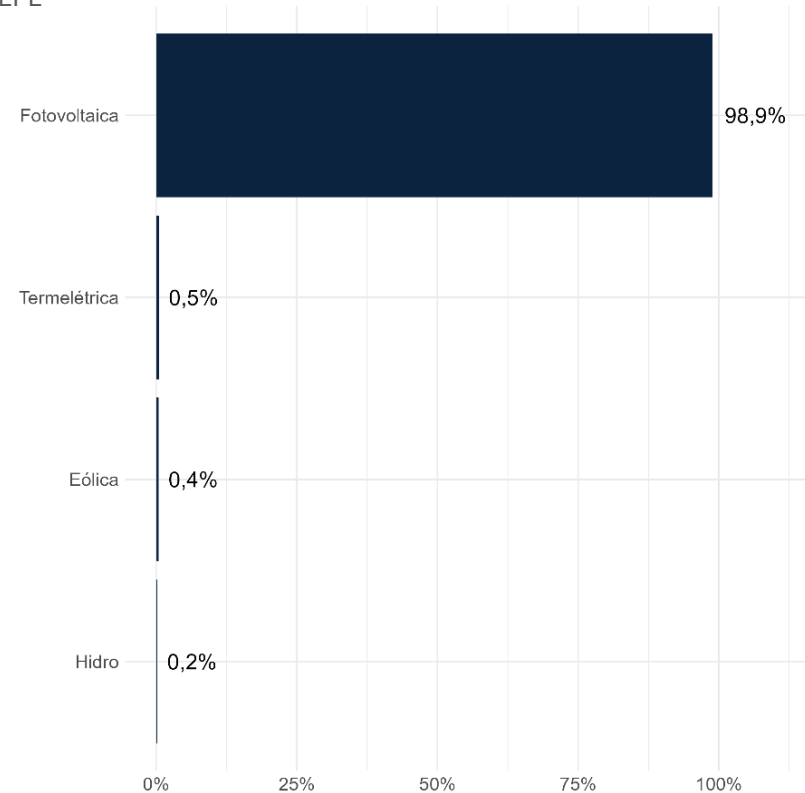
Fonte: EPE

	SE	NE	S	N	CO
Potência	+20,3	+9,2	+5,8	+3,8	+3,8
Crescimento entre 2025 e 2035	172%	133%	73%	143%	63%

Detalhes do Cenário de Referência

Participação por fonte em 2035 no cenário de referência

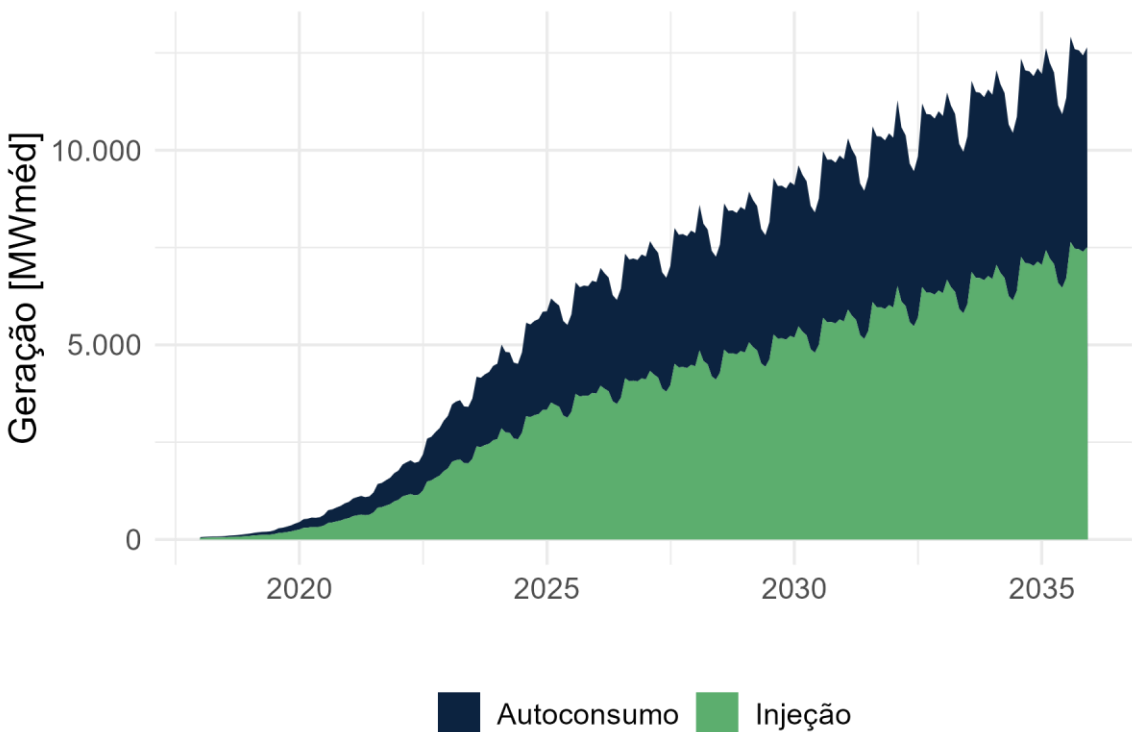
Fonte: EPE



Fonte fotovoltaica se mantém como predominante entre as tecnologias de geração.

Projeção da geração mensal em MWméd, por componente¹ no cenário de referência

Fonte: EPE



Nota: (1) Abertura por componente é uma estimativa baseada em fatores típicos por fonte e segmento de mercado.

Baterias Atrás do Medidor

O armazenamento atrás do medidor tem o potencial de oferecer diversos serviços ao setor elétrico

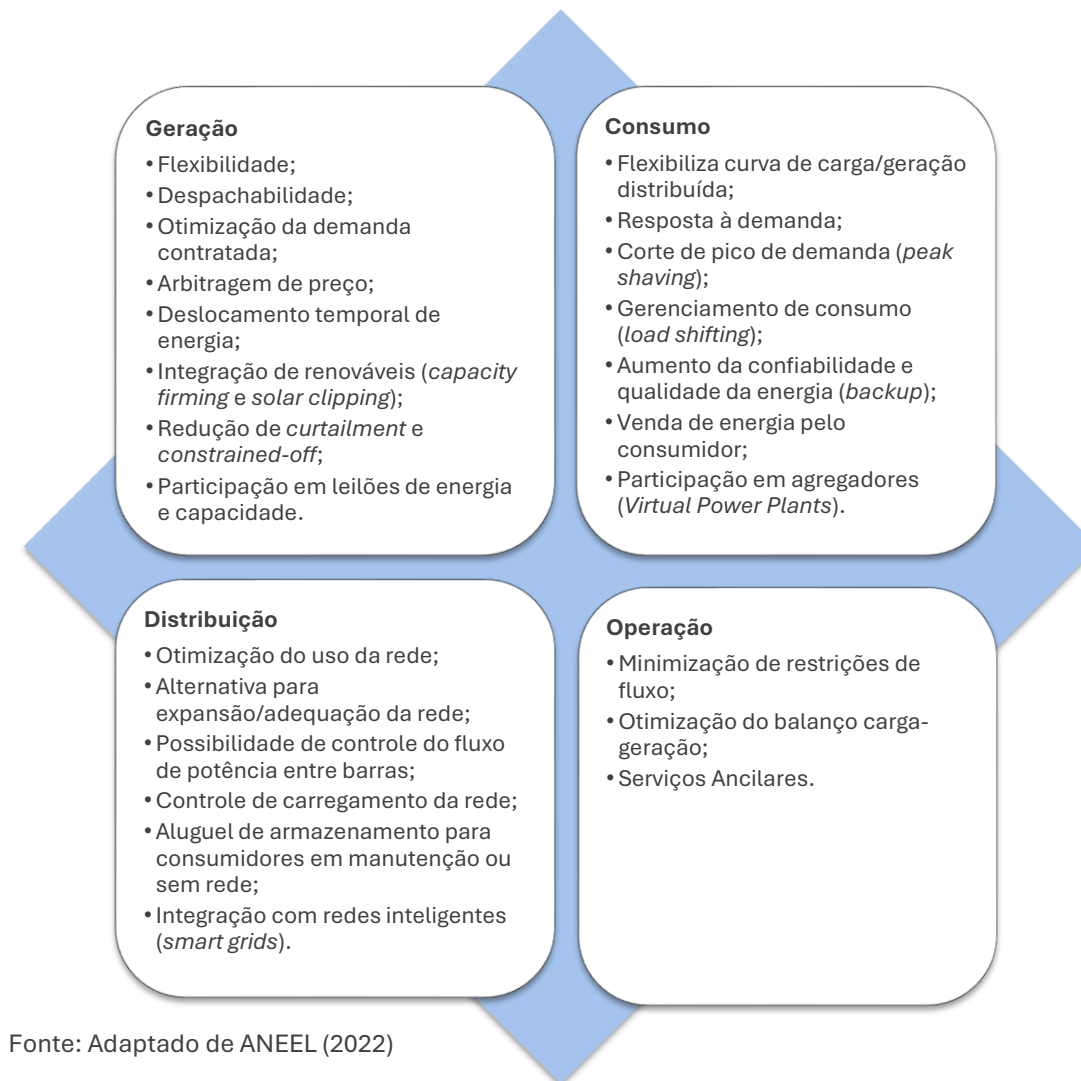
- O armazenamento atrás do medidor (ADM) é uma solução multifuncional com potencial técnico reconhecido para atuação nos diversos segmentos do sistema elétrico;
- A menor escala permite respostas mais dinâmicas a restrições locais e sazonais, viabilizando soluções temporárias ou estruturantes, com possíveis benefícios de menor custo e prazo. Assim, o armazenamento ATM se mostra como um recurso estratégico na modernização dos sistemas elétricos.

