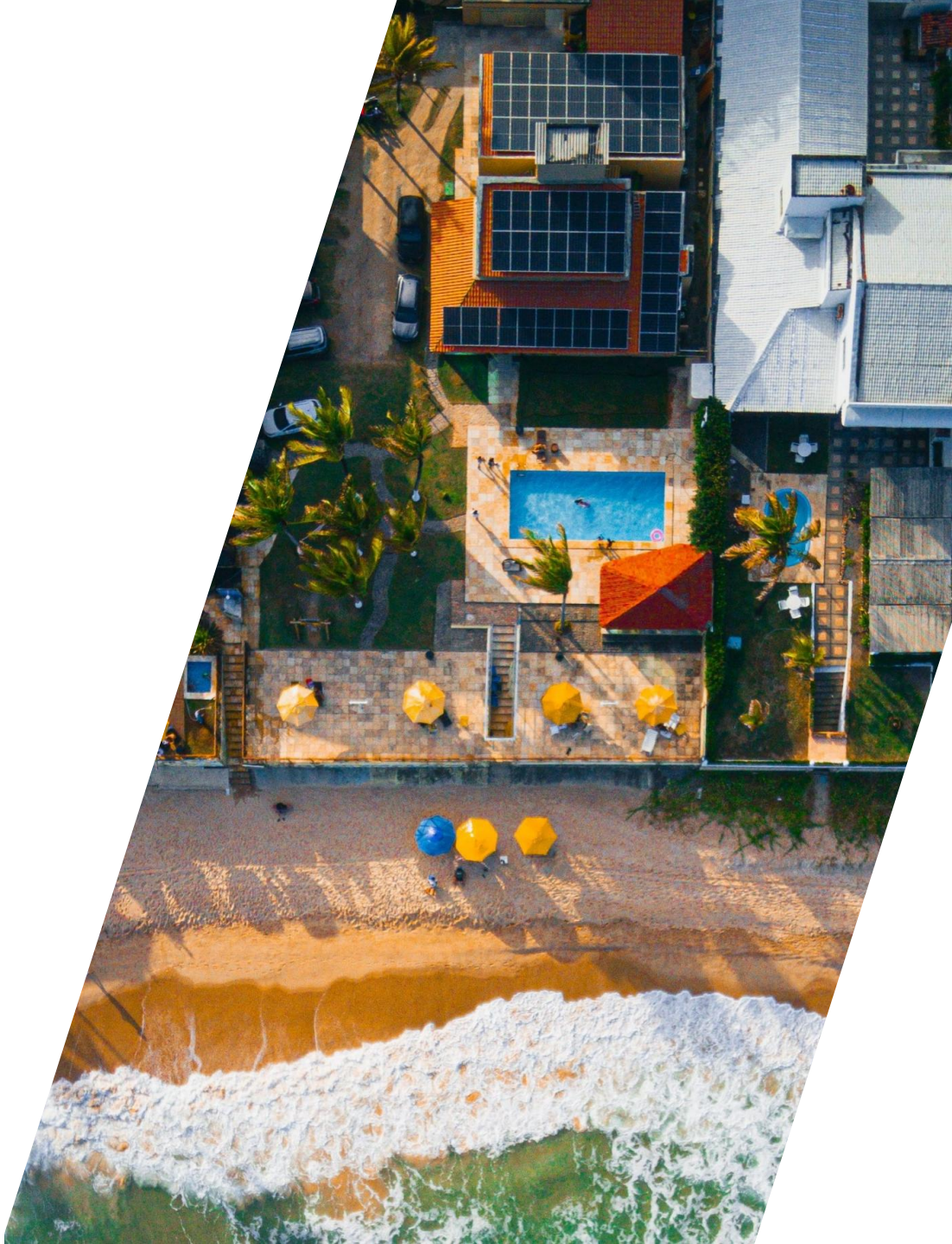
PDE 2036

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Novembro 2026



epe 20+

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral Substituto
Anderson Barreto Arruda

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

www.mme.gov.br

epe 20+

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

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

Composição dos cargos em 30 de outubro de 2026

Rio de Janeiro, 2026

Foto da capa: Andres Idda Bianchi (Pexels.com)



FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva
Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica
Arnaldo dos Santos Junior
Carla da Costa Lopes Achão
Gabriel Konzen

Autores

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos
Allex Yujhi Gomes Yukizaki
Ana Cristina Braga Maia
Arthur Mendonça Quinhones Siqueira
Caroline Chantre Ramos
Daniel Silva Moro
Erick Mateus Silva Oliveira
Fernanda Marques Pereira Andreza
Gustavo Daou Palladini
Jessica Rodrigues Paiva Ferreira
Kevyn Matheus Vieira Nogueira
Otto Hebeda
Patrícia Messer Rosenblum
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Pedro Paulo Fernandes da Silva
Santiago Silveira Barbosa
Simone Saviolo Rocha
Thais Accioly Araujo

Superintendência de Geração de Energia
Glaysson de Mello Muller

Apoio Administrativo
Vera Lucia Cantanhede Abreu



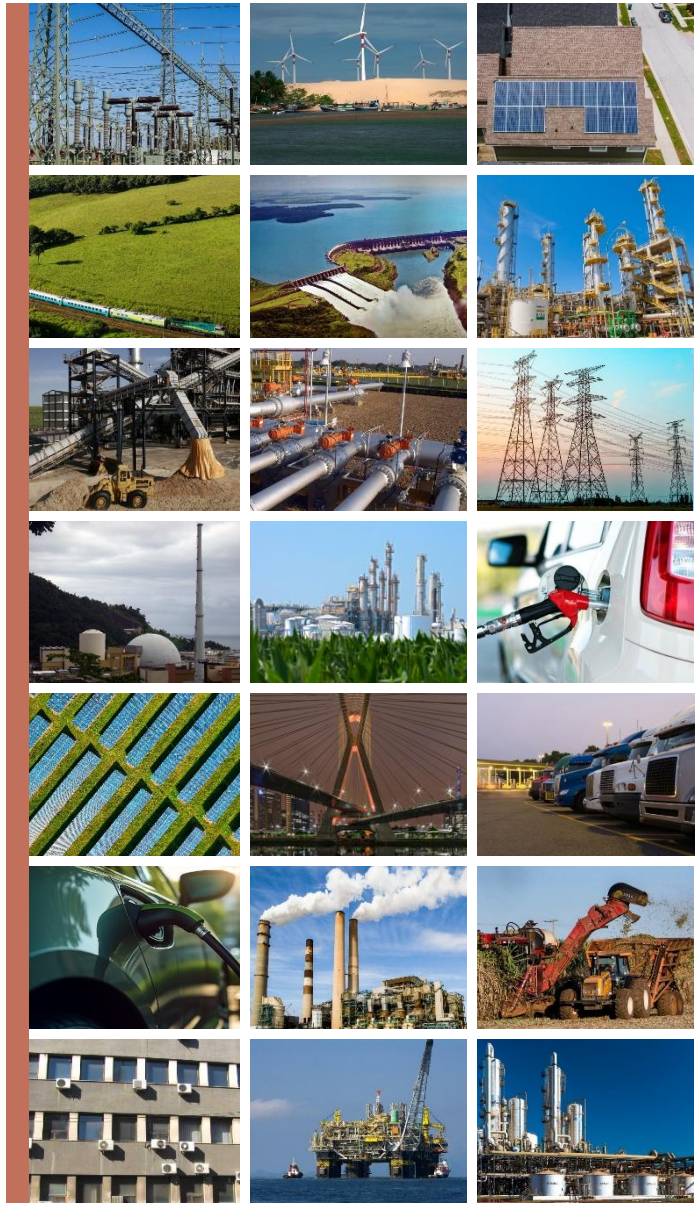
PDE 2036

Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

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.

A crescente participação dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), associada à busca por maior eficiência no uso da energia, vem promovendo mudanças importantes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Incorporar essas transformações 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 e da evolução da eficiência energética são relevantes para dimensionar adequadamente as necessidades futuras de expansão da oferta e da infraestrutura energética. Em termos gerais, as análises apresentadas neste Caderno contribuem para reduzir a assimetria de informação entre os agentes, fornecendo subsídios para uma melhor tomada de decisão por parte de entidades públicas e privadas e para o aprimoramento das políticas públicas do setor energético.



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 2036 (PDE 2036). 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.

Controle de versões

Versão	Data	Descrição
v1	04/11/2026	Publicação inicial.

SUMÁRIO

- Visão geral
- Eficiência Energética
- Autoprodução
- Micro e Minigeração Distribuída
- Baterias Atrás do Medidor
- Resposta da Demanda
- Perspectivas no horizonte decenal

PDE 2036

Visão geral

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

O que são Recursos Energéticos Distribuídos (RED)?

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) correspondem a um conjunto de tecnologias e mecanismos de **geração, armazenamento e gestão do consumo** de energia elétrica, geralmente localizados próximos às unidades consumidoras ou conectados às redes de distribuição.

Geração Distribuída



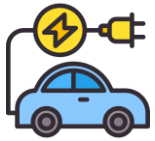
Geração a partir de **usinas conectadas em baixa e média tensão**, localizadas junto à carga, como painéis fotovoltaicos, microturbinas eólicas etc.

Armazenamento de energia



Tecnologias de **conversão de energia elétrica** em outro tipo de energia, para estocagem e posterior reconversão. Nos sistemas distribuídos, destacam-se as baterias de íon-lítio.

Carregamento inteligente de veículos elétricos



Mecanismos e tecnologias **de otimização do ciclo de carregamento** de veículos elétricos, de acordo com restrições elétricas e preferências do usuário.

Resposta da Demanda



Mecanismos que permitem aos consumidores alterarem seus padrões de consumo em resposta a **sinais de preço** ou **solicitações** do operador, mediante pagamento.

Eficiência Energética



Uso racional e otimizado de energia elétrica, associado à realização de um serviço energético utilizando menos energia, enquanto mantém-se o nível de conforto.

A difusão dos RED está também associada à crescente **digitalização** do setor elétrico, com o uso de **tecnologias de informação e comunicação** que possibilitam o monitoramento, controle e integração desses ativos.

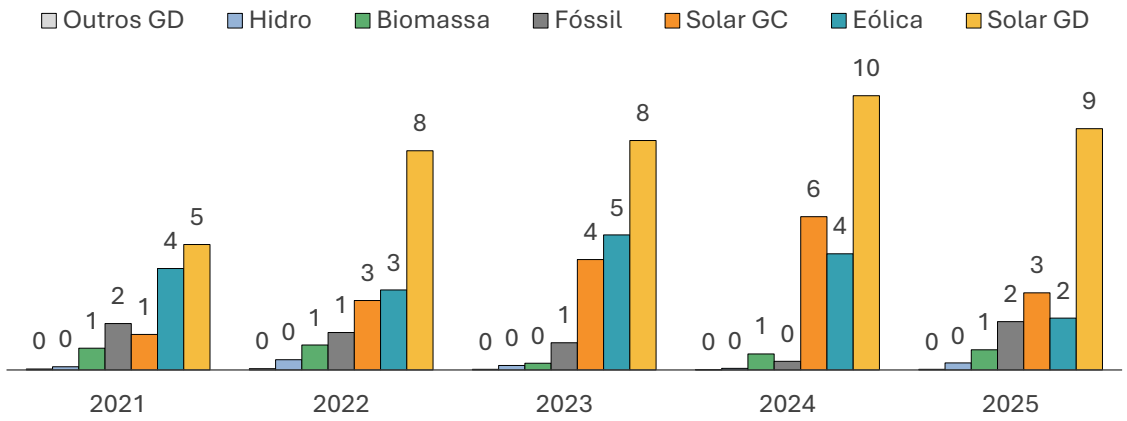
Nota: Para maiores informações sobre veículos elétricos, acesse o Caderno de Eletromobilidade do PDE 2036.

Os RED já são uma realidade no setor elétrico brasileiro...

Nos últimos anos, observa-se uma expansão significativa dos RED no Brasil, com destaque para a **eficiência energética** e a **geração distribuída solar**. Esse movimento reflete a **redução de custos** tecnológicos, a **maior participação do consumidor** nas decisões de consumo e a busca por **soluções mais eficientes e descentralizadas** para atendimento às necessidades energéticas.

Expansão da oferta de geração de energia elétrica (GW)

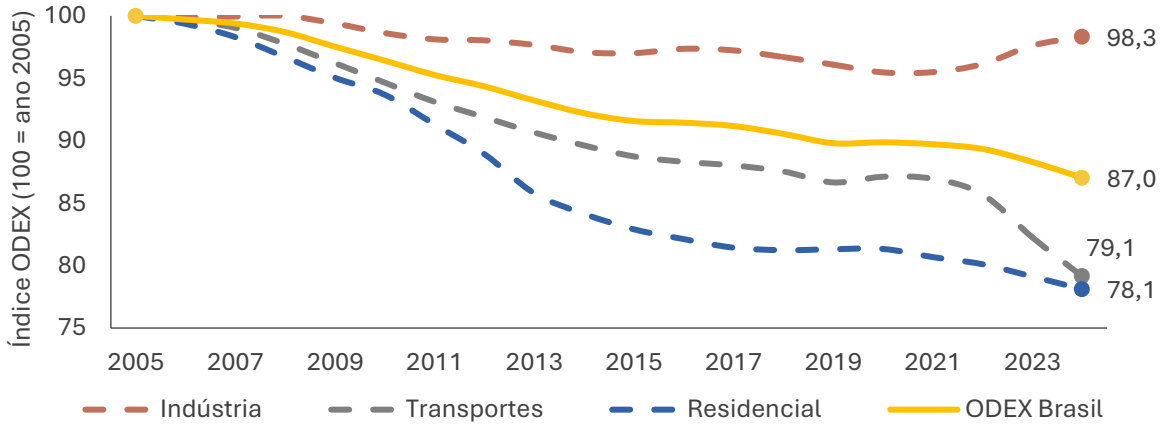
Fonte: ANEEL. Painel Interativo do RALIE e base de MMGD (Acessos em 03/07/2026).