O caso das baterias para controle do fluxo inverso de potência

Casos de inversão de fluxo de potência ativa nas redes elétricas têm aumentado no Sistema Interligado Nacional (SIN) em função da difusão de usinas não despacháveis pelo ONS, como a MMGD.

A inversão de fluxo pode aumentar a necessidade de restrições na geração das usinas centralizadas para garantir os critérios de segurança do SIN. Adicionalmente, o fluxo inverso pode afetar o desempenho de equipamentos de proteção e controle da rede elétrica.

O uso de baterias para o gerenciamento do consumo e geração de forma sistêmica pode manter a energia gerada dentro da rede de distribuição, evitar fluxo reverso nas subestações de fronteira com a transmissão e amenizar a rampa no final do dia.



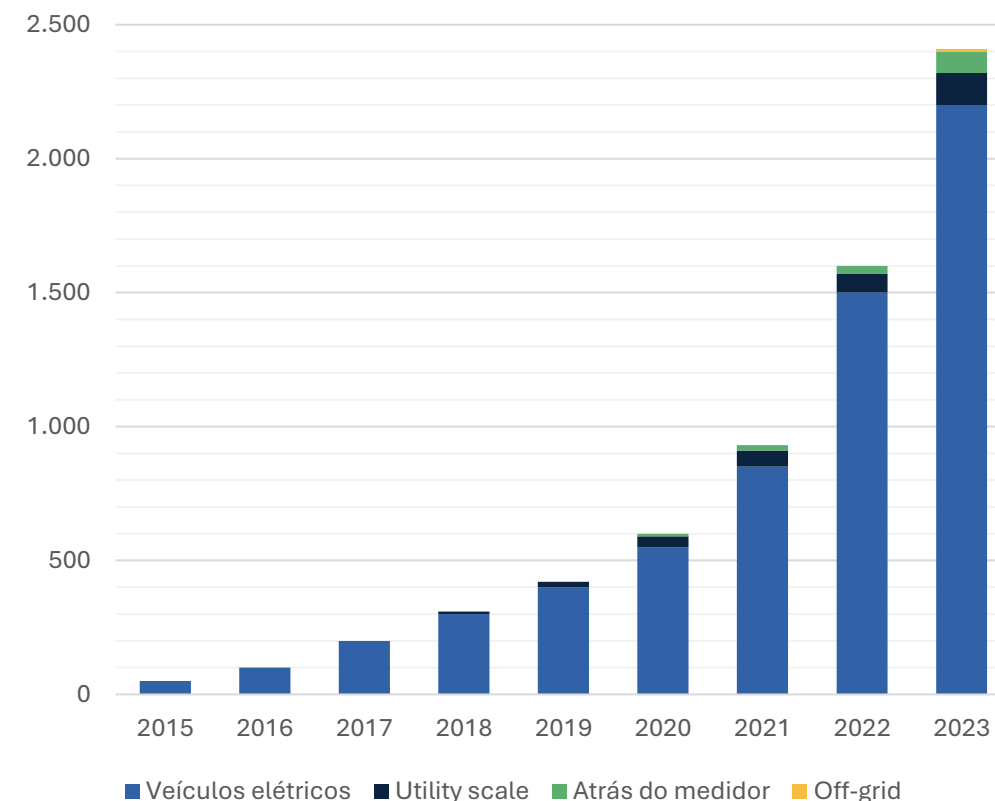
Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

Aplicações ADM têm crescido internacionalmente

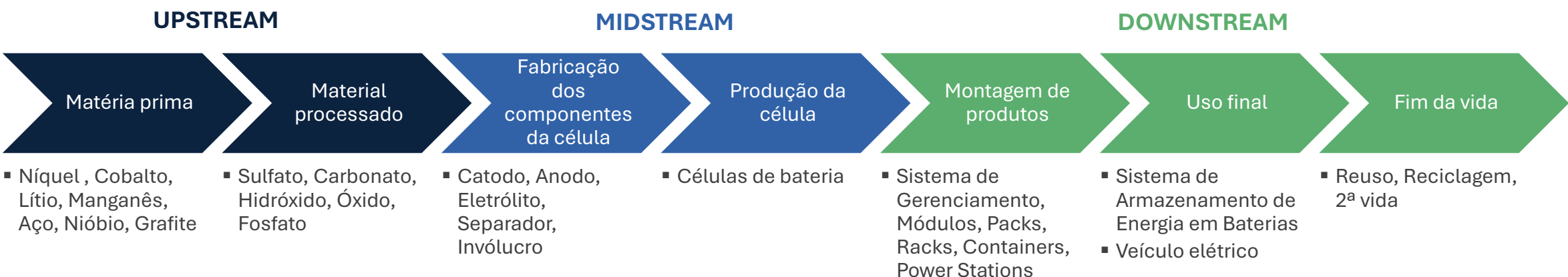
- **A capacidade global acumulada** de armazenamento em baterias saltou de 1 GW (2013) para **85 GW (2023)**, com 42 GW adicionados apenas em 2023;
- Baterias para Veículos Elétricos (VEs) representam mais de 90% do crescimento acumulado do mercado entre 2015 e 2023;
- **O mercado global de baterias estacionárias (excluindo VEs) dobrou em 2023**, elevando o volume total em uso para mais de 190 GWh;
- Baterias ADM representaram cerca de **30% do mercado estacionário** em 2023 e apresentaram **2,5x de aumento** em relação a 2022;
- O segmento de *Utility-Scale* tem o maior volume entre soluções, **impulsionado por políticas de integração com energias renováveis e estabilidade** da rede;
- O segmento *Off-Grid* tem volumes significativamente menores, mas com **potencial de crescimento em áreas remotas ou com acesso limitado à rede**.