- Em 2025, a capacidade instalada acumulada da geração solar fotovoltaica distribuída atingiu a marca de **45 GW**. A fonte também liderou a expansão anual da oferta de geração de energia pelo **quinto ano consecutivo**.
- A expansão da geração descentralizada e de novas tecnologias, como veículos elétricos e sistemas inteligentes, tem promovido mudanças relevantes no perfil de **consumo e na operação do sistema elétrico**, criando novas dinâmicas entre **oferta e demanda**.

ODEX Brasil (2005-2024)

Fonte: EPE (2025).



- A eficiência energética é o **primeiro recurso** a ser considerado no atendimento à demanda: cada MWh evitado dispensa a expansão de oferta e rede.
- Desde 2005, os setores industrial, residencial e de transportes apresentaram ganhos de eficiência. O ODEX apurado em 2024 indica uma **redução de aproximadamente 13%** no consumo específico de energia em relação a 2005.

Acesse o **Atlas de Eficiência Energética 2025** para mais informações.

... com contribuição elétrica relevante no horizonte decenal

No horizonte decenal, estima-se que a **contribuição dos RED** possa responder por **26,7%** do consumo de eletricidade potencial até 2036 (276 TWh), sendo que a autoprodução contribui com 10%, a MMGD com 12% e a eficiência elétrica com aproximadamente 5%.

- Em 2036, estima-se que os ganhos de eficiência elétrica cheguem a **53 TWh** evitados, uma redução equivalente a **5% do consumo elétrico** potencial.
- A **MMGD tem a maior contribuição no horizonte**, representando 123 TWh do consumo elétrico potencial, seguida da **autoprodução não-injetada,** com 100 TWh.

GANHOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA = **CONSUMO TENDENCIAL** — **CONSUMO PROJETADO**

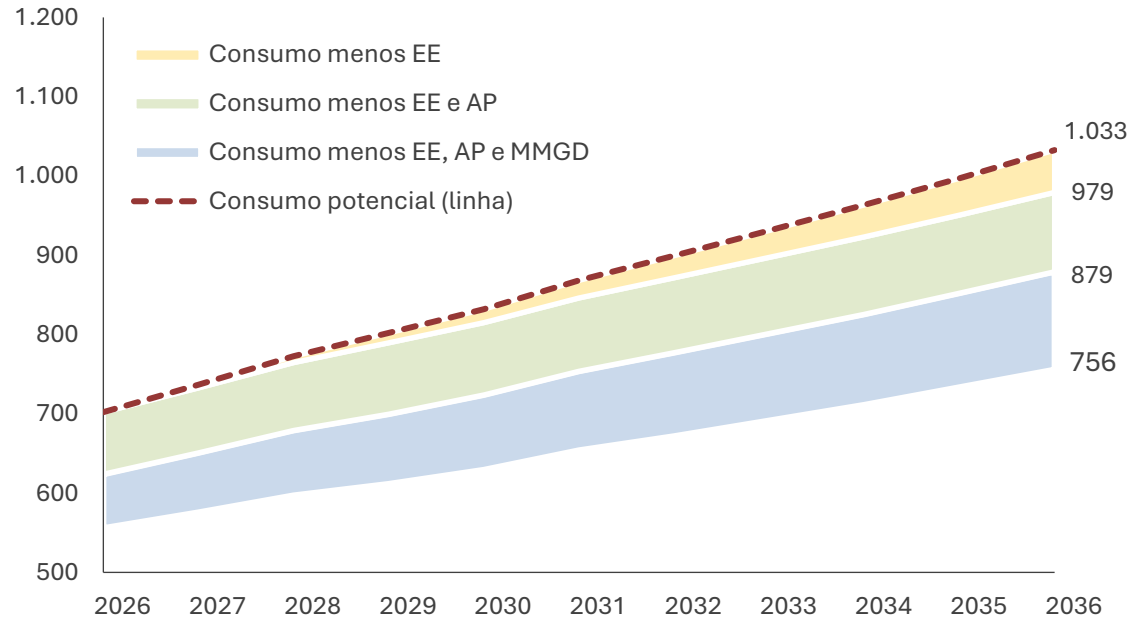
CONSUMO TENDENCIAL: O que seria consumido se os hábitos e os padrões tecnológicos permanecessem os mesmos do ano base

CONSUMO PROJETADO: O que se espera consumir com a renovação natural dos equipamentos ao fim da vida útil e as políticas vigentes

A eletricidade economizada através de ganhos de eficiência equivale à **80% da geração da UHE Itaipu** (parte Brasileira e Paraguaia) em 2025.

Consumo elétrico potencial, em TWh

Fonte: Elaboração EPE.



Notas: (1) A Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) está contemplada no consumo final, conforme a matriz energética do BEN; (2) EE: ganhos de eficiência elétrica; (3) AP: autoprodução não-injetada na rede; (4) MMGD (injetada + não-injetada): Micro e minigeração distribuída

PDE 2036

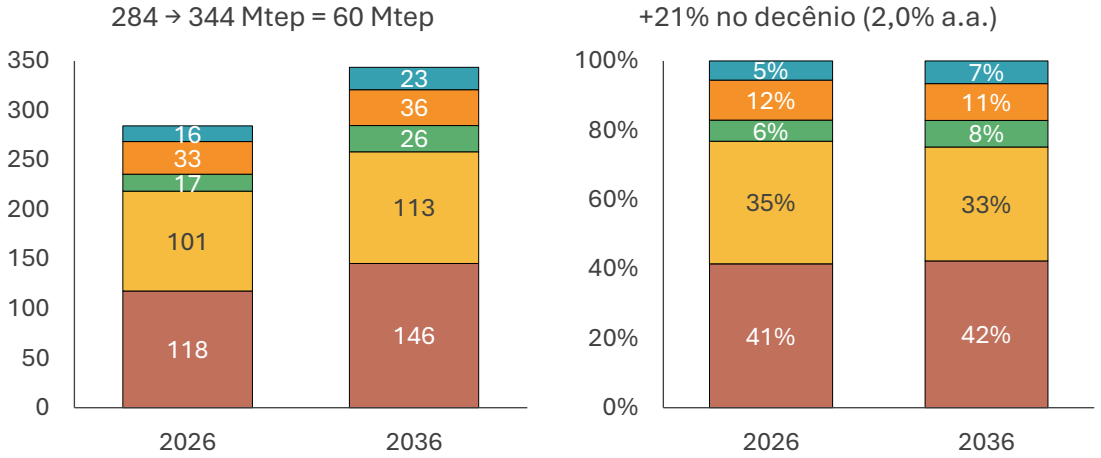
Eficiência Energética

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

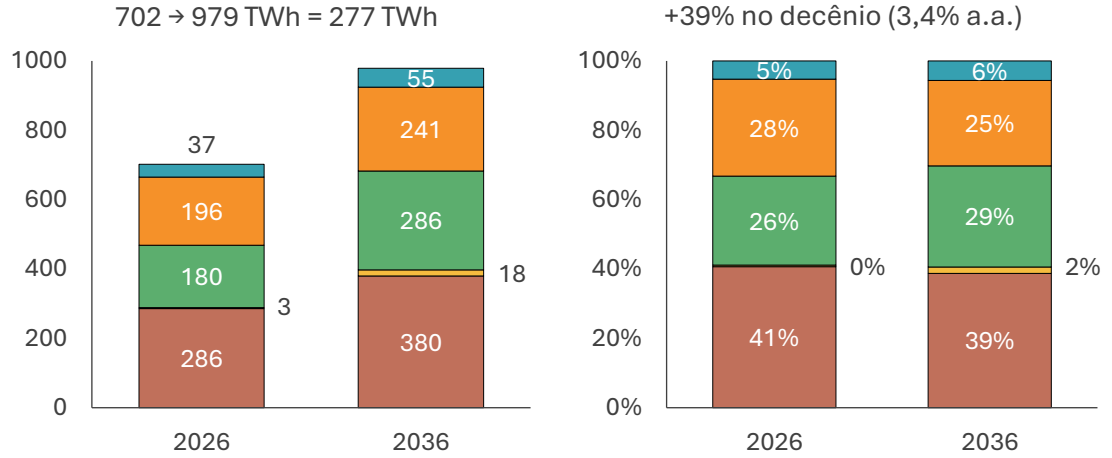
A eletrificação do consumo é uma tendência ...

Eletricidade cresce quase o dobro do ritmo da energia total no decênio (39% versus 21%), evidenciando a eletrificação do consumo, com destaque para a expansão de serviços e o avanço da mobilidade elétrica.

Energia total: Consumos com eficiência energética

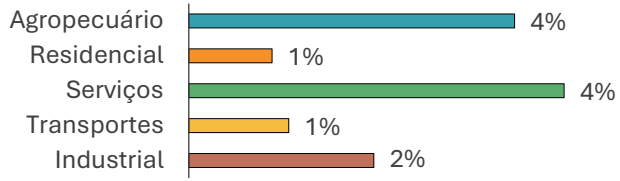


Eletricidade: Consumos com eficiência elétrica

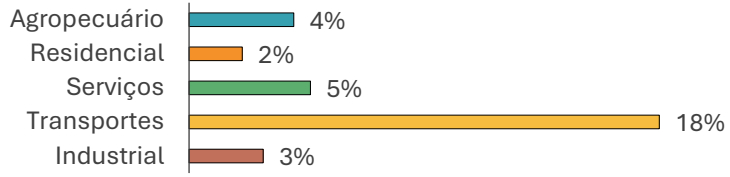




Crescimento anual por setor (% a.a.)



Crescimento anual por setor (% a.a.)



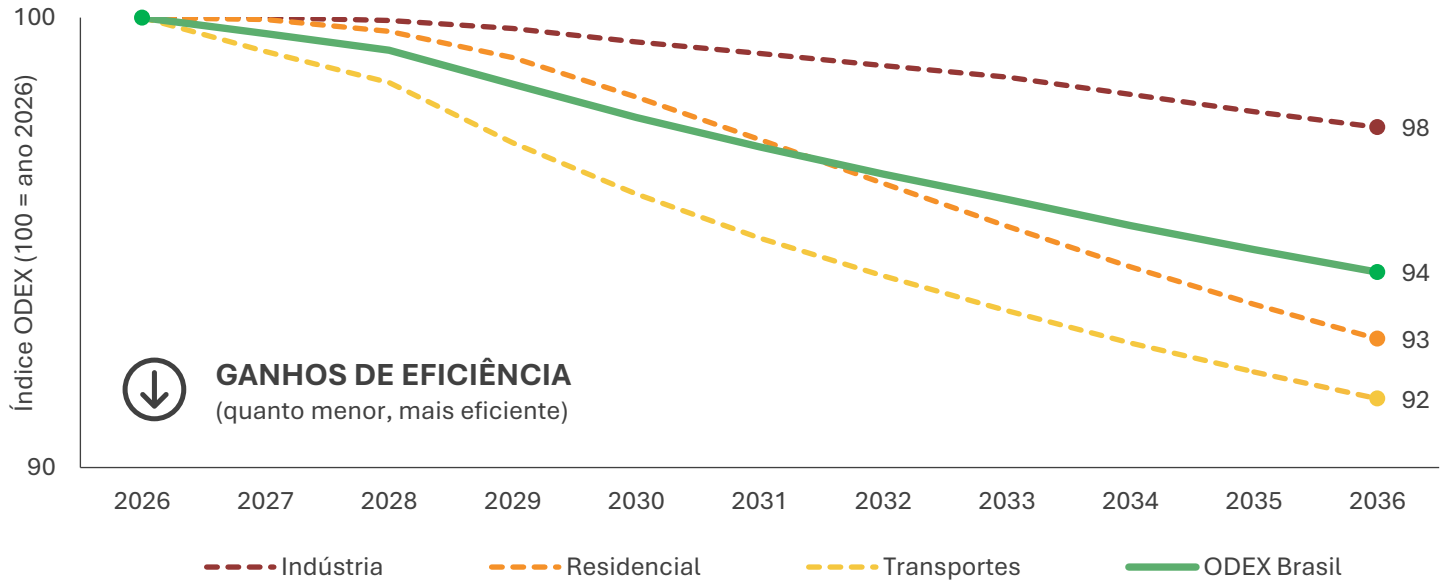
Nota: Não contempla o consumo não energético.

São esperados 6% de ganhos de eficiência energética entre 2026 e 2036

- O índice de eficiência energética **ODEX Brasil** busca apurar os **ganhos de eficiência** do País.
- É utilizado no **Atlas da Eficiência Energética** para mostrar os **ganhos históricos**, com metodologia adaptada do programa europeu ODYSSEE Database.
- O ODEX combina os melhores **indicadores de consumo de energia** disponíveis para cada setor, e sua variação é ponderada pelo respectivo **peso no consumo energético**.

Índice ODEX Brasil (2026-2036)

Fonte: Elaboração EPE.



Ganhos nos setores considerados:

8% setor de transportes

7% setor residencial

2% setor industrial

O ODEX permite **combinar indicadores de consumo específico expressos em diferentes unidades** (por exemplo, passageiro-quilômetro, tonelada de aço e equipamento), ponderando sua evolução pela participação de cada segmento no consumo energético.

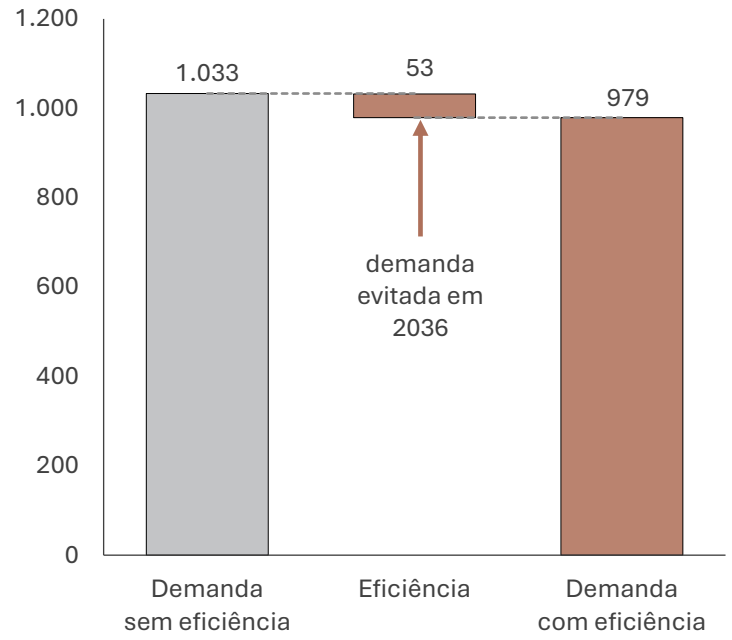
Nota: O Manual Metodológico do Atlas de Eficiência Energética Brasil apresenta o detalhamento dos dados e indicadores utilizados para a elaboração deste relatório, incluindo o ODEX, e pode ser acessado em EPE (2024).

A eficiência elétrica poderá contribuir com 53 TWh no final do horizonte

A eficiência elétrica amplia a **análise no consumo de eletricidade** de cada setor, incluindo aqueles não contemplados pelo ODEX. Assim, é possível dimensionar o **ganho de eficiência elétrica** de forma **completa** e consolidar o desempenho do País.

Estimativa de eficiência elétrica em 2036 (TWh)

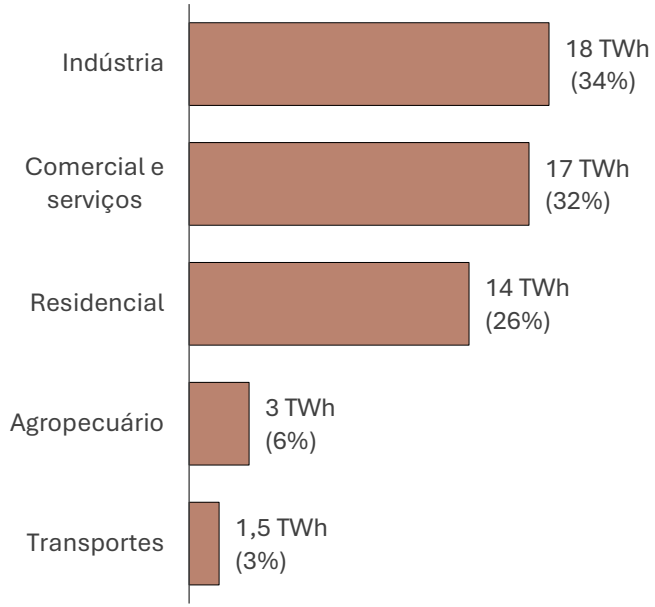
Fonte: Elaboração EPE.



Como se compõem os 53 TWh

Eficiência elétrica por setor em 2036

Fonte: Elaboração EPE.



53 TWh

de demanda elétrica evitada em 2036, equivale, aproximadamente, à soma da geração anual da UHE Itaipu (parte Brasileira) e da UHE Xingó

- Edificações contribuem para o maior ganho setorial, com 31 TWh;
- Indústria contribui com 18 TWh, seguida pelo setor agropecuário, com 3 TWh, e transportes, com 1,5 TWh.

A metodologia utilizada considera a diferença entre a **projeção do consumo final de energia**, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem **mantidos os padrões tecnológicos** observados no ano-base de 2024; e o ganho de eficiência energética zero em 2026.

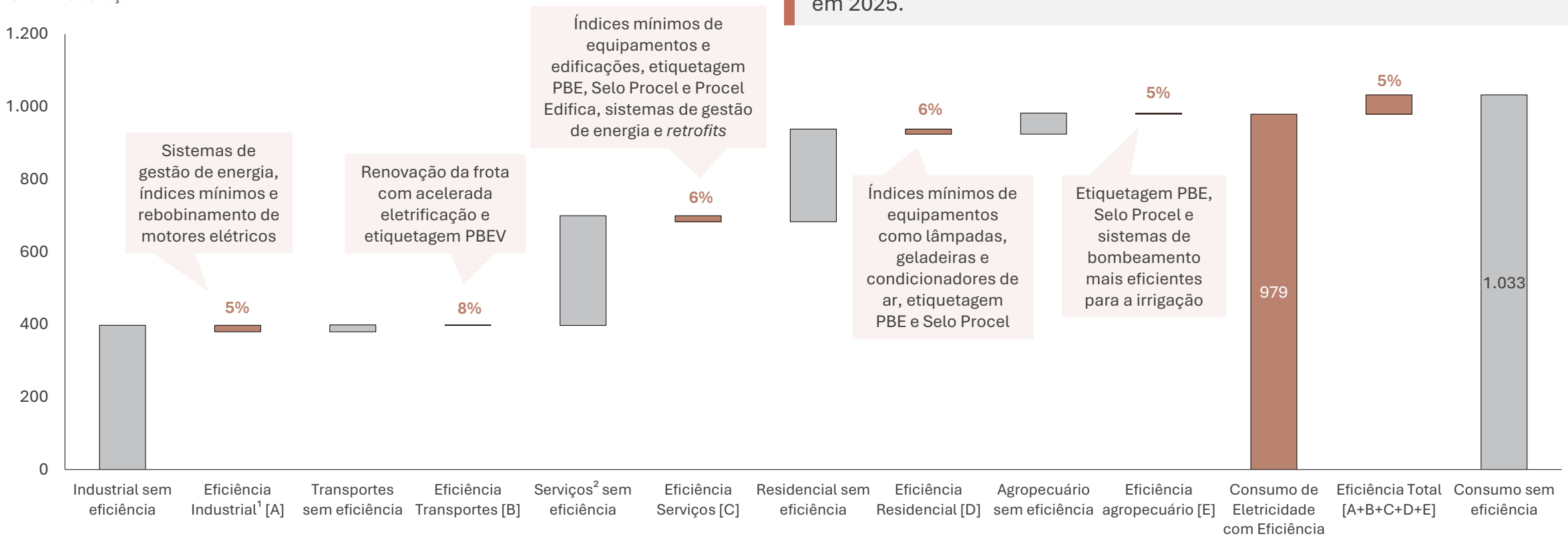
Notas: O setor industrial inclui o setor energético. As políticas de eficiência são consideradas na lógica da evolução de cada setor e abatem à demanda potencial, possibilitando a menor necessidade de eletricidade.

Impacto setorial de políticas públicas na eficiência elétrica

Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica em 2036 (TWh)
[% em cada setor]

Fonte: Elaboração EPE.

A eficiência elétrica deverá gerar um ganho projetado de 53 TWh até 2036, equivalente a 28% de toda a eletricidade consumida pelo setor residencial em 2025.



Notas: (1) Inclui setor energético; (2) Comercial + Público; (3) As políticas de eficiência são consideradas na lógica da evolução de cada setor e atendem à demanda potencial, possibilitando a menor necessidade de oferta de eletricidade. As medidas de eficiência energética destacadas aqui são práticas existentes e não são exaustivas.

Edificações lideram a eficiência elétrica

92% da eficiência elétrica em 2036 concentra-se em dois setores: **edificações e indústria**. As edificações reduzem 58% do total projetado, que concentra a maior parcela de redução do consumo elétrico do Brasil em 2036, seguido pela indústria (34%).

Eficiência elétrica por setor

Edificações

58% (31 TWh)

- Inclui comercial, residencial, prédios públicos e serviços públicos.
- Existe potencial de melhoria nos sistemas de refrigeração, iluminação, ***retrofit*** e no **desempenho das edificações**.



Indústria

34% (18 TWh)

- Inclui o setor energético.

Agropecuário e Transportes

9% (4,5 TWh)

Consumo de eletricidade: hoje e o projetado

Neste PDE, o consumo do setor residencial cresce 2,1 % a.a. (saindo de 196 TWh em 2026 para 241 TWh em 2036) e do comercial e serviços púbicos cresce a aproximadamente 5 % a.a. no período (passando de 180 TWh em 2026 para 286 TWh em 2036). A eficiência elétrica abate uma parte relevante dessa expansão nas edificações. O segmento comercial passa a apresentar uma nova dinâmica com a expansão dos *data centers*, que impulsiona o crescimento do consumo de eletricidade.

Políticas e premissas de eficiência em edificações

Índices mínimos de eficiência: para equipamentos e edificações, como a Resolução CGIEE nº 4/2025 para novas edificações residenciais, Habitação de Interesse Social, comerciais, de serviços e públicas.

Etiquetagem – ENCE, PBE Edifica e o Selo Procel orientam o mercado a envoltórias e equipamentos mais eficientes.

Desempenho térmico: Norma de desempenho térmico e Instrução normativa Inmetro para a Classificação de Eficiência Energética de Edificações.

Compras públicas sustentáveis: eficiência como pré-requisito nas licitações públicas.

Apesar de crescimento, *data centers* no Brasil tendem a ser mais eficientes

O segmento de *data centers* destaca-se como o principal vetor de crescimento do setor de comércio e serviços, com expansão média anual estimada em 13,7% até 2036. Mesmo com esse crescimento acelerado por processamento digital, os novos *data centers* brasileiros tendem a ser ainda mais eficientes. Essa tendência é reflexo dos ganhos de eficiência possibilitada por três fatores principais:

- **Transferência de servidores para instalações de *data centers***
  A concentração do centro de processamento em instalações de *data centers*, especializados em acondicionar equipamentos de TI, ensejam uma otimização do consumo de energia.

- **Maior eficiência dos sistemas de TI**
  GPUs/TPUs, virtualização e compressão de modelos elevam o processamento por watt em cada tarefa – mesmo com maior consumo absoluto por chip.

- **Maior eficiência do sistema de climatização**
  Ar convencional → contenção térmica → refrigeração líquida. Híbrido ar indireto + Direct-to-Chip reduz o PUE (líquida < 1,2 vs. 1,4-1,6 a ar).

Essas evoluções tecnológicas resultam em um menor consumo específico para os *data centers* realizarem a mesma tarefa de processamento de dados, que reflete na diminuição no indicador PUE (*Power Usage Effectiveness*, cuja tradução livre poderia ser Efetividade do Uso de Energia). Apesar do menor consumo específico para realizar a mesma tarefa de processamento de dados, a demanda dos empreendimentos de *data center* aumenta já que os menores custos com processamento viabilizam tarefas consideradas inviáveis com sistemas menos eficientes, fenômeno denominado de **Efeito Rebote**.

O desempenho dessa infraestrutura depende também das condições climáticas do local de instalação.

PREMISSAS DA TRAJETÓRIA MUNDIAL DO INDICADOR

PUE [1]

1,54 · média global do parque instalado em 2024

1,40 · média global do parque instalado em 2030

Modularidade e arquiteturas hibridas

Componentes mais tolerantes a altas temperaturas de operação

Nota: (1) PUE = Energia total consumida pelo *data center* (TI + refrigeração + UPS + iluminação + perdas) ÷ Energia consumida pelos equipamentos de TI (servidores, *storage*, rede).

Como a Iluminação Pública pode avançar no serviço público

Estima-se que 80% do parque brasileiro ainda possa ser modernizado. A migração para LED pode reduzir cerca de 55% do consumo da iluminação pública.

2%
da eletricidade no Brasil 2025

≈ 22 milhões
pontos de luz estimados no País em 2023
~14.500 GWh/ano de consumo e 38% no SE

20%
de LED (2023)
59% em vapor de sódio

25 - 55%
potencial de economia
de 110 a 200 LM/W na luminária

TENDÊNCIAS

- LED em difusão: redução de preço.
- PPPs: 146 contratos contabilizados até 2024, R$ 32 bi, 173 municípios (ABCIP).
- Telegestão e IoT: dimerização e automação.

POLÍTICAS E INSTRUMENTOS VIGENTES

- PEE ANEEL.
- PPI da Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos (SEPPI) da Casa Civil da Presidência da República.
- Procel Reluz (ENBPar/Procel): +R$ 150 milhões na chamada de 2025
  + 1.500 municípios atendidos e modernização de mais de 3,5 milhões de pontos de iluminação pública.

CASE NACIONAL **Santo André (SP) — Banho de Luz**

Referência nacional com 100% do parque em LED e IoT, via execução municipal direta (sem PPP): 53 mil pontos em aproximadamente 1,3 mil km de vias, com telegestão integrada.

52%
redução no consumo

Redução do tempo médio de reparo (falhas)

Fontes: ABCIP (2024, 2025); Procel Reluz / MME (2024–2025); BNDES; Prefeitura de Santo André/SP (maio 2026).

As residências contribuem com políticas importantes na eficiência

14 TWh

de demanda elétrica evitada em 2036 em decorrência das medidas de eficiência adotadas no setor residencial

- Economia é equivalente ao consumo de um ano de cerca de **5 milhões de domicílios.**
- Equivalente também à geração elétrica de **um ano da usina hidrelétrica** de Santo Antônio, RO.