Evolução do volume de baterias de íon-lítio em uso por tipo de aplicação (GWh)

Fonte: IEA (2024)



Estrutura da cadeia de suprimentos e preços internacionais



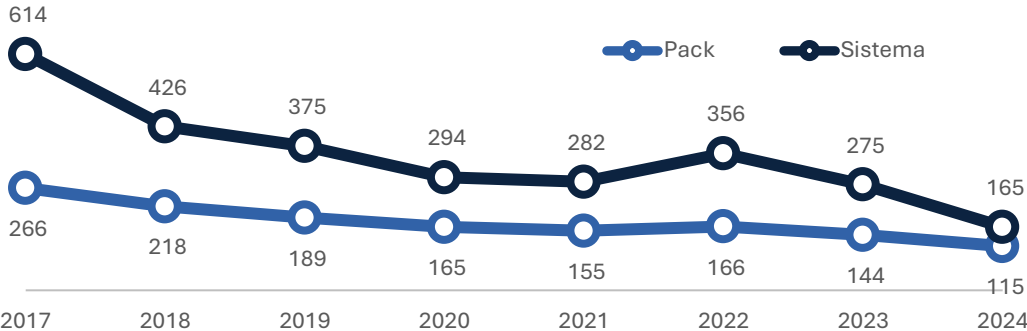
Destaques da cadeia de suprimentos de baterias

- China lidera com 85% da produção global de células, forte presença em materiais ativos e no refino de minerais críticos;
- Governos tem papel-chave em cadeias de suprimento locais/globais para produção segura, sustentável e acessível de baterias;
- A tecnologia de íon-lítio dominou o mercado de veículos elétricos e armazenamento em 2023;
- Projeta-se uma queda de 45% a 57% nos preços atuais dos sistemas de baterias até 2035, com ganhos em densidade e vida útil.

Fonte: IEA (2024); Bloomberg (2025)

Preço mundial baterias de íon-lítio (valores reais em USD/kWh, 2024)

Fonte: BloombergNEF (2024, 2025)



Nota: Preço do sistema considera todos os equipamentos para o projeto, excluindo EPC e conexão à rede.

Políticas para baterias ADM em alguns países

	Suporte financeiro	Tarifas dinâmicas	Acesso ao mercado de eletricidade
 Alemanha	●	●	●
 Austrália	●	●	●
 Canadá	●	●	●
 China	●	●	●
 Coreia do Sul	●	●	●
 EUA	●	●	●
 Índia	●	●	●
 Itália	●	●	●
 Japão	●	●	●
 Reino Unido	●	●	●
 Brasil	●	●	●
Nível de suporte ● Baixo ● Médio ● Alto			

- **Políticas de incentivo têm sido essenciais para o desenvolvimento do mercado de baterias ADM.** São políticas que buscam aumentar a viabilidade econômica do investimento e permitem utilizar esse ativo nos mercados de eletricidade;
- Em alguns países são oferecidos suporte financeiro direto para a compra dos equipamentos. O programa australiano Cheaper Home Batteries, por exemplo, busca reduzir o custo de um sistema de baterias em cerca de 30%. O programa tem um orçamento de R\$ 8,3 bilhões¹. O Brasil, como apresentado na sequência, possui algumas políticas para a cadeia industrial e o financiamento de baterias;
- **A aplicação de tarifas dinâmicas é outra forma de incentivar o uso de baterias.** Ou seja, tarifas diferenciadas de acordo com o horário de consumo. No Brasil, as tarifas horo-sazonais oferecem algum incentivo. Porém, consumidores atendidos em baixa tensão possuem tarifas monômias sem variação horária, o que inviabiliza o investimento em baterias;
- Outros países possibilitaram **a participação de sistemas de baterias nos mercados competitivos de eletricidade.** Isso é feito através de agregadores, agentes que reúnem diversos consumidores. Essa participação resulta em receita adicional para os consumidores com armazenamento.

Fonte: Adaptado de IEA (2024)
1: Conversão A\$1 AUD = R\$3,615 BRL (câmbio comercial às 11:30 de 26/06/2025)

Quadro regulatório e políticas de incentivo às baterias no Brasil

Regulatório

- A REN nº 1.000/2021 da ANEEL e o Módulo 3 do PRODIST **autorizam a conexão de sistemas de armazenamento em unidades consumidoras**. Aprimoramentos regulatórios estão previstos no Roadmap regulatório elaborado pela Agência (ANEEL, 2022);
- A ANEEL também reconheceu o uso de armazenamento como alternativa para a conexão de projetos de MMGD em casos de inversão de fluxo.

Financiamento

- O BNDES, através do FINAME, **oferece crédito com taxas diferenciadas** para aquisição de sistemas estacionários de armazenamento de energia, baterias e eletrolisadores.

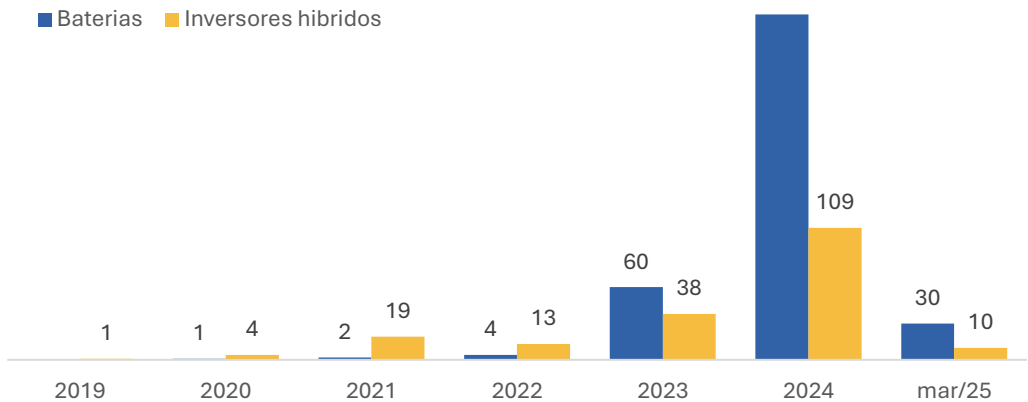
Política Industrial

- O Nova Indústria Brasil, em seu Plano de Ação 2024-2026, visa nacionalizar progressivamente as baterias para **aumentar a competitividade da cadeia produtiva** através de usos estacionários de mobilidade elétrica;

- O MDIC, via resoluções do Gecex, concede redução do Imposto de Importação quando não há produção nacional equivalente a equipamentos da Família NCM 85, como, por exemplo: acumuladores (85.07), baterias (85.06) e inversores (85.04);
- A Portaria INMETRO 140/2022 estabelece requisitos técnicos obrigatórios para equipamentos de geração, condicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos, visando garantir segurança, desempenho e qualidade dos produtos comercializados no Brasil.

Evolução de equipamentos credenciados pelo INMETRO

Fonte: INMETRO, 2025



Evolução dos preços no Brasil

Ainda há **incertezas significativas** quanto ao preço final dos sistemas de baterias no Brasil, dado que os custos podem variar de acordo com o **fornecedor**, a **escala** e **configuração** do empreendimento. Além disso, mudanças na **carga tributária** aplicável a estes sistemas também podem impactar o preço final de forma relevante.

Sistemas comerciais/industriais

- Segundo dados da ABSAE (2024), um sistema de bateria para aplicação comercial e industrial (3MWh) possui um preço final de cerca de **R\$ 2.000/kWh**, considerando a carga tributária atual (tabela abaixo).