Destaques de economia entre os equipamentos (ref. 2036)

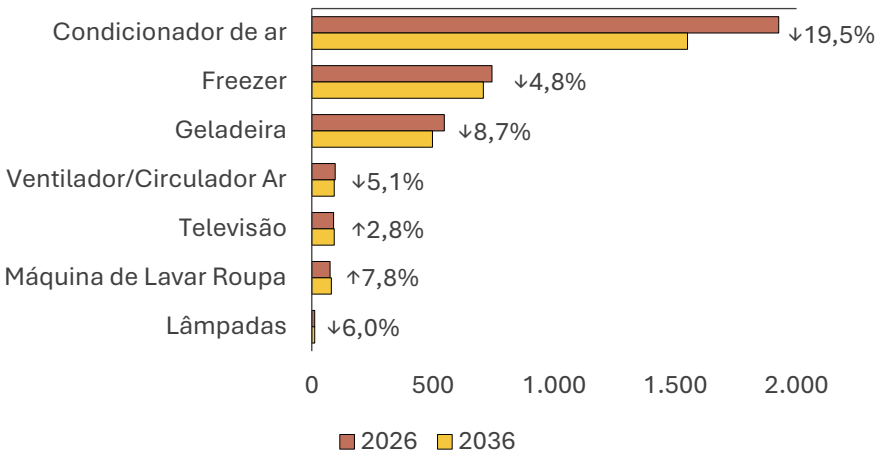
6,2 TWh

Existe a previsão de **revisão dos índices de eficiência dos condicionadores de ar** comerciais em 2027 e residenciais em 2028.

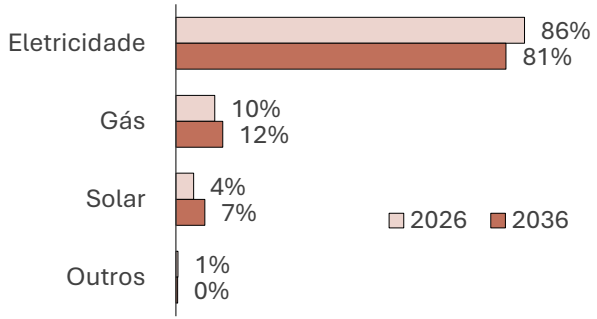
3,0 TWh

Mesmo com a redução do consumo das **geladeiras**, ainda **existe grande potencial para melhorias no índices de eficiência** nos próximos ciclos da agenda regulatória.

Consumo unitário dos equipamentos (kWh/unidade)



Aquecimento de água nos domicílios



6,3 % a.a.

Taxa de crescimento do Sistema Solar de Aquecimento de Água

Políticas e premissas de eficiência em edificações

Índices mínimos de eficiência: para equipamentos e edificações, como a Resolução CGIEE nº 4/2025 para novas edificações residenciais e HIS;

Etiquetagem - ENCE, PBE Edifica e o Selo Procel orientam o mercado a envoltórias e equipamentos mais eficientes;

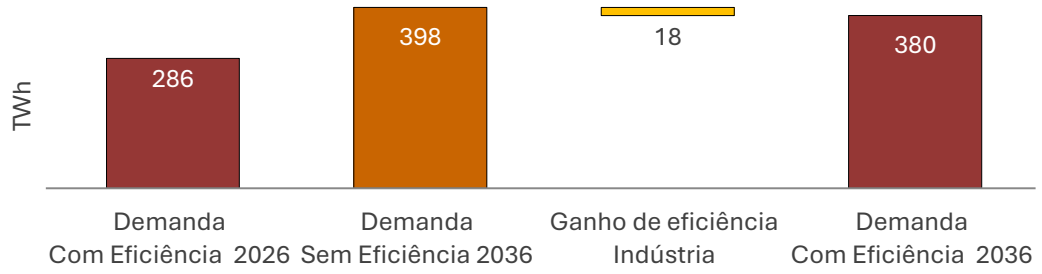
Desempenho térmico: ABNT NBR 15.575 e INI-C/INI-R, arquitetura bioclimática, reduzem a carga de climatização e melhoram o conforto térmico.

34% da eficiência elétrica no horizonte decenal está na indústria[1]

Mesmo com a maior eletrificação dos processos produtivos, o cálculo tradicional da eficiência elétrica aponta **ganhos de 4,5% na indústria**, o que representa **18 TWh de demanda elétrica evitada em 2036**.

- O consumo de eletricidade da indústria[1] foi de **281 TWh em 2025** (BEN 2026). Para o horizonte decenal, estima-se um crescimento de 3% a.a.
- O **ganho de eficiência** no setor industrial (34% de todo o País) resulta das políticas existentes de eficiência elétrica, que reduzem a demanda de 398 para 380 TWh em 2036.

Estimativa de ganhos de eficiência elétrica no setor industrial (TWh)



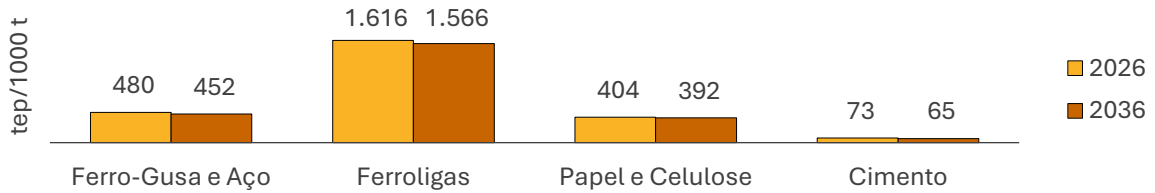
O cálculo tradicional mede o **consumo evitado** em cada segmento. A maior eletrificação dos processos industriais amplia a base sobre a qual esses ganhos incidem.

Políticas e premissas de eficiência na indústria

- Índices mínimos de eficiência (MEPS[2]) para equipamentos e motores elétricos.
- Implantação de sistemas de gestão de energia e ***retrofit***.
- Novas plantas eficientes e compromissos ambientais atendidos (exemplo, Convenção de Minamata e fim da eletrólise via mercúrio para produção de cloro).

- A análise do **ODEX no setor industrial** indica ganhos de eficiência global na ordem de 2%, evidenciando que há desafios para ampliar os **ganhos em eficiência térmica** nos segmentos industriais.
- Para os **segmentos energointensivos** analisados no período, projeta-se uma redução da demanda de energia necessária por item industrial produzido.

Consumo específico da indústria, por segmento (tep/1000 t)

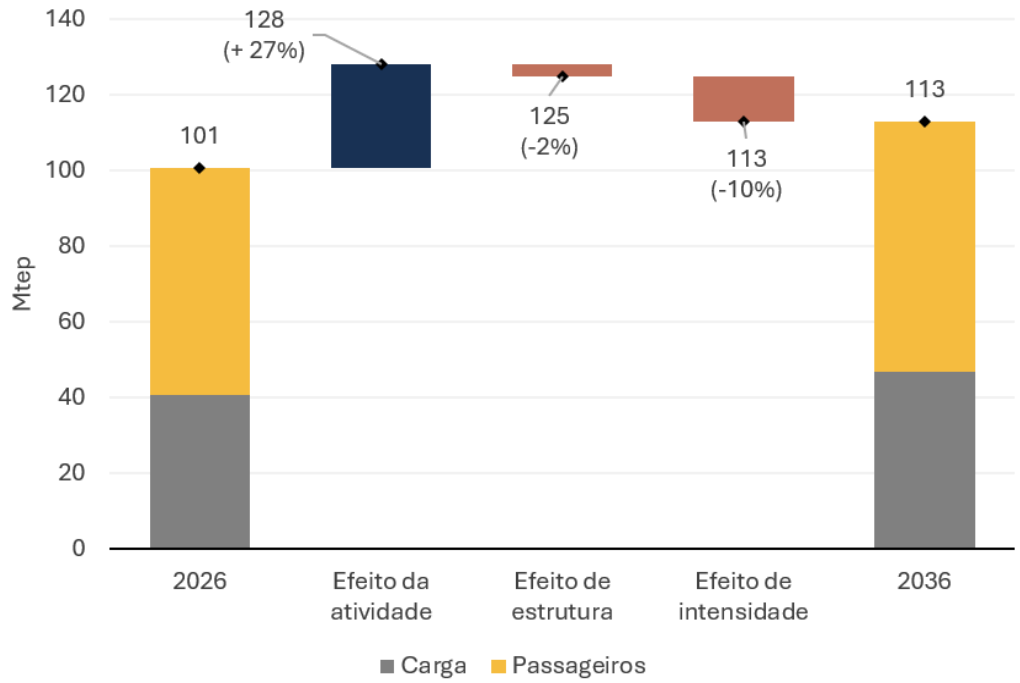


Notas: (1) Inclui o setor energético; (2) MEPS refere-se a *Minimum Energy Performance Standards* (índices mínimos de eficiência). Ações baseadas no Plano Clima 2024-2035 (planos setoriais de Energia e Cidades) e na agenda regulatória do MME.

Como o setor de transportes avança na eficiência energética

Evolução do consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência de 2026 a 2036 (milhões de tep)

Fonte: Elaboração EPE.



Efeito atividade: consumo sem eficiência energética

- Mantidas as condições atuais da matriz de transportes, sem a migração de atividade entre os distintos modos e desconsiderando ganhos de eficiência energética, o crescimento da economia resultaria em um **aumento de 27%** para o consumo energético do setor de transportes entre 2026 e 2036, **acompanhando diretamente o crescimento na atividade** no período.
- Esse crescimento seria composto por aumento de 24,7% para a movimentação de cargas e de 28,9% para o transporte de passageiros.

Ganhos de eficiência: estrutural e de uso

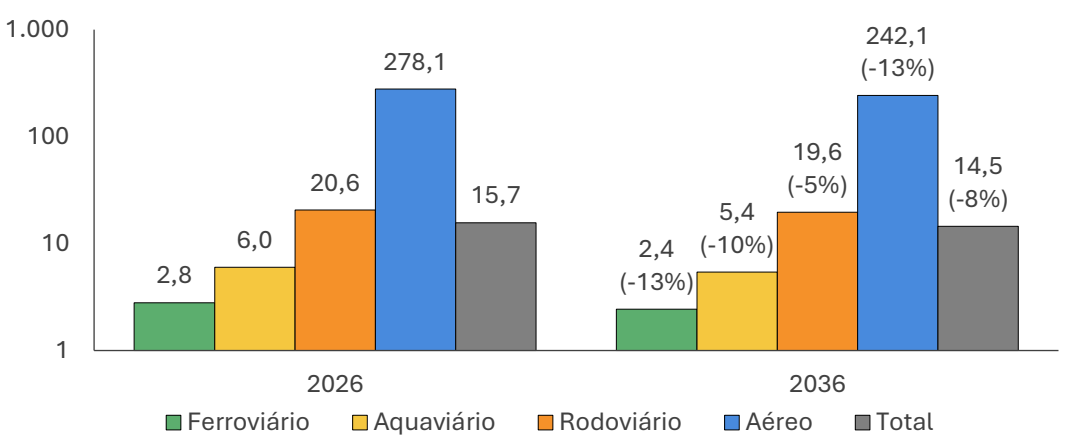
- A ampliação da participação de modos menos intensivos em energia, com destaque para o transporte ferroviário de cargas, deverá **reduzir em aproximadamente 2%** o consumo energético do setor em relação à trajetória sem mudança na matriz de transportes.
- Os efeitos de ganhos de eficiência estrutural e de uso (mudanças na matriz de transporte e eficiência dos veículos) representam uma **atenuação/abatimento de 55%** do crescimento (15 Mtep) no consumo energético projetado para o período decenal.

No período decenal, o consumo energético associado ao setor de transportes deverá **crescer 12%**, valor inferior aos 27% que seriam esperados em um cenário sem ganhos de eficiência energética.

De que forma é esse avanço nos transportes?

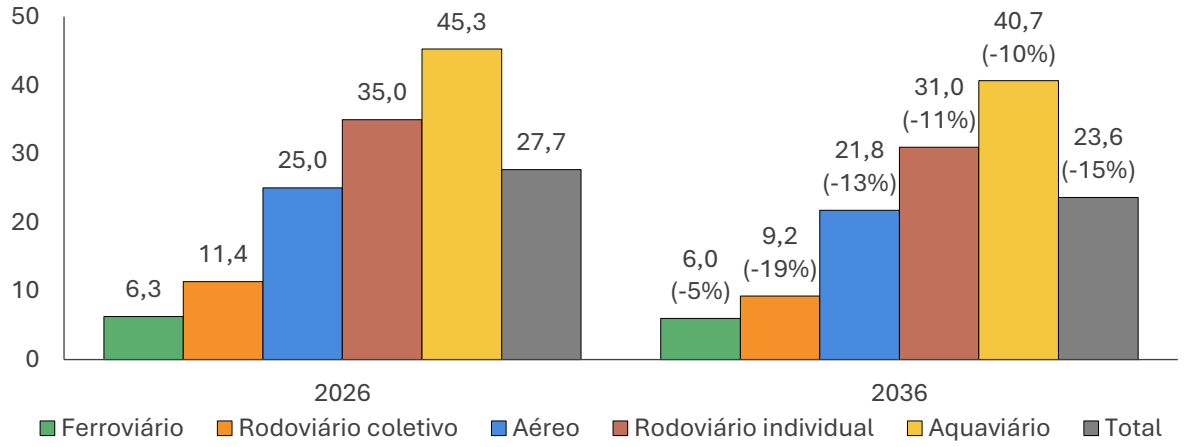
Intensidade energética do transporte de cargas (tep/milhão tkm)

Fonte: Elaboração EPE.



Intensidade energética do transporte de passageiros (tep/milhão pkm)

Fonte: Elaboração EPE.



- A **crescente participação de veículos pesados e semipesados na frota de caminhões deve promover ganhos de eficiência** na atividade do transporte rodoviário de cargas. Embora os veículos pesados apresentem maior consumo energético, sua capacidade de carga é proporcionalmente superior.
- **Renovações antecipadas de concessões ferroviárias e investimentos portuários devem aumentar a eficiência do transporte de cargas** desses setores. Adicionalmente, esses investimentos devem retroalimentar o melhor uso de caminhões, intensificando os ganhos de eficiência do transporte rodoviário.
- Novas encomendas e renovações de frota também ajudam a explicar a melhoria nos setores aéreo e aquaviário de passageiros.
- Projeta-se uma **contínua evolução na eficiência energética do transporte rodoviário de passageiros**, impulsionado pela renovação de frota, com veículos novos e mais eficientes sendo empregados, em especial **elétricos a bateria e híbridos.**
- A renovação da frota de **transporte rodoviário coletivo, em especial com a eletrificação,** reduz a intensidade energética desse modo de transporte.

Eficiência primeiro, geração depois: uma sequência estratégica

Investir primeiro em eficiência energética, antes da geração distribuída, é fundamental para garantir uma geração mais próxima das reais necessidades da unidade consumidora, reduzindo o custo de investimento e o desperdício.

Pergunta: Qual o impacto de medidas de eficiência energética sobre o investimento em geração distribuída em uma residência típica, de dois quartos?

Sem eficiência

Consumo: 200 kWh/mês

1,78 kWp

4 módulos FV de 550 Wp



Com eficiência: redução estimada de 25%

Consumo: 150 kWh/mês

1,33 kWp

≈ R$ 2,1 mil a menos no investimento[1]

3 módulos FV de 550 Wp



módulo evitado

- LED
- Selo Procel
- Ar cond. eficiente
- Geladeira eficiente
- Arq. bioclimática
- Aquecimento Solar Água

Por que eficiência primeiro?

- **R$** Menor custo de investimento e manutenção
- **m²** Menor área necessária para os módulos fotovoltaicos
- **18h** Menor impacto da demanda nos horários sem radiação solar
- **kWh** Menor desperdício de energia

A implementação de medidas de eficiência energética também está associada a custos[2]. No entanto, a **redução prévia da demanda de eletricidade** viabiliza a adoção de **sistema fotovoltaico potencialmente menor** em potência instalada, área de cobertura e custos de manutenção ao longo da vida útil. Assim, a eficientização do consumo antes da adoção de soluções de GD contribui para a **otimização do investimento**.

Notas: (1) Premissas sistema FV: consumo médio residencial de referência (EPE, Anuário Estatístico 2025); 5h de sol pleno/dia; desempenho de 75%; módulos de 550 Wp; kWp = consumo mensal ÷ 120. Economia: 0,45 kWp evitados × R$ 3.000 a 7.000/kWp instalado (fev/2026); (2) O custo adicional estimado da eficiência está na faixa de R$ 1.200 a R$ 2.500, mesma ordem de grandeza do custo dos módulos evitados (aprox. R$ 2.100). Este valor é calculado a partir das diferenças de preços dos equipamentos mais eficientes (ENCE A) e similares de menor classificação, de geladeiras, condicionadores de ar e lâmpadas LED, com base no Programa Brasileiro de Etiquetagem/Inmetro, e estão conforme preços do varejo do mês 07/2026.

PDE 2036

Autoprodução

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Autoprodução de eletricidade não injetada na rede

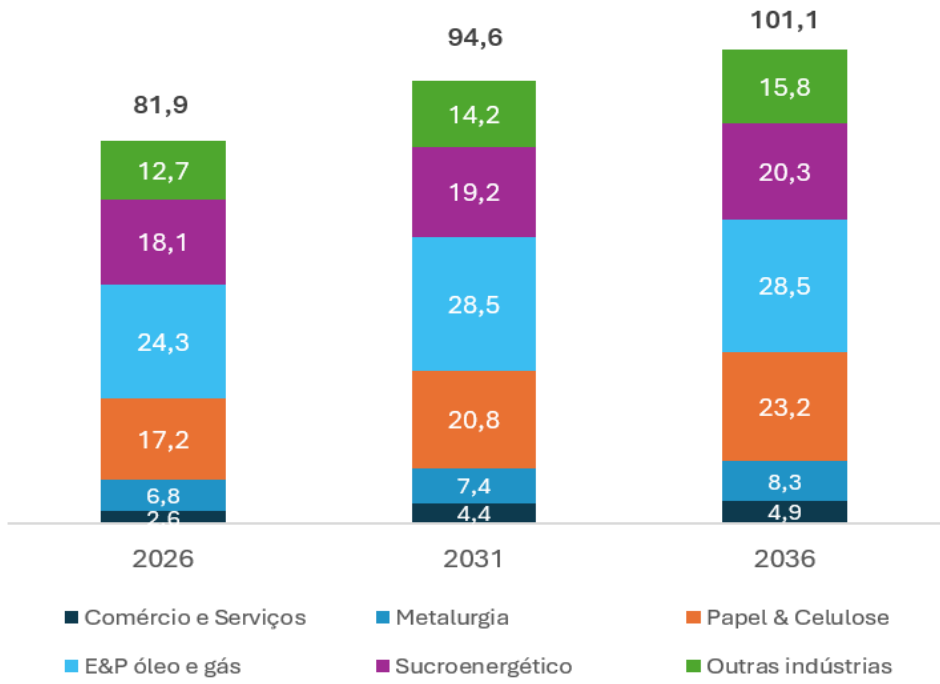
Caracterizada pela **geração e consumo de eletricidade no próprio local, sem utilização dos sistemas de transmissão e distribuição**, essa modalidade de autoprodução, usualmente denominada clássica, in loco ou in situ, responde por cerca de **12% do consumo de eletricidade do País**. Além de contribuir para o atendimento da demanda, a autoprodução aumenta a eficiência energética ao reduzir perdas elétricas associadas ao transporte de energia nas redes e ao aproveitar subprodutos de processos produtivos para geração de eletricidade destinada ao consumo próprio.

- Ao longo da próxima década, essa modalidade deverá crescer, em média, **2% ao ano**, alcançando mais de **100 TWh em 2036**.
- Entre os consumidores industriais eletrointensivos, destacam-se os setores de **celulose, ferroligas e petroquímica**, com expansão média de 3% ao ano.
- No segmento **metalúrgico**, além da indústria de ferroligas, destacam-se também a siderurgia e a pelotização.
- Em contrapartida, outros segmentos, como **exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, refino e sucroenergético**, deverão crescer em ritmo mais moderado, em torno de 1% ao ano.
- A maior expansão, contudo, é esperada no setor de **comércio e serviços**, com crescimento aproximado de 6,5% ao ano.

Apesar de a **MMGD** frequentemente estar associada à geração próxima ao consumo, ela **não é considerada nessa categoria**, uma vez que seu modelo de operação se baseia na conexão à rede de distribuição e no sistema de compensação de energia elétrica.

Consumo atendido por autoprodução (TWh)

Fonte: Elaboração EPE.



Notas: No gráfico, a categoria "Outras indústrias" inclui consumo interno de usinas não informado ao SIMPLES como consumo próprio.

PDE 2036

Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)

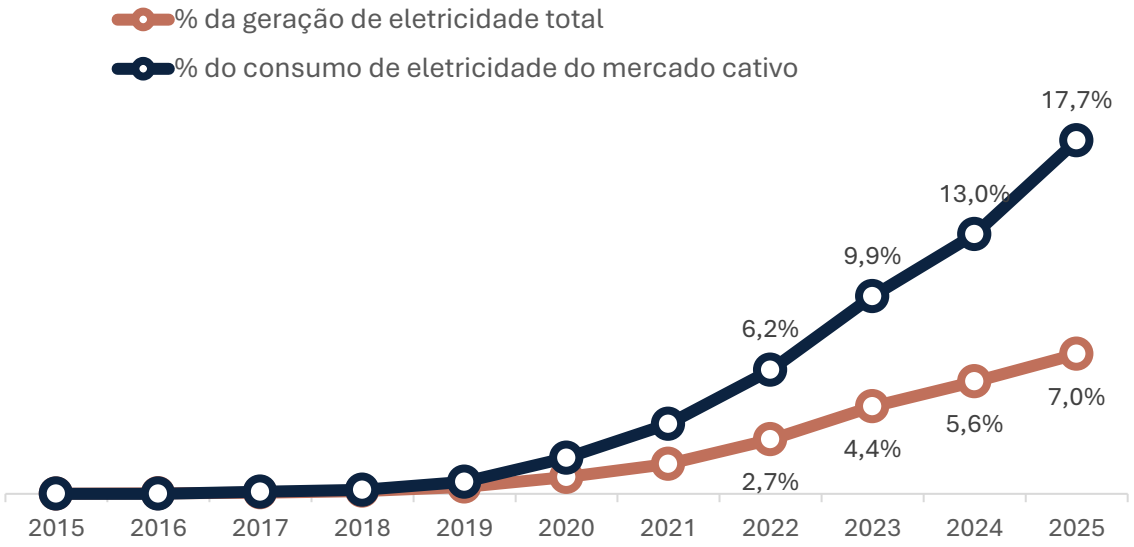
epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

A MMGD tem tido participação crescente no mercado nacional, mas o marco legal traz mudanças na metodologia de compensação

Além da expansão da capacidade instalada, a MMGD também tem ganhado importância na contribuição energética, representando **7,0% da geração total de eletricidade no Brasil** e cerca de **17,7% do consumo cativo nacional.**

Participação da MMGD no mercado nacional

Fonte: Relatório Síntese - BEN 2026 e Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída



Acesse o **Relatório Síntese 2026** do **Balanço Energético Nacional** para mais informações.

O Marco Legal da MMGD e o sistema de compensação

- A **Lei n° 14.300/2022** consolida as regras do sistema de compensação de energia elétrica e estabelece um **regime de transição para novos sistemas;**
- Para os geradores que solicitaram acesso até janeiro de 2023, a compensação de **todas as componentes tarifárias** (regra original) permanece válida até 2045;
- Para geradores com solicitação de conexão após essa data, há uma **cobrança gradual** (de 15% a 90%) da TUSD distribuição até 2028;
- A exceção são **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, em que:

Pagamento sobre o crédito	2023 a 2028
TUSD Distribuição	100%
TUSD Transmissão	40%
Encargos P&D, PEE e TFSEE	100%

- A partir de 2029, a compensação para novos geradores será da TE Energia + benefícios. A ANEEL estabelecerá a metodologia para valoração dos custos benefícios, seguindo as diretrizes da Resolução CNPE nº 2/2024.

Mesmo afetando a remuneração somente a partir de 2029, **a definição da valoração de custos e benefícios da MMGD deve influenciar os investimentos ao longo da década,** pois afeta o fluxo de caixa desses empreendimentos.

Ainda assim, os cenários indicam expansão da MMGD no horizonte decenal

Como são feitas as projeções da difusão da MMGD no Brasil?

As projeções são realizadas com o Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD), que estima a evolução da MMGD com base nas condições atuais e nas expectativas do mercado, considerando fatores econômicos, regulatórios e tecnológicos.

Dessa forma, os resultados representam uma projeção de como o mercado tende a evoluir caso os sinais atuais sejam mantidos, e não necessariamente uma expansão ótima da MMGD. Assim, as projeções permitem antecipar desafios como impactos operacionais, necessidade de flexibilidade do sistema e riscos de *curtailment*, além de subsidiar discussões regulatórias, tarifárias e tecnológicas.

Acesse o modelo e a metodologia utilizados nas projeções.

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.

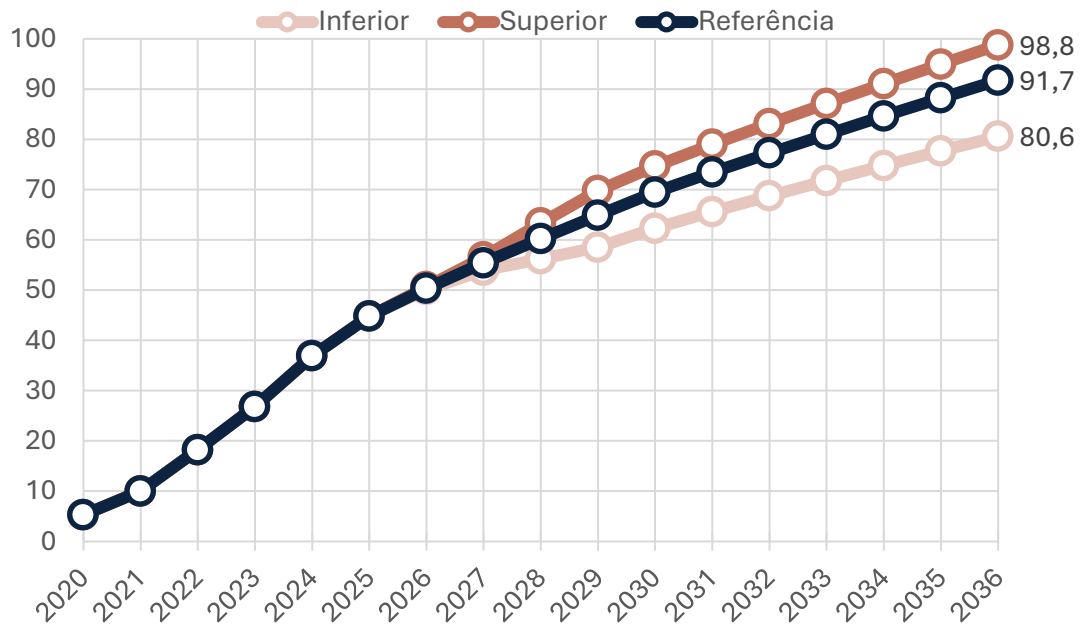
2 Cenário Referência

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.**

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por cenário



Resumo dos resultados por cenário

Cenário	Adotantes Acumulados (Até 2036) Milhões	Potência Acumulada (Até 2036) GW	Geração (2036) GWméd	Investimentos (2027 a 2036) R$ bilhões
Superior	14,4	98,8	15,3	112,8
Referência	13,5	91,75	14,1	95,9
Inferior	12,1	80,58	12,3	67,8

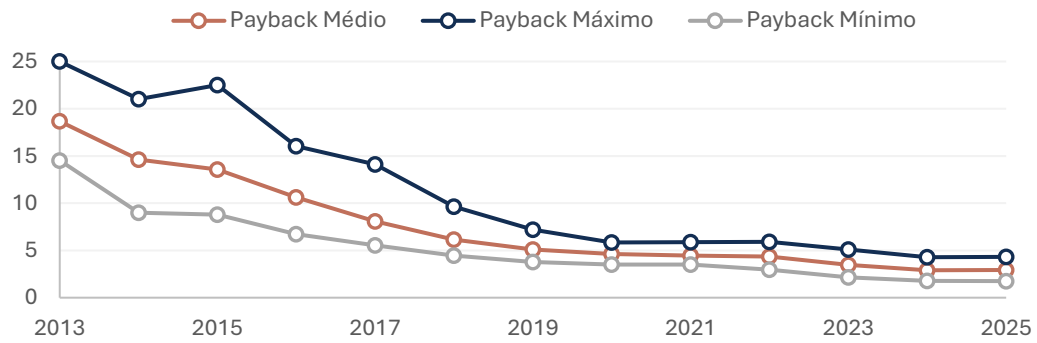
Nota: Data base da projeção: novembro de 2025.