Composição do preço final de sistema de baterias de 3 MWh, com autonomia de 3 horas

Fonte: ABSAE (2024)

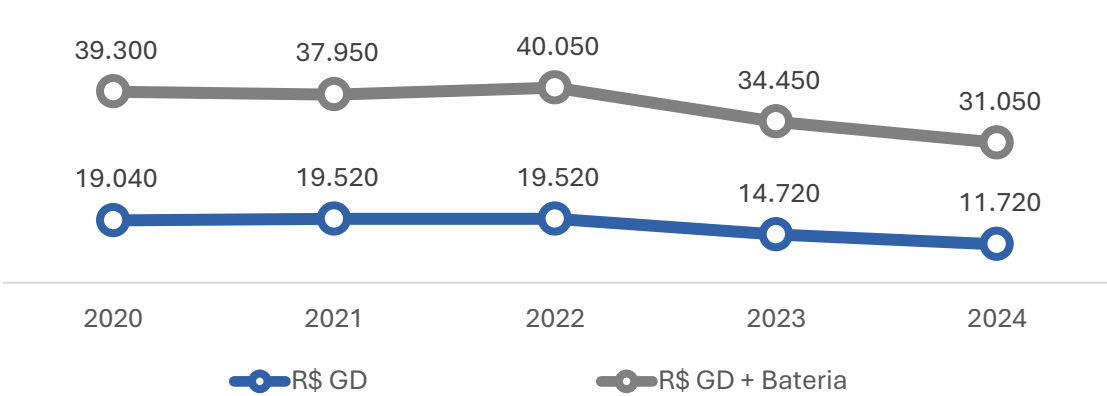
Componentes	C&I – 3 MWh
CAPEX do BESS + equipamentos (FOB US\$/kWh)	170,00
Custos logísticos (% do CAPEX)	5,0%
EPC + BOS (% do CAPEX)	13,0%
Carga tributária nacional (%)	70,8%
Preço BESS instalado (R\$/kWh)	1.920

Sistemas residenciais

- Considerando dados da Greener (2025a) para sistemas residenciais híbridos (geração fotovoltaica e bateria), estima-se que o preço final do sistema de baterias para o consumidor residencial esteja **próximo de R\$3.500/kWh**.

Evolução do preço final em reais (R\$) de sistemas residenciais de GD fotovoltaica com e sem bateria

Fonte: Greener (2025a, 2025b)



Nota: Considera sistema de GD fotovoltaica de 4kWp e sistema de bateria de 5kWh

Aplicações de baterias ADM simuladas neste PDE

Para avaliar o potencial econômico e operacional de baterias ADM, foram desenvolvidas duas frentes de simulação complementares, cada qual focalizando um perfil de consumidor e uma aplicação-chave distinta:

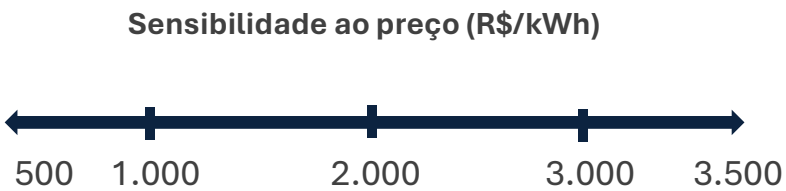
1. **Gestão de consumo em tarifa A4-Verde para consumidores cativos atendidos em média tensão**
 - **Objetivo:** verificar em que condições o sistema de baterias pode substituir geradores a diesel na redução da demanda de ponta.
2. **Aumento do autoconsumo fotovoltaico em baixa tensão que possuem sistema de microgeração distribuída**
 - **Objetivo:** avaliar a viabilidade econômica de maximizar o consumo local da energia gerada em unidades de baixa tensão que integram sistemas fotovoltaicos a baterias.

Principais aplicações para o uso de armazenamento atrás do medidor no Brasil

	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade	✓	✓	✓
Redução do pico da demanda	X	X	✓
Deslocamento do consumo	X	✓	✓ Avaliado no PDE
Aumento do autoconsumo da MMGD	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

Sensibilidade ao preço do sistema de armazenamento

Em razão das incertezas associadas ao custo futuro das baterias, a EPE realizou simulações considerando uma faixa de preços variando entre R\$ 500 e R\$ 3.500/kWh. Através dessa análise, é possível avaliar a viabilidade econômica das soluções com diferentes níveis de investimento.

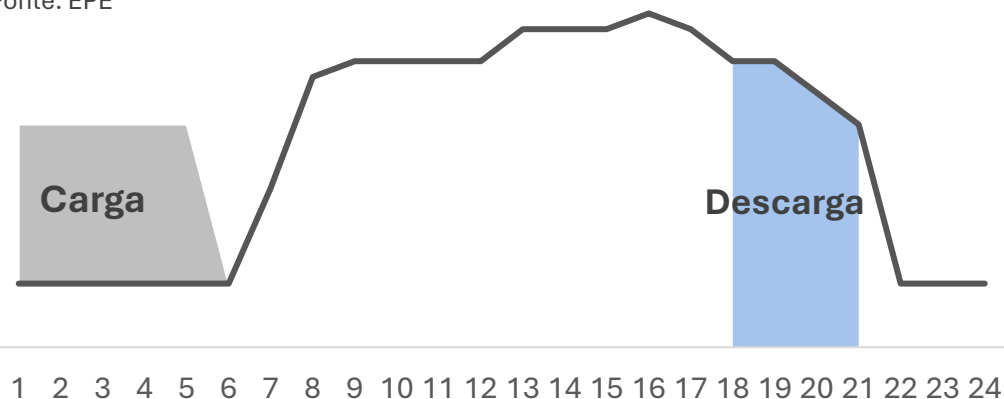


Aplicação I: Gestão de consumo com Tarifa A4 - Verde

- Desde 1988, consumidores atendidos em alta tensão são submetidos às tarifas horo-sazonais, caracterizadas por preços diferenciados entre horários de ponta e fora de ponta;
- Baterias podem ser utilizadas estrategicamente para deslocar o consumo dos períodos de tarifa elevada (horário de ponta) para períodos de menor custo (fora de ponta). Quanto maior for essa diferença tarifária, maior será a atratividade das baterias;
- Ressalta-se que muitos consumidores utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta. Em 2015, a EPE estimou entre 7-9 GW de geradores para esse fim (EPE, 2015).

Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação I

Fonte: EPE



Diferença ponta – fora de ponta da Tarifa A4 Verde, com impostos

Fonte: EPE

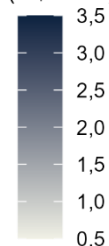
- O mapa demonstra a variabilidade regional na diferença tarifária entre os períodos de ponta e fora de ponta, evidenciando áreas onde a aplicação de armazenamento energético pode ser mais vantajosa do ponto de vista econômico.
- Maiores diferenças tarifárias:

Bahia: 3,41 R\$/kWh

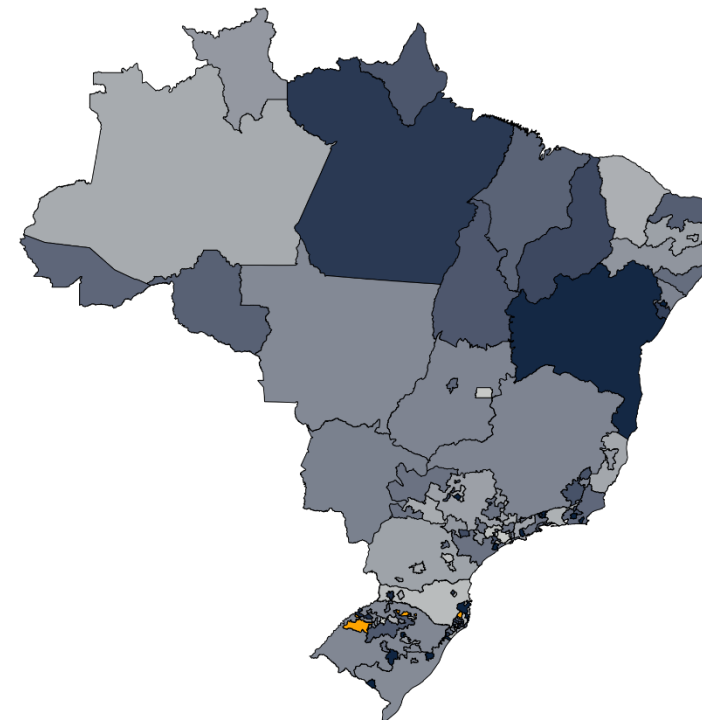
Pará: 3,12 R\$/kWh

Sergipe: 2,99 R\$/kWh

Diferença P-FP
(R\$/kWh)



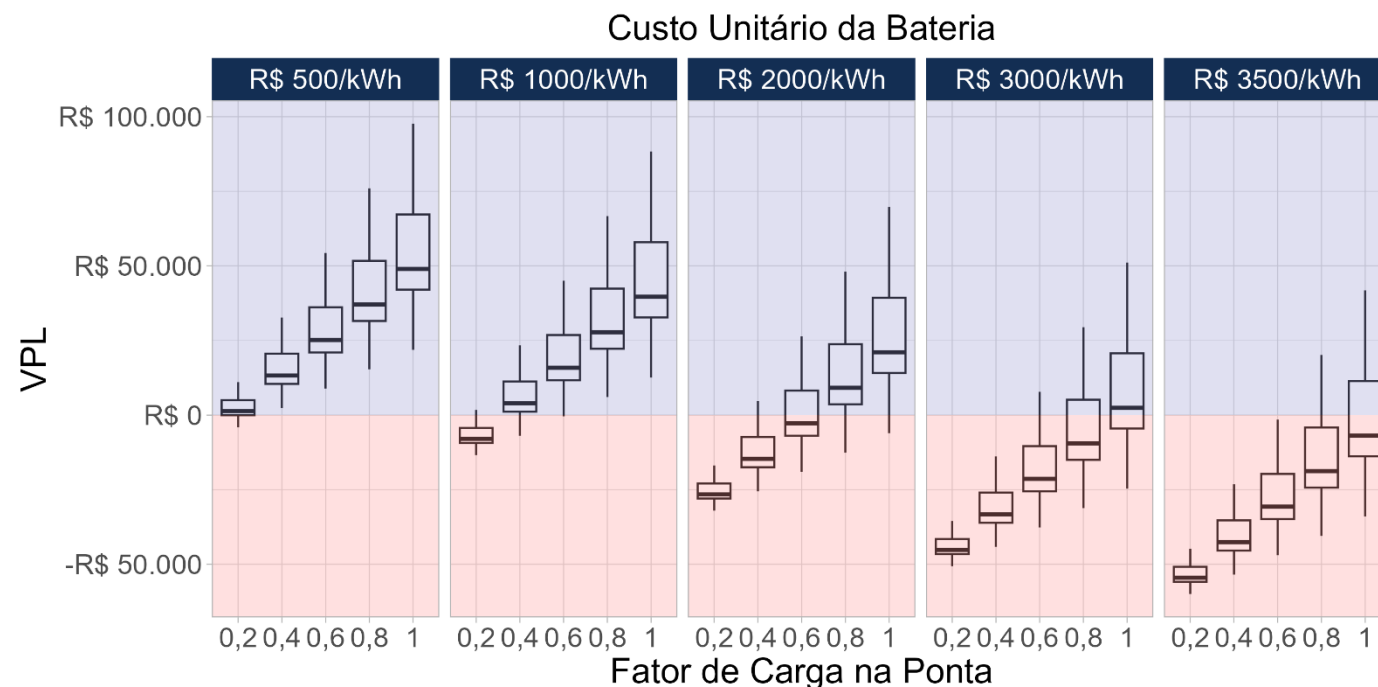
Sem informação



Aplicação I: Gestão de consumo com Tarifa A4 - Verde

Análise do valor presente líquido (VPL) de investimentos em sistemas de armazenamento por bateria para gestão de demanda no regime tarifário A4 Verde: Efeitos do custo das baterias e do fator de carga de ponta em diferentes distribuidoras.

Fonte: EPE



Entendendo o Fator de Carga na Ponta (FCp)

O Fator de Carga na Ponta (FCp) anual expressa a razão entre o consumo médio (MW_{méd}) e a demanda máxima de um usuário no período de ponta (MW).

Valores baixos de FCp indicam baixa utilização do sistema de baterias, elevando o tempo de retorno do investimento, ao passo que FCp elevados refletem maior estabilidade do perfil de consumo em ponta e, portanto, maior viabilidade econômica do armazenamento.

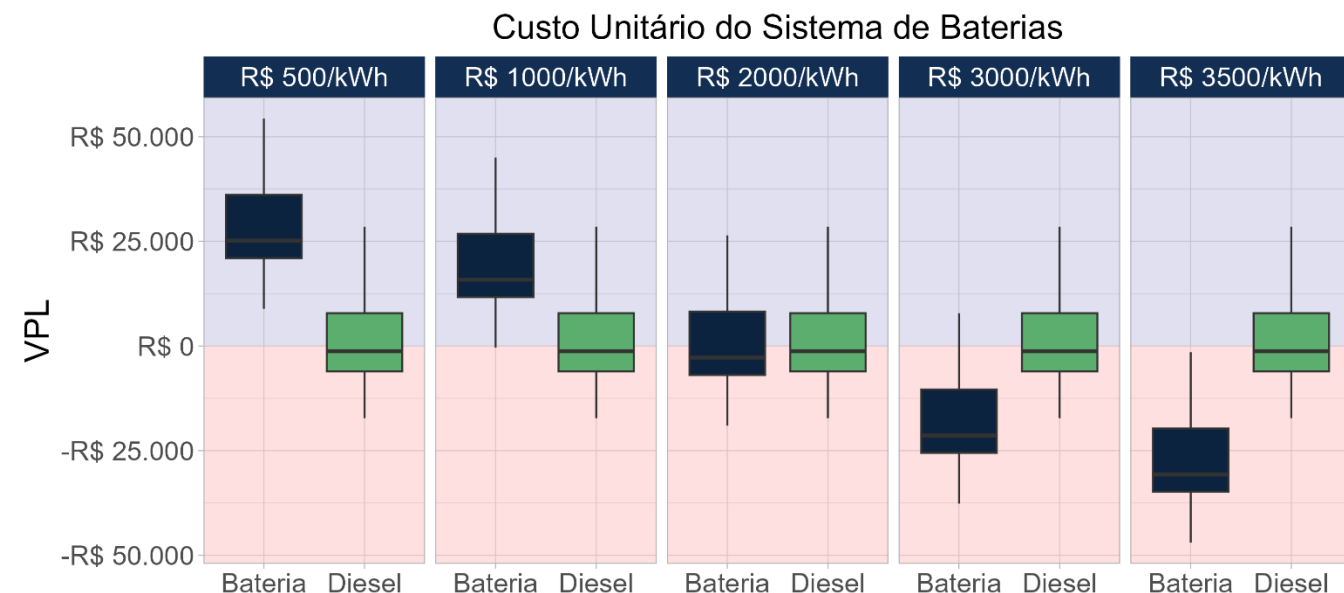
- Resultados mostram que para consumidores com alto FCp, a instalação de baterias já pode ser economicamente viável sob as condições tarifárias atuais em algumas distribuidoras.

Analisando exclusivamente a opção de baterias para o atendimento do horário de ponta, verifica-se viabilidade econômica no horizonte decenal para consumidores com alto fator de carga na ponta.

Aplicação I comparada com geração a diesel

VPL do investimento em baterias comparado à geração a diesel para gestão do consumo com Tarifa A4 Verde de acordo com o preço final da bateria

Fonte: EPE



Nota: Análise para diferentes distribuidoras; Considera fator de carga na ponta de 0,6.

- Para consumidores submetidos às tarifas horo-sazonais, as baterias podem ser utilizadas estrategicamente para **deslocar o consumo dos períodos de tarifa elevada** (horário de ponta) para **períodos de menor custo** (fora ponta);
- O investimento em baterias começa a se tornar competitivo com **custos inferiores a R\$ 2.000/kWh**, em relação a geração a diesel para suprir o período de ponta.
- Além do aspecto econômico, fatores adicionais como **redução do ruído, logística de obtenção do diesel e questões ambientais** podem estimular a troca do diesel por baterias;
- Adicionalmente, **as baterias possuem um menor tempo de resposta** em relação ao acionamento dos geradores a diesel. Essa característica a torna ideal para aplicações em cargas críticas ou sensíveis como hospitais ou servidores de dados.

As baterias já se mostram como soluções competitivas para substituir a geração diesel utilizada por consumidores cativos no horário de ponta. No entanto, há uma tendência de migração desses consumidores para o Ambiente de Contratação Livre, reduzindo o mercado potencial para esse modelo de negócios.