O protagonismo da solar fotovoltaica foi viabilizado por questões técnicas e econômicas, que ampliaram a competitividade da fonte

A fonte **solar fotovoltaica é a protagonista na difusão da MMGD**, correspondendo a **99% da capacidade instalada** no horizonte decenal. No entanto, a trajetória limitada de expansão da capacidade instalada das fontes não solares não indica baixo potencial, mas reflete **restrições associadas a custos, escala e risco**, além de **maior complexidade** no desenvolvimento dos projetos.

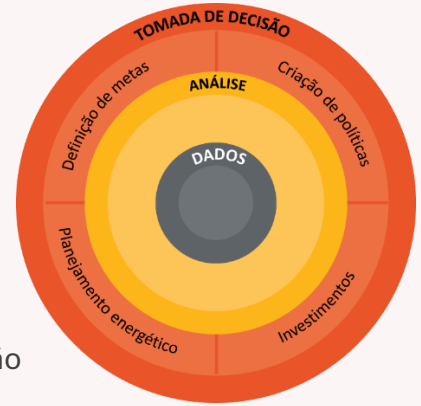
- A combinação de **redução de custos** da tecnologia, a **modularidade** e a **diversidade de fornecedores** dos sistemas, o acesso à **financiamento**, além de **incentivos fiscais e aduaneiros**, resultaram no desenvolvimento de uma cadeia de fornecimento madura e na elevada competitividade econômica da solar fotovoltaica frente às demais fontes.
- Entre 2013 e 2025, a Taxa Interna de Retorno (TIR) dos projetos residenciais saltou de 5% para 50%, enquanto o ***payback*** **médio simples** reduziu de aproximadamente 18 anos para valores na faixa entre 3 e 4 anos.

Histórico do *payback* simples de projetos fotovoltaicos residenciais
Fonte: EPE - Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída



Dados como condição necessária ao desenvolvimento dos RED

- A disponibilidade de **dados primários** dos RED, da infraestrutura de rede e dos equipamentos no território brasileiro é uma condição fundamental e necessária para projetos de oferta descentralizada de energia aderentes à realidade do sistema interligado nacional (SIN).
- A **análise** desses dados inclui o mapeamento, modelagem, cálculo do potencial técnico e econômico, curvas de oferta e modelos de expansão e operação do sistema.

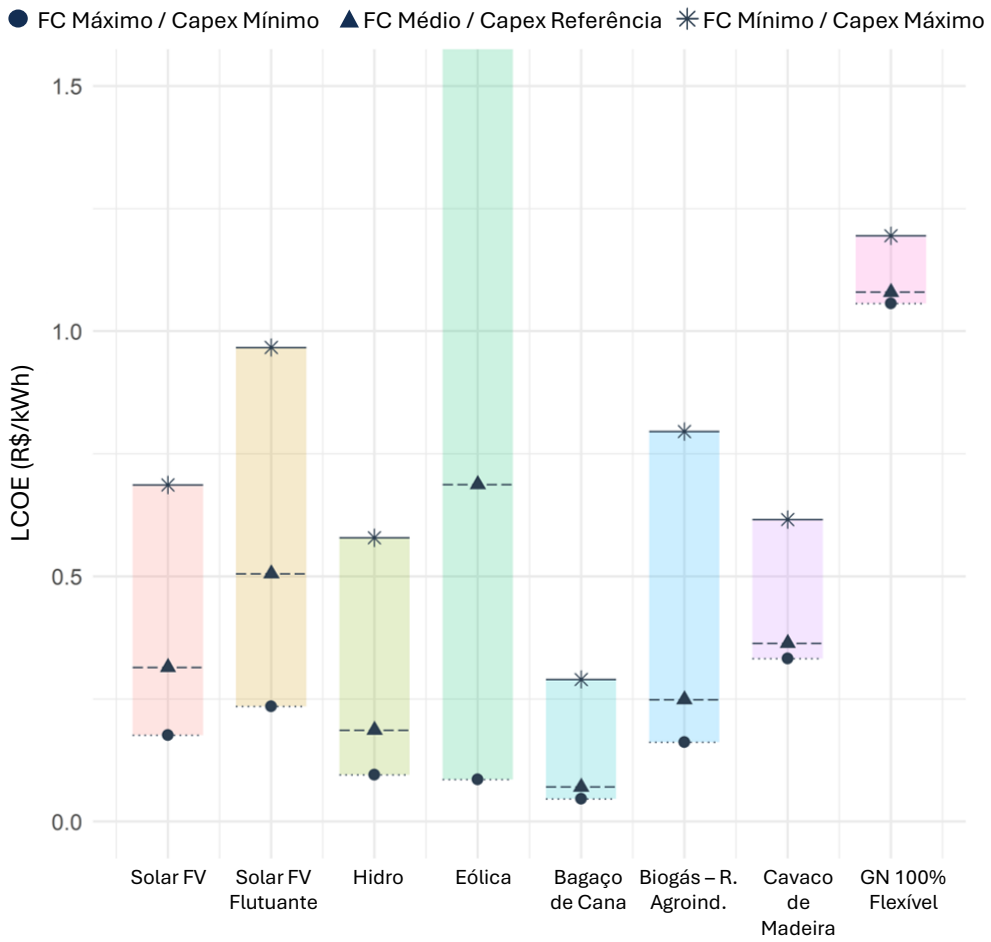


- A partir destes, a **tomada de decisão** torna-se mais confiável, guiada pela qualidade dos recursos, custos, riscos e integração ao sistema elétrico.
- No caso da tecnologia fotovoltaica, a previsibilidade do recurso energético e da geração foi viabilizada pelo **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** Aliado ao estabelecimento de uma cadeia de suprimentos robusta, os projetos foram desenvolvidos com baixo risco, maior financiabilidade e alta replicabilidade.

Fonte: Porter (1996); NREL, USAID (2018); Mohamadi (2021)

Sob a ótica de custos, a diversificação tecnológica na MMGD é uma oportunidade

Custo nivelado de energia (LCOE) para MMGD no Brasil
Fonte: EPE



As fontes não-solares apresentam, em geral, maiores fatores de capacidade e, em alguns casos, faixas de LCOE menores ou parcialmente sobrepostas às da fotovoltaica. Esse contexto evidencia **oportunidades técnico-econômicas** para o avanço da **complementaridade e da diversificação tecnológica** na MMGD.

- A **disponibilidade de fornecedores** capazes de atender à diversidade de naturezas dos recursos energéticos do território brasileiro, com preços competitivos, constitui-se um fator-chave para o sucesso dos projetos, dado que os custos de tecnologia e equipamentos representam entre **60% e 70% do investimento total** (Mohamadi, 2021, p. 138).
- O LCOE é uma métrica relevante de custo, mas não mede isoladamente a atratividade da MMGD. A difusão depende também de fatores como receita esperada, risco de projeto, escala, conexão, licenciamento, disponibilidade de séries temporais dos recursos locais, cadeia de fornecedores, modelos de negócio, tributação e regulação.

Síntese das diferenças entre projetos solares e não-solares para MMGD

Dimensão	Solar FV	Hidro, Eólicas e Térmicas
Projeto	Modular e replicável	Específico por recurso e local
Cadeia	Abrangente e consolidada	Restrita e pontual
Receita	Maior previsibilidade com dados já disponíveis	Previsibilidade restrita à disponibilidade de dados
Valor sistêmico	Curva de geração bem definida em todos locais	Curva de geração flexível ou determinada pelo recurso local

A modernização tarifária, a valoração de custos e benefícios da MMGD e a integração dos RED podem alterar a remuneração e atratividade financeira dos projetos

- Com maior penetração fotovoltaica, cresce a relevância de recursos capazes de **gerar, deslocar ou modular energia** em horários críticos, especialmente no **fim da tarde e à noite**.
- Nesse contexto, as demais fontes, **arranjos híbridos e armazenamento podem oferecer flexibilidade**, proporcionar **efeito portfólio**, e **atender às rampas**, desde que seus atributos sejam devidamente reconhecidos economicamente.

Atributos potencialmente valorizados com mudanças regulatórias



Hidráulica
Maior regularidade local, conforme regime hidrológico



Térmica
Controlabilidade, geração estável, uso de resíduos



Eólica
Potencial complementaridade regional/horária

- **Mudanças nos sinais econômicos e no desenho de mercado podem alterar as receitas dos projetos e desenvolver novos modelos de negócio** ao tornar atributos como horário de geração, localização, consumo simultâneo, geração junto à carga, controlabilidade e flexibilidade mais relevantes.

Possíveis mudanças	Implicação para a MMGD
Modernização tarifária e ampliação dos sinais de preço	Maior variação temporal e possível granularidade locacional dos sinais de preço
Valoração de custos e benefícios da MMGD	Mudança do foco de kWh compensado para contribuição ao sistema
Ampliação da medição inteligente e digitalização das redes	Base para tarifas horárias, dados mais granulares e novos modelos de negócio
Valoração dos serviços prestados pela MMGD e dos atributos das tecnologias	Projetos hibridizados e mais flexíveis.



Hibridização, associação e complementaridade
A combinação de tecnologias pode otimizar o uso da rede e fator de capacidade, aumentar a produção e possibilitar alguma controlabilidade ou flexibilidade, utilizando uma mesma infraestrutura, inclusive a de projetos já existentes.

PDE 2036

Baterias Atrás do Medidor

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

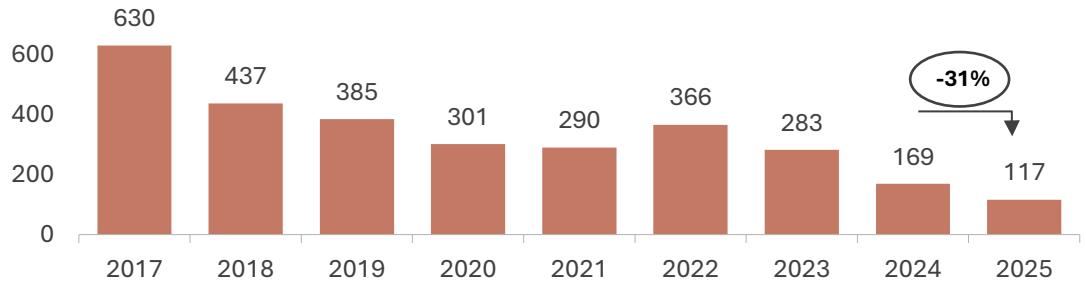
A queda dos preços das baterias é uma tendência global, mas os custos reais no mercado nacional são incertos ...

Contexto internacional

- Os preços das baterias de íon lítio têm apresentado quedas contínuas, acumulando uma **redução de 93% no preço médio do pack,** de $1.474/kWh em 2010 para $108/kWh em 2025, em termos reais (BNEF, 2025);
- No entanto, ainda há variações significativas de acordo com a **região e aplicação selecionada**. Sistemas localizados na Europa e nos Estados Unidos, por exemplo, podem ter custos em média 150% a 200% superiores daqueles localizados na China (BNEF, 2025);
- Quanto às aplicações, projetos de menor porte, como os **residenciais**, têm apresentado custos médios aproximados de EUR 700/kWh na Alemanha (EUPD Research, 2025) e entre US$ 700 e 1.000/kWh nos Estados Unidos (Energysage, 2026).

Preço médio global de sistemas de baterias de íon lítio

Valores reais em USD/kWh (2025)
Fonte: BloombergNEF (2025)



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

Contexto nacional

- Conforme destacado pela ABSAE (2025), a redução de custo dos sistemas tem ampliado as perspectivas para o **desenvolvimento do mercado brasileiro** de armazenamento em **diferentes segmentos**, com destaque para consumidores comerciais e industriais (C&I);
- Algumas incertezas impactam a perspectiva de custos dos projetos no horizonte decenal, como:
  - Dependência de importação, e volatilidade associada à cadeia de suprimentos e preços globais;
  - Carga tributária aplicável; e
  - Escala e configuração do projeto.
- Com base nessa análise, os valores de referência para o mercado nacional atual de sistemas de armazenamento (*turnkey*) foram estimados em:
  - **R$ 1.500/kWh** para projetos C&I; e
  - **R$ 2.750/kWh** para residenciais.

Os valores de referência são uma estimativa a partir da trajetória de redução de custos observada no contexto internacional e análises nacionais, como a da ABSAE (2025). Os custos reais dependem do tipo de projeto, tamanho e localização, além de outros fatores associados ao tipo de fornecedor e equipamento adquirido.

Ao mesmo tempo, o arcabouço legal-regulatório nacional está em evolução

Marco legal e regulatório

- A Lei nº 15.269/2025 atribui à ANEEL a competência regulatória e de fiscalização da atividade de armazenamento de energia. A menção à prestação de múltiplos serviços ao sistema, incluindo flexibilidade, potência e serviços ancilares está alinhada ao *Roadmap* proposto pela ANEEL em 2022 e revisto após a publicação da Lei (*quadro abaixo*);
- Além disso, a Lei permite o desenvolvimento da atividade de armazenamento de energia por agentes de forma **autônoma ou integrada à outorga** de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- O primeiro ciclo do *roadmap* foi concluído com a proposição, pela ANEEL, da definição desses agentes, faturamento, tarifas e conexão à rede.

Temas do *Roadmap* Regulatório relacionados às aplicações distribuídas

Fonte: EPE, a partir de ANEEL (2026a)

1º Ciclo (*concluído*)	▪ Conceitos gerais, outorga, acesso e uso da rede e ajustes para serviços ancilares; ▪ Leilões de capacidade e RD.
2º Ciclo	▪ Flexibilização dos serviços prestados, via *sandbox* regulatório. ▪ Armazenamento associado a consumidores e para prestação de serviços aos segmentos de distribuição e transmissão.
3º Ciclo	▪ Definições sobre o empilhamento de receitas (*value stacking*); ▪ Agregadores dos serviços correlatos; e ▪ Impactos na operação e formação de preço de curto prazo.

Benefícios tributários e fiscais

- A Lei nº 15.269/2025 inclui os sistemas de armazenamento de energia como beneficiários do **Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI)**. Além disso, sistemas de MMGD deverão conter baterias para pleitearem o benefício;
- É prevista também a possibilidade de isenção do **Imposto sobre Produtos Importados (IPI)** para os sistemas de armazenamento e seus componentes, sujeita à avaliação do MME. A Lei prevê a limitação do benefício a R$ 1 bilhão por exercício, com vigência entre 2026 e 2030.
- A concessão dos benefícios reduzirá o **custo de investimento** dos sistemas, ampliando a competitividade, sobretudo em aplicações de menor porte.

Aprimoramentos associados ao leilão de reserva de capacidade (LRCAP)

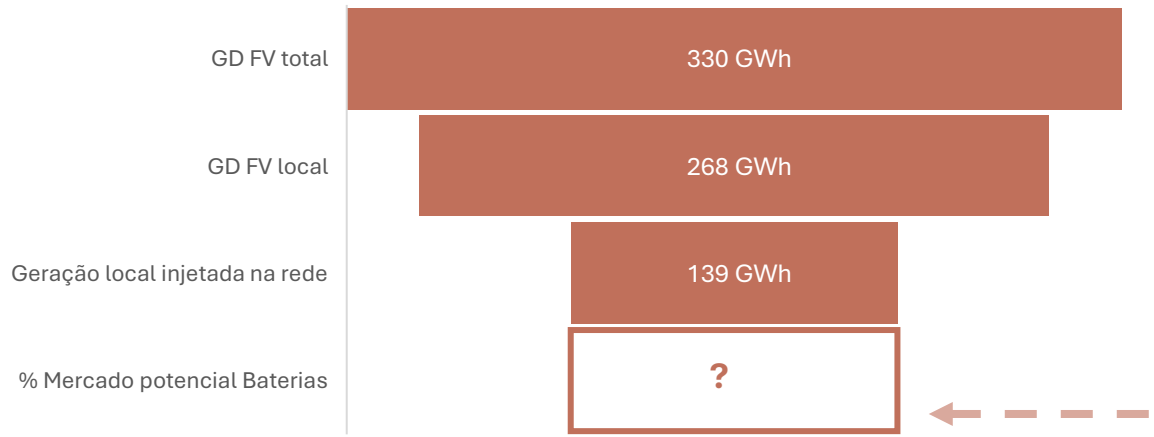
- A **Portaria Normativa nº 136**/2026 estabeleceu as diretrizes para os Leilões de Contratação de Potência Elétrica a partir de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias;
- Apesar de estar associado a projetos de maior porte, os resultados do LRCAP podem trazer importantes **aprendizados sobre a contribuição das tecnologias de armazenamento** ao SIN;
- O Leilão possui **requisitos mínimos de nacionalização** para uma parcela da contratação, associados ao credenciamento no BNDES. Isso pode resultar no adensamento da cadeia produtiva nacional de baterias, com potenciais impactos no custo dos sistemas.

Mercado potencial para baterias em conjunto com MMGD FV local no Brasil

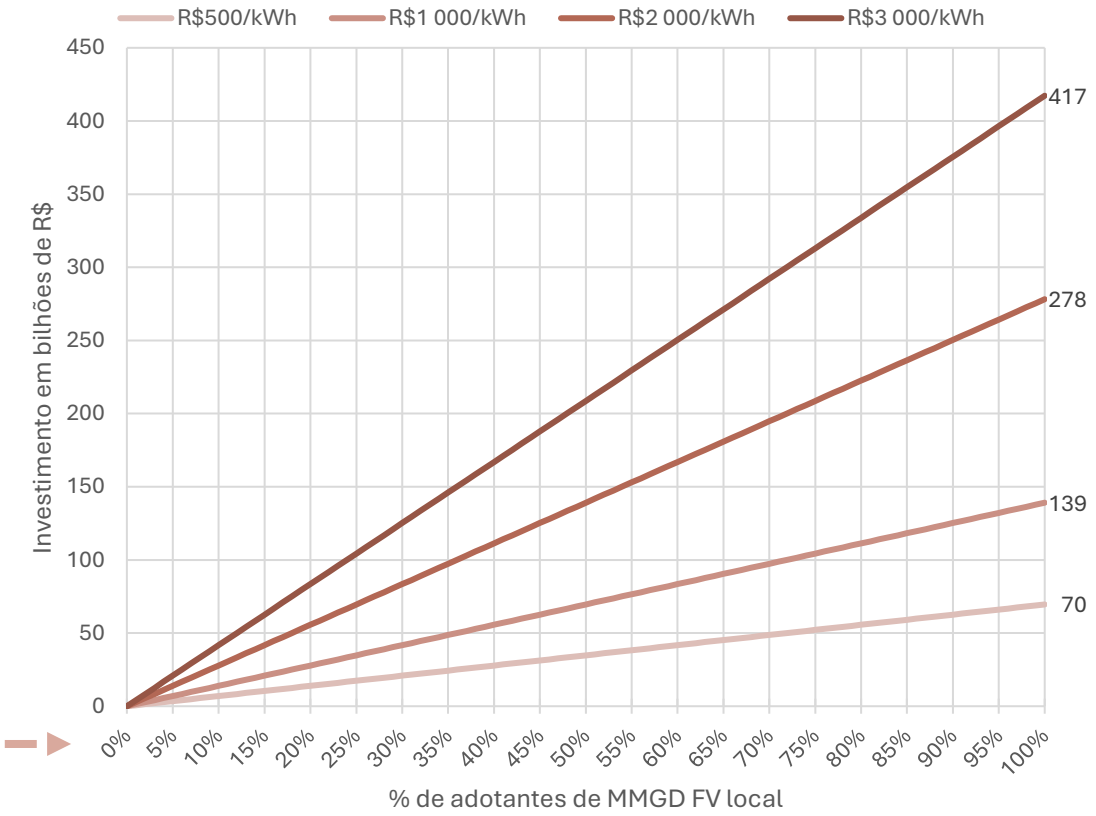
A consolidação do mercado de armazenamento distribuído e a definição dos aspectos regulatórios associados podem destravar, no limite, um **potencial de investimentos de R$ 417 bilhões** para equipar com baterias o estoque de MMGD fotovoltaica local projetado para 2036, considerando adoção de 100% e custo de R$ 3.000/kWh.

- O mercado potencial de baterias é estimado a partir da projeção de MMGD fotovoltaica local no horizonte decenal.
- A simulação utilizou valores médios diários de geração fotovoltaica local em 2036 (268 GWh), dos quais aproximadamente 52% (139 GWh) correspondem à energia injetada na rede. Esse volume foi utilizado como referência para dimensionar a capacidade de armazenamento, considerando diferentes percentuais de adoção de baterias e custos unitários.

Mercado potencial (GWh) a partir da projeção da geração fotovoltaica local diária em 2036



Potencial de investimentos em baterias atrás do medidor no Brasil em conjunto com MMGD Fotovoltaica local por preço de bateria



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

Baterias atrás do medidor: atratividade concentrada em nichos específicos

A queda dos **custos das baterias**, a perspectiva de ampliação dos **sinais tarifários horários** e as **mudanças regulatórias** que reduzem a remuneração da energia injetada na rede têm ampliado o interesse pelo armazenamento atrás do medidor. Nesse contexto, foram simuladas **três aplicações** para consumidores de baixa e média tensão, buscando avaliar em quais **condições as baterias podem gerar valor econômico**.

Aplicações simuladas



APLICAÇÃO I

Aumento do autoconsumo fotovoltaico da micro GD

Armazenar excedentes fotovoltaicos para consumo posterior, reduzindo a energia injetada na rede.



APLICAÇÃO II

Gestão do consumo para A4 Verde

Deslocar consumo do horário de ponta para fora ponta, comparando Mercado Cativo e Mercado Livre.



APLICAÇÃO III

Gestão do consumo para Tarifa Branca

Avaliar o uso de baterias para reduzir consumo nos horários mais caros da baixa tensão.

Pergunta geral das simulações

- Em quais condições a bateria consegue **reduzir custos**, **aumentar o aproveitamento** local da geração fotovoltaica ou **deslocar consumo** para horários de menor tarifa?



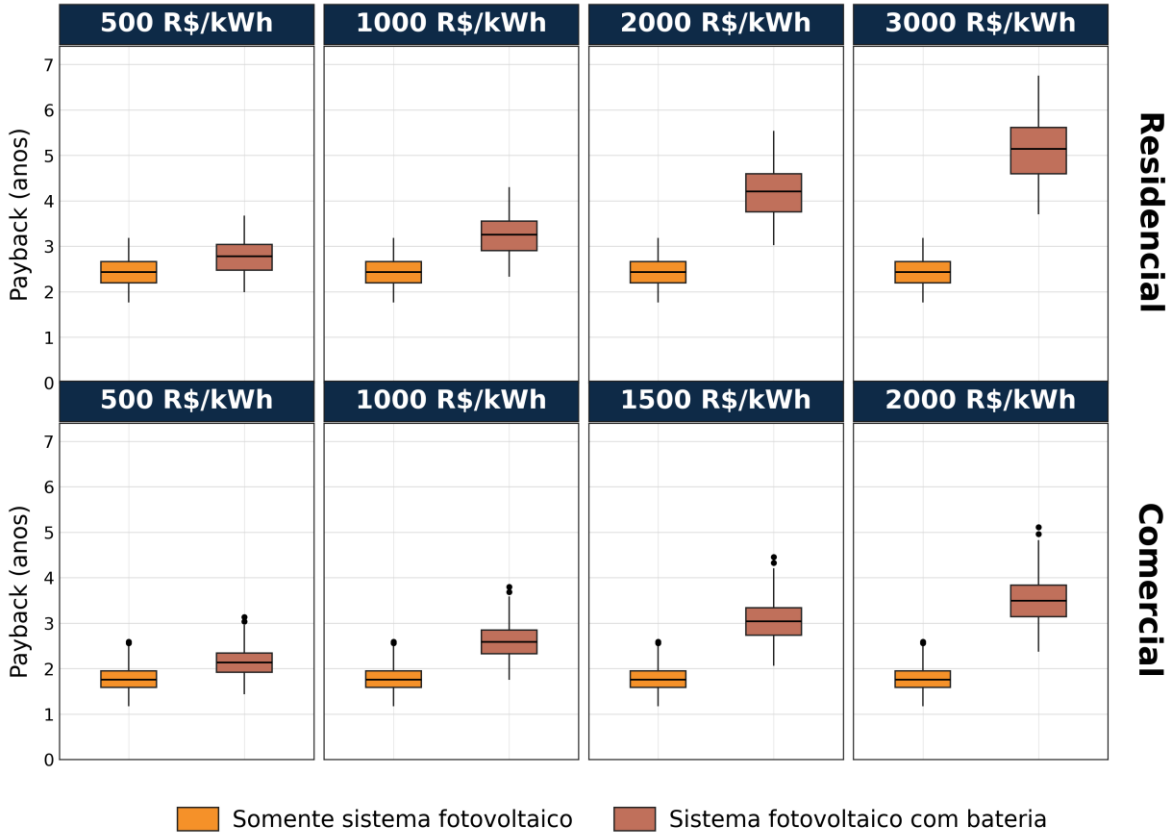
Síntese dos resultados

- A viabilidade das baterias atrás do medidor ainda depende de **condições específicas**.
- Os melhores resultados aparecem em aplicações com maior **diferença tarifária**, maior **utilização da bateria** e menor **custo do sistema**.
- Entre os casos avaliados, a **gestão de consumo no Grupo A4 Verde** apresenta o maior potencial econômico.

Autoconsumo FV: baterias ampliam o *payback*, mas podem ser atrativas para consumidores que buscam resiliência

Payback do sistema FV com e sem bateria

Análise para diferentes distribuidoras por classe de consumo e custo do armazenamento



Nota: considera o modelo de compensação do cenário de Referência, apresentado na seção de MMGD.

Os resultados indicam que a inclusão de baterias **aumenta o *payback*** do investimento, reduzindo sua atratividade no curto prazo. Ainda assim, no horizonte decenal, o **conjunto GD + bateria pode atender nichos específicos** de consumidores, especialmente aqueles que valorizam **benefícios complementares**, como maior resiliência elétrica.

- **Lei nº 14.300/2022:** reduz gradualmente a remuneração da energia injetada na rede. Esse efeito aumenta o interesse pelo autoconsumo, mas ainda não é suficiente para viabilizar amplamente o uso de baterias.
- **Queda do custo das baterias**: principal fator para melhorar a atratividade econômica da aplicação. Nos cenários de menor CAPEX, o *payback* do sistema FV com bateria se aproxima de patamares mais competitivos.

Mudança após 2029

A partir de 2029, a energia injetada passa a ser valorada com base em seus custos e benefícios. Quanto menor a remuneração pela injeção, maior tende a ser o incentivo ao consumo local da geração fotovoltaica.