Aplicação II: Aumento do autoconsumo da micro GD

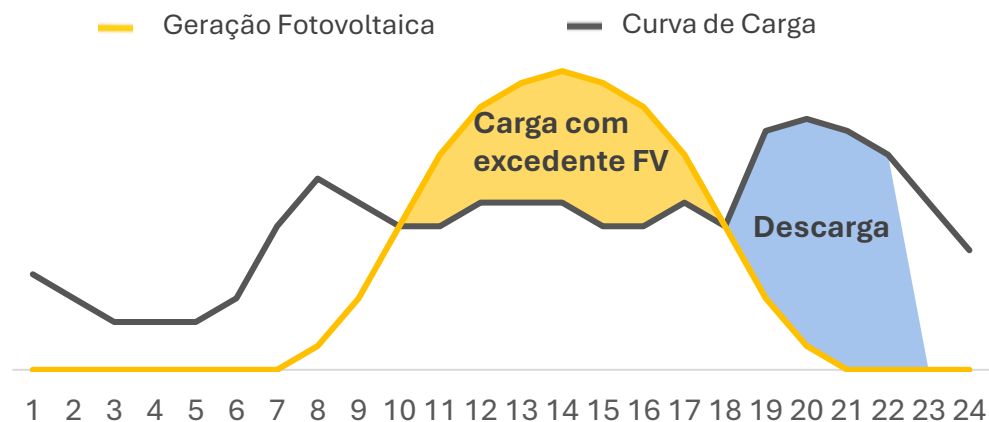
- A Lei nº 14.300/2022 alterou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), reduzindo o valor da energia injetada na rede pelos sistemas de microgeração distribuída;
- **As baterias podem ser utilizadas para evitar a injeção na rede**, armazenando o excedente da geração para consumo posterior;
- Benefícios de armazenar o excedente fotovoltaico em baterias, em vez de injetá-lo:
 - Capturar maior percentual do valor da energia gerada, evitando perdas relacionada a compensação;
 - Proteger o investidor contra eventuais mudanças regulatórias que reduzam o benefício do SCEE;
 - Deslocar o consumo para horários de tarifa menos cara, aumentando a economia;
 - Aumentar resiliência no ponto de carga em casos de falha da rede.

Desafio de dimensionamento

A **variabilidade simultânea** da geração fotovoltaica e do perfil de carga dificulta a operação **ótima da bateria**. Nos períodos em que a produção supera o consumo, o sistema atinge rapidamente 100% de carga e o excedente precisa ser exportado à rede. Aumentar a capacidade de armazenamento diminui essa exportação, mas eleva o CAPEX e gera longos intervalos de subutilização. Definir o **tamanho econômico-ótimo**, portanto, exige análise detalhada de **custo-benefício** e não é um dimensionamento trivial.

Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação II

Fonte: EPE

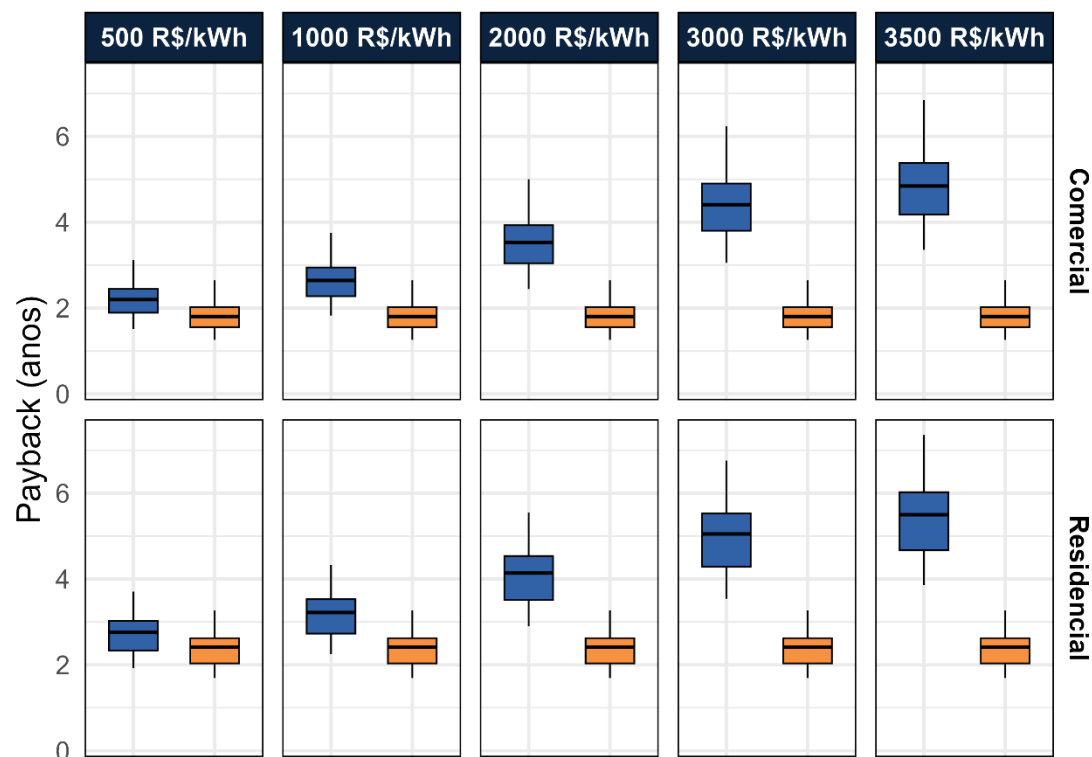


Aplicação II: Aumento do autoconsumo da micro GD

Distribuição do *payback* para a finalidade de aumento do autoconsumo da micro GD

Fonte: EPE

■ Sistema fotovoltaico com bateria ■ Somente sistema fotovoltaico



Nota: Análise para diferentes distribuidoras; Considera o modelo de compensação do cenário de Referência, apresentado na seção de MMDG.

Os resultados obtidos evidenciam que a utilização de baterias amplia o *payback* do investimento, tornando-o menos atrativo. No entanto, **o *payback* do conjunto GD + baterias pode sensibilizar um nicho de consumidores no horizonte decenal**, especialmente em função dos seus benefícios complementares, como aumento da resiliência elétrica.

O efeito da Lei nº 14.300/2022 na atratividade das baterias

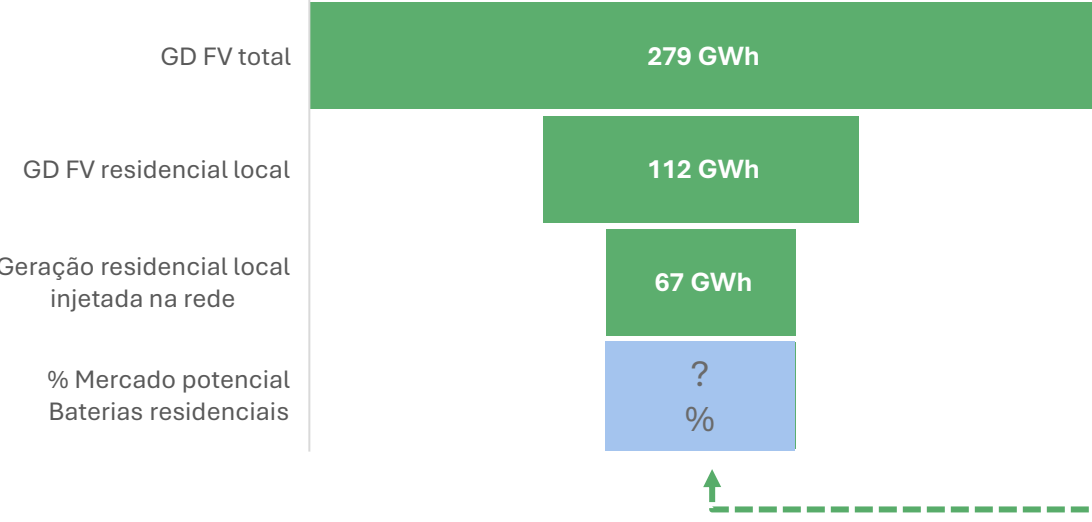
- A Lei nº 14.300/2022 prevê um pequeno e gradual desconto sobre a energia injetada na rede. Com isso, há **pouco ganho para ser capturado** com a instalação de uma bateria;
- Ainda assim, a perspectiva de **redução de custos** dos sistemas de baterias pode tornar a instalação destes sistemas mais atrativa para o consumidor final;
- Esse cenário também pode se alterar a partir de 2029, quando a **energia injetada na rede** passará a ser valorada a partir de um cálculo de seus **custos e benefícios**. Quanto menor a remuneração pela energia injetada da GD, maior a viabilidade das baterias.

Mercado potencial para baterias residenciais no Brasil

- A partir da projeção de adoção de sistemas fotovoltaicos apresentada na seção anterior, a EPE realizou uma **análise inicial do potencial de investimentos** em baterias para o setor residencial;
- A **simulação utilizou valores médios diários para estimar os investimentos necessários** para armazenar frações da energia injetada por este segmento em 2035.

Mercado potencial (GWh) a partir da projeção da geração fotovoltaica residencial diária em 2035

Fonte: EPE

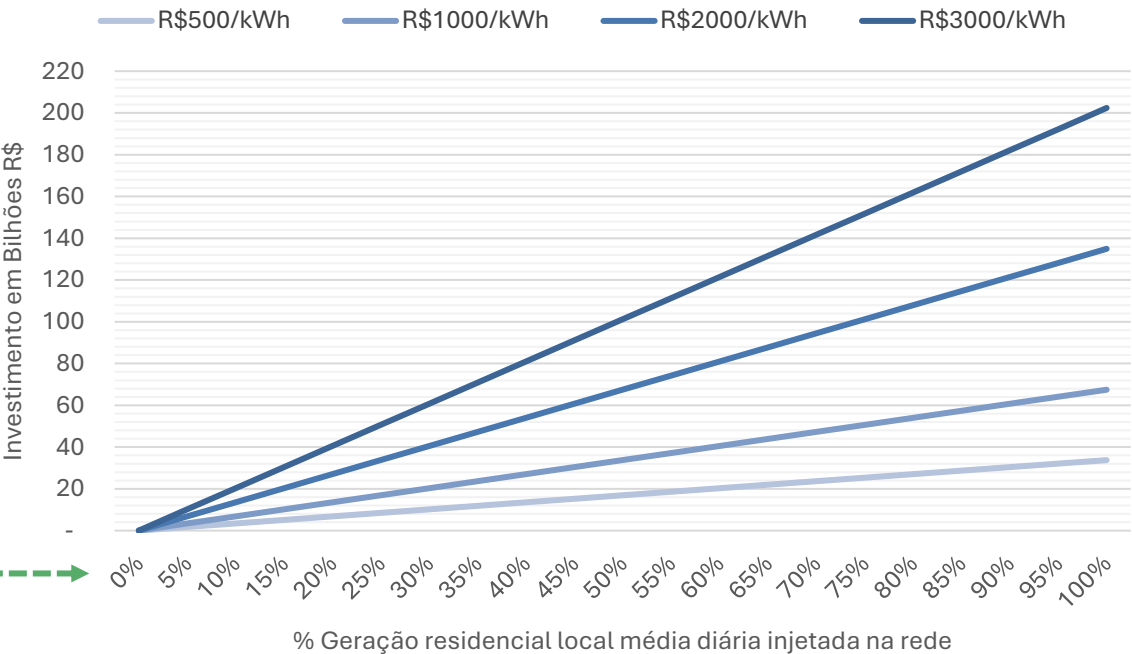


Nota: a capacidade de baterias é dimensionada a partir da geração FV média diária injetada na rede.

- A sensibilidade apresentada abaixo indica que os investimentos dependem do grau de penetração e do preço unitário das baterias. **No limite, o investimento acumulado até 2035 poderia ser de aproximadamente R\$ 200 bilhões.** No entanto, esse cenário ocorreria somente se todos os consumidores residenciais com GD investissem em um sistema de armazenamento.

Potencial de investimentos em baterias residenciais no Brasil por preço da bateria em R\$/kWh

Fonte: EPE



Perspectivas no horizonte decenal

Novas aplicações para o armazenamento

À medida que a regulação do armazenamento de energia avança, novas soluções podem ser vislumbradas visando garantir a eficiência e segurança do fornecimento em um contexto de crescente descentralização.

Agregadores e *Virtual Power Plants* (VPP)

Agregadores utilizam sistemas centralizados que **controlam RED como um único sistema (VPP)**, otimizando sua operação.

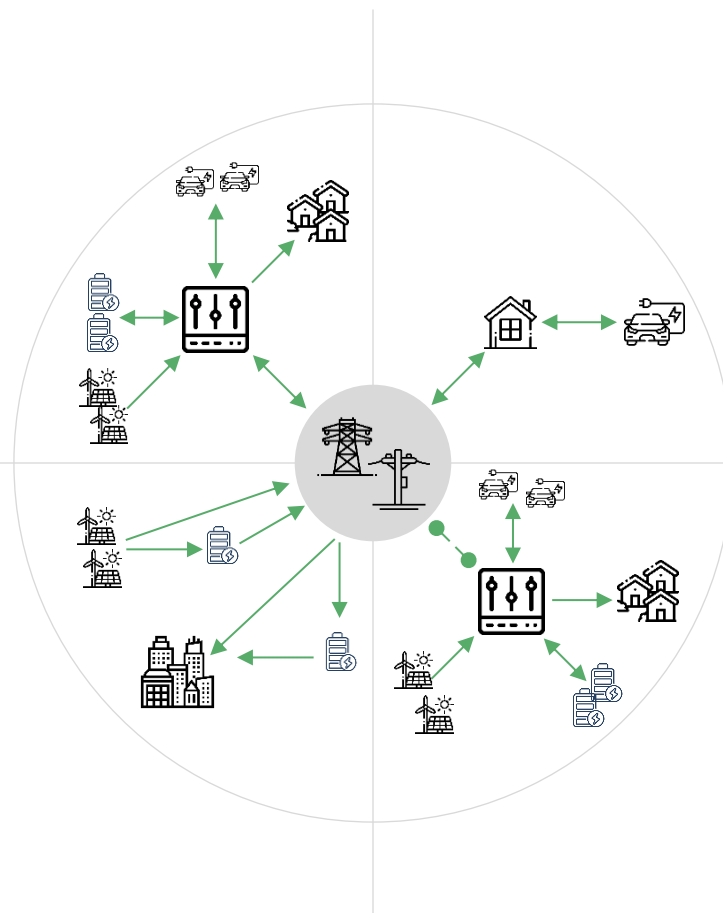
- Flexibilidade local para as distribuidoras
- Serviços de balanceamento para os operadores de transmissão
- Deslocamento de cargas maiores

Virtual Power Lines

Grandes sistemas de baterias conectados à rede para atender **demanda e oferta**.

- No lado da oferta, armazenam excedentes de geração quando há restrições da rede
- No lado da demanda, carregam quando a capacidade da rede permite e descarregam quando necessário

Fonte: Adaptado de IRENA (2019, 2020)



Vehicle-to-Grid (V2G)

Permite **eletricidade fluir da rede para o veículo elétrico e do veículo para a rede**.

- Suavização de variações de carga e geração
- Redução dos custos de posse de veículos
- Balanceamento da carga do consumidor
- Flexibilidade individual do consumidor

Microrredes

Redes que **podem se desconectar da rede principal e operar de forma autônoma** por um período de tempo.

- Maior confiabilidade dentro da microrrede
- Maior qualidade de energia dentro da microrrede
- Renováveis dentro da microrrede operam mesmo com a indisponibilidade da rede principal

Elementos promotores da inserção eficiente de RED



Tarifas responsivas

O modelo de **tarifação vigente** é um desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil, de modo que a evolução para um arranjo que produza sinais econômicos adequados pode orientar a decisão dos agentes em direção à obtenção de **benefícios sistêmicos**.

- Projeto-Piloto de Governança de **Sandboxes Tarifários** em andamento, com **teste de novas modalidades tarifárias** aplicáveis à BT;
- Mapa Estratégico da ANEEL prevê desenvolvimento e implantação de **novos modelos tarifários** até o horizonte de 2027.



Gerenciamento e agregação dos RED

Com o atual nível de **difusão da MMGD** e a perspectiva de adoção de outros **recursos atrás do medidor**, tem se ampliado o debate sobre mecanismos de **integração e gerenciamento dos RED**, com destaque para os agregadores, microrredes e VPPs.

- O tema foi discutido no âmbito da **Tomada de Subsídios nº 11/2021 da ANEEL**;
- Discussão perpassa a regulamentação do **agregador independente** e definição de **serviços prestados por RED** (e sua remuneração).



Operação ativa do sistema de distribuição

A difusão de RED exige um papel mais ativo das distribuidoras, tornando-se **operadoras do sistema de distribuição (DSO)**. Essa atuação viabiliza a **integração eficiente** dos recursos de geração em sua área de concessão, **coordenada com a atuação do ONS**.

- O ONS tem acompanhado a **difusão da MMGD no SIN**, incluindo sua **representação nos modelos de carga e previsão de carga** para estudos energéticos e o estudo das **possibilidades de interação com os DSOs**;
- A agenda regulatória da ANEEL prevê debate sobre o tema no **segundo semestre de 2025**.

Abertura do Mercado Livre (ML)

- O MME lançou em setembro de 2022 a Portaria n° 50, que prevê a abertura do ML para consumidores de alta tensão. Essa mudança já é perceptível atualmente, com a redução do mercado cativo de alta tensão no setor elétrico brasileiro;
- A Medida Provisória (MP) n° 1.300/2025, que trata da reforma do setor elétrico brasileiro, traz, dentre outras medidas, **a previsão de abertura do mercado livre para todos os consumidores** a partir de dezembro de 2027;
- Com a abertura do mercado livre, o consumidor terá a oportunidade de escolher outros fornecedores de eletricidade, com a possibilidade de contratar planos personalizados e que possivelmente lhe tragam economia;
- Nesse contexto, **a geração distribuída passa a ter um concorrente**, uma vez que, atualmente, consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia (Art. 9º, parágrafo único, da Lei n° 14.300/2022).

Novas modalidades tarifárias

- A MP n° 1.300/2025 também prevê a possibilidade de aplicação de novas formas de modalidades tarifárias, como tarifas diferenciadas por horário, tarifas multipartes com cobrança por capacidade, tarifas locacionais, entre outras;
- A aplicação de novas modalidades tarifárias, caso se concretize, deve alterar a viabilidade econômica de sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia.

Valoração dos custos e benefícios

- As diretrizes para valoração dos custos e benefícios da MMGD foram estabelecidas por meio da Resolução CNPE n° 2/2024, mas **ainda há incertezas relacionadas a tarifa frente à energia injetada na rede a partir de 2029**, decorrentes da metodologia de cálculo de benefícios da MMGD para o setor elétrico. O início do estudo está previsto na Agenda Regulatória da Aneel para o 2º semestre de 2025;
- Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, **sua definição deve influenciar os investimentos ao longo da década** pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos. De modo similar, a viabilidade de sistemas de bateria também será alterada no caso da aplicação II apresentada.

METODOLOGIA (Simulações de viabilidade das baterias)

- Simulações horárias para um ano de operação, utilizando o software System Advisor Model (SAM);
- Dados horários de carga foram fornecidos, através de um acordo, pela empresa Sun Mobi. Após tratamento dos dados, foram utilizados dados de 15 consumidores BT residenciais e comerciais;
- Foi utilizado um fator de ajuste para que todos os consumidores totalizem um consumo anual de 10.000 kWh;
- Para a aplicação I, o consumo no horário de ponta foi alterado de forma a simular diferentes fatores de carga nesse período, com demanda máxima de 5 kW;
- Simulações com baterias de Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 10% e máximo de 100%. Eficiência do ciclo de 89%. Vida útil de 10 anos. OPEX de 0,5% do CAPEX ao ano. Degradação linear, atingindo 60% da capacidade com 4.000 ciclos e DoD = 90%;
- Taxa de desconto real de 6% a.a.;
- Tarifas de eletricidade de dezembro de 2024;
- Para a aplicação III, foi simulada a geração fotovoltaica horária com dados de cidades representativas de 35 distribuidoras. Dados de irradiação e temperatura da base de reanálise MERRA-2;
- Geração diesel simulada com CAPEX de R\$ 1.000/kW, OPEX de R\$ 25/MWh, preço do diesel por estado em fevereiro de 2025 (mediana R\$ 5,95/litro) e consumo específico de 329 litros/MWh. Fonte dos preços de combustível conforme ANP (2025)
- Foram testadas diferentes configurações de potência e capacidade de armazenamento para cada aplicação. Os gráficos mostram a configuração que teve o melhor resultado médio:
 - Aplicação I: 5 kW/18 kWh (equivalente a 300 kW/1080 kWh);
 - Aplicação II: 4 kW/8 kWh.

REFERÊNCIAS

ABSAE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. **Contribuição para Consulta Pública n. 179 de 11 de dezembro de 2024 para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.** [s.l.]: ABSAE, 2024. Acesso em: 31 mai. 2025.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Série histórica do levantamento de preços.** Rio de Janeiro: ANP, 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos>>. Acesso em: 31 mai. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **BASE DE DADOS DAS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA.** Brasília: ANEEL, [s.d.a]. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>>. Acesso em 14 mar. 2025.

_____. **Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL – Consolidação das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 011/2020 destinada à obtenção de subsídios para elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no Sistema Interligado Nacional (SIN).** Brasília: ANEEL, 2022.

_____. **RALIE – ACOMPANHAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>>. Acesso em 14 mar. 2025.

_____. **RELAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>>. Brasília: ANEEL, 2021. Acesso em 14 mar. 2025.

BLOOMBERGNEF. **Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour.** [s.l.} BloombergNEF, 2024. Disponível em: <<https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>>. Acesso em: 31 mai. 2025.

_____. **Brazil Transition Factbook.** Abril de 2025. Disponível em: <<https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Brazil-Transition-Factbook-2025.pdf>>. Acesso em: 31 mai. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – RELATÓRIO SÍNTESE 2025.** Rio de Janeiro: EPE, 2025a.

_____. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta.** Rio de Janeiro: EPE, 2015.

_____. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético.** Rio de Janeiro: EPE, 2018.

_____. **PAINEL DE DADOS DE MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** Rio de Janeiro: EPE, 2025b.

REFERÊNCIAS

GREENER. **Estudo Estratégico 2025. Armazenamento de Energia: Setor Elétrico Brasileiro**. [s.l.]: Greener, 2025a.

_____. **Estudo Estratégico Referente ao ano de 2024. Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. Março de 2025**. [s.l.]: Greener, 2025b.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Batteries and Secure Energy Transitions**. França: IEA, 2024.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape brief: Aggregators**. Abu Dhabi: IRENA, 2019.

_____. **Virtual power lines. Innovation Landscape Brief**. Abu Dhabi: IRENA, 2020.

INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)**. Catalogação desde: 03 set. 2019. Disponível em: <<https://dados.gov.br/dados/conjuntos-dados/registro-de-objetos>>. Acesso em: 12 mar. 2025.

A high-angle, close-up photograph of several rows of dark monocrystalline solar panels. The panels are arranged in a grid pattern, with visible silver-colored interdigitated back contacts and thin white lines separating the cells. The perspective is from above, looking down at the panels, which are slightly tilted. The background is a solid white color.

PDE 2035

Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