A4 Verde: fim do desconto da TUSD aproxima o Mercado Livre do Mercado Cativo

- A arbitragem com baterias consiste em **armazenar energia em períodos de menor custo** e utilizá-la nos horários de tarifa mais elevada;
- No caso da Tarifa A4 Verde, a bateria é carregada fora ponta e descarregada no horário de ponta, reduzindo a **exposição do consumidor às tarifas mais altas**.

Diferencial Tarifário e atratividade das baterias

A atratividade econômica das baterias aumenta à medida que cresce o **diferencial** entre a tarifa de ponta e a tarifa fora ponta. Quanto maior essa diferença, maior o potencial de **economia** com o **deslocamento do consumo**.

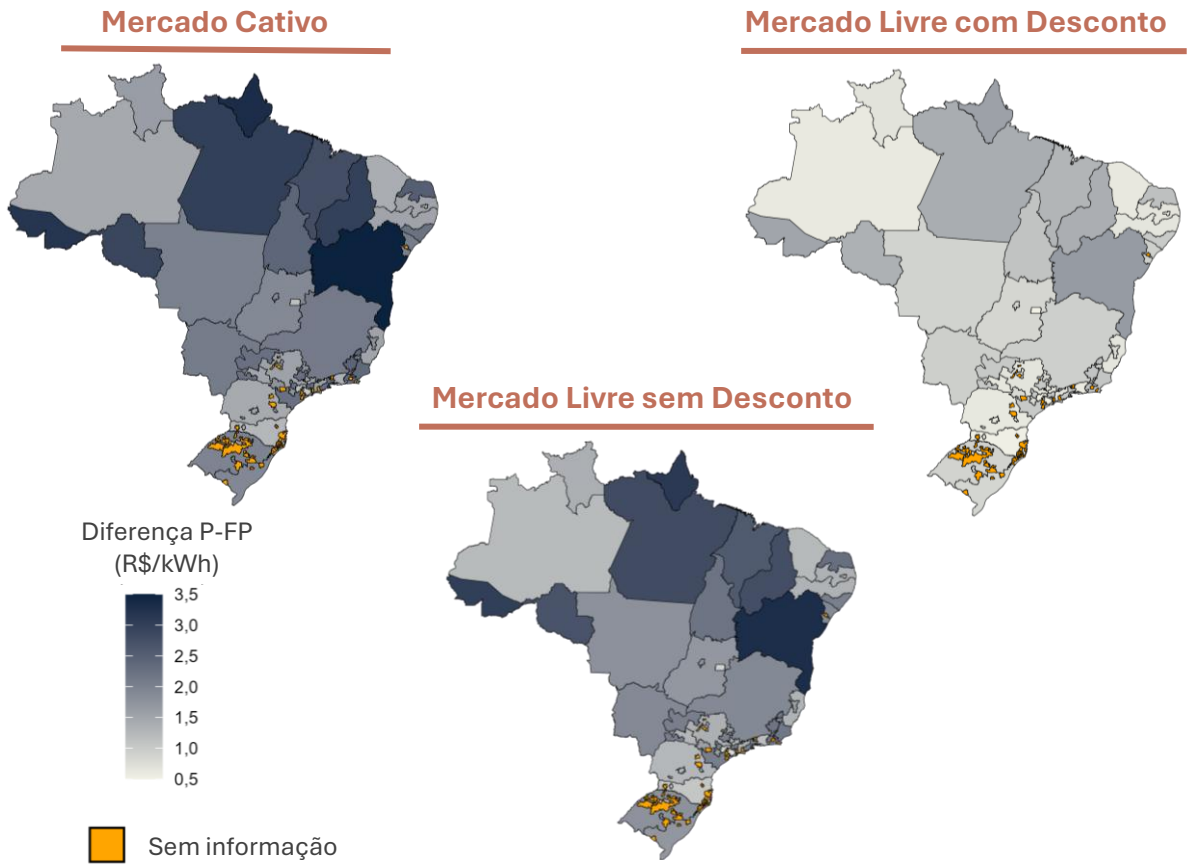
- A Lei nº 15.269/2025 restringe o **acesso ao desconto na TUSD** para novas migrações ao mercado livre. Com isso, consumidores que migrarem **após a vigência da lei** deixam de acessar esse benefício, aproximando o diferencial ponta-fora ponta do observado no Mercado Cativo.

⚠ As alterações da Lei nº 15.269/2025 consideradas aplicam-se às **novas migrações** para o mercado livre após a vigência da lei, não afetando os contratos celebrados por consumidores que já estavam no mercado livre.

Diferença Tarifária ponta – fora ponta, com impostos

Tarifa A4 Verde

- Os mapas mostram a **distribuição do diferencial tarifário** nos três ambientes analisados. No Mercado Livre sem desconto (após a entrada em vigor da Lei n° 15.269/2025), os valores se aproximam dos observados no Mercado Cativo.

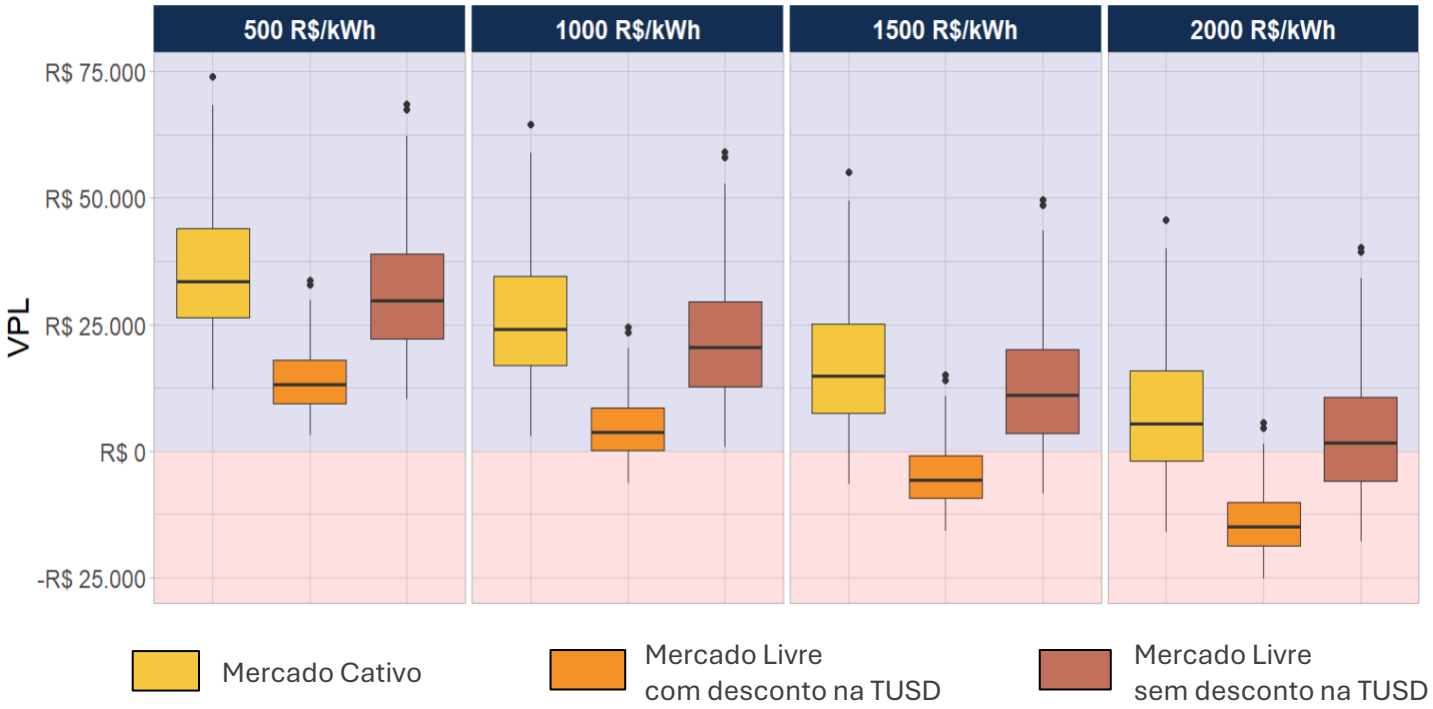


A4 Verde: fim do desconto aumenta a atratividade do Mercado Livre, mas o Mercado Cativo segue liderando

Além do diferencial tarifário, a análise do **Fator de Carga na Ponta (FCp)** também é relevante para o VPL dos sistemas. Quanto maior o FCp, maior a **utilização da bateria** no horário de ponta e maior a **atratividade econômica** do armazenamento.

Valor presente líquido (VPL) em baterias para arbitragem tarifária no A4 Verde

Análise por distribuidoras por ambiente de contratação e custo do armazenamento



Premissa da simulação: fator de carga na ponta (FCp) = 0,6.

Mercado Cativo

Apresenta os maiores VPLs medianos entre os três ambientes e mantém **viabilidade em toda a faixa de custos** analisada.

Mercado Livre com desconto

Possui viabilidade mais restrita, mais evidente **até cerca de R$1.000/kWh**, devido ao menor diferencial tarifário entre ponta e fora ponta.

Mercado Livre sem desconto

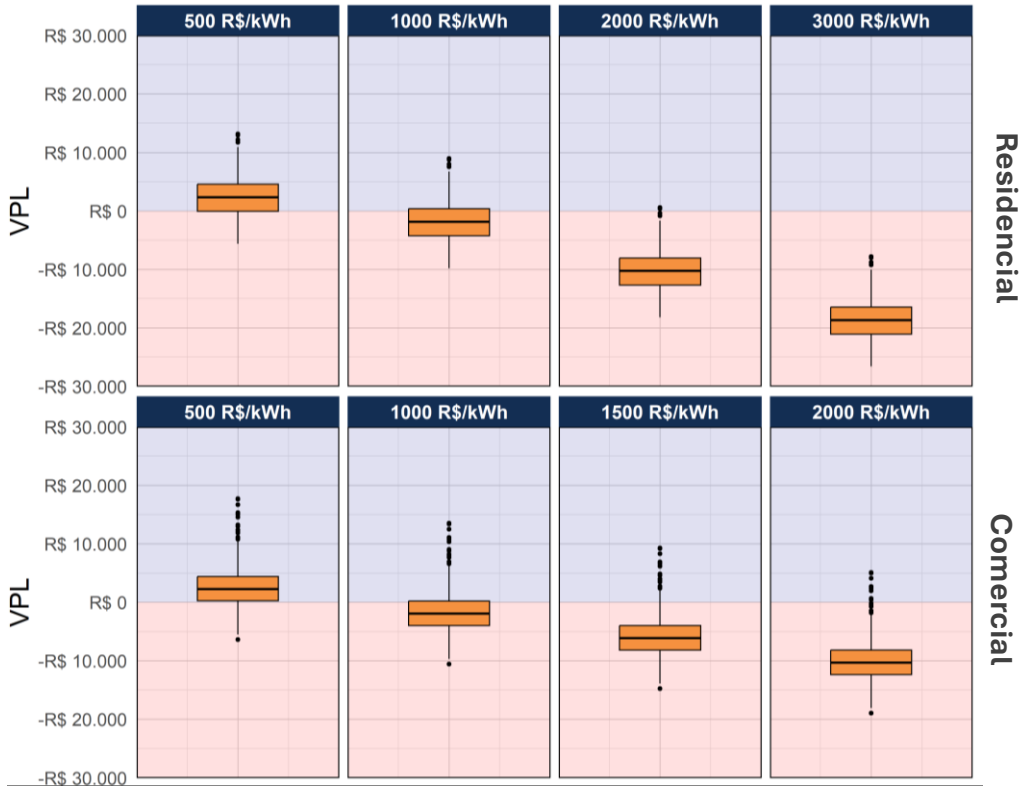
A retirada do desconto na TUSD aumenta o diferencial tarifário e melhora a atratividade das baterias, com viabilidade mais clara até **cerca de R$1.500/kWh.**

Tarifa Branca: atratividade limitada, com resultados positivos sobretudo nos menores custos de bateria

A Tarifa Branca diferencia o preço da energia ao longo do dia, criando um **sinal econômico** para **deslocamento do consumo**. No entanto, o **diferencial** entre ponta e fora ponta costuma ser menor do que o do Grupo A4, reduzindo o potencial de **arbitragem** com as baterias. Assim, a **viabilidade dos sistemas ainda é restrita.**

VPL de investimento em baterias para arbitragem na Tarifa Branca

Análise por distribuidoras para consumidores residenciais (B1) e comerciais (B3) e custo do armazenamento



- A atratividade das baterias na Tarifa Branca tende a se concentrar em consumidores com **maior capacidade de deslocamento de carga** e em distribuidoras com **maior diferença tarifária;**
- VPL positivo aparece principalmente nos cenários de menor custo de bateria, sobretudo até **R$ 500/kWh**. Acima de **R$ 1.000/kWh**, o VPL se torna predominantemente negativo tanto para consumidores residenciais quanto comerciais;
- A perspectiva de **redução de custos** dos sistemas de baterias pode tornar a instalação desses sistemas mais atrativa para o consumidor final.

Tarifa Branca e modernização tarifária

- A Consulta Pública ANEEL nº 46/2025 discutiu a **aplicação automática** da Tarifa Branca para consumidores da Baixa Tensão com consumo mensal superior aos limites propostos de 1.000 kWh em 2026 e 600 kWh em 2027, reforçando a relevância da gestão de carga, da resposta da demanda e do uso de baterias.
- Simultaneamente, o **diferencial tarifário pode ser ampliado ao longo do tempo** em função das mudanças observadas na **curva de carga**, o que pode reforçar os sinais horários e aumentar a atratividade das baterias.

PDE 2036

Resposta da Demanda

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

A Resposta da Demanda (RD) complementa outros Recursos Energéticos Distribuídos

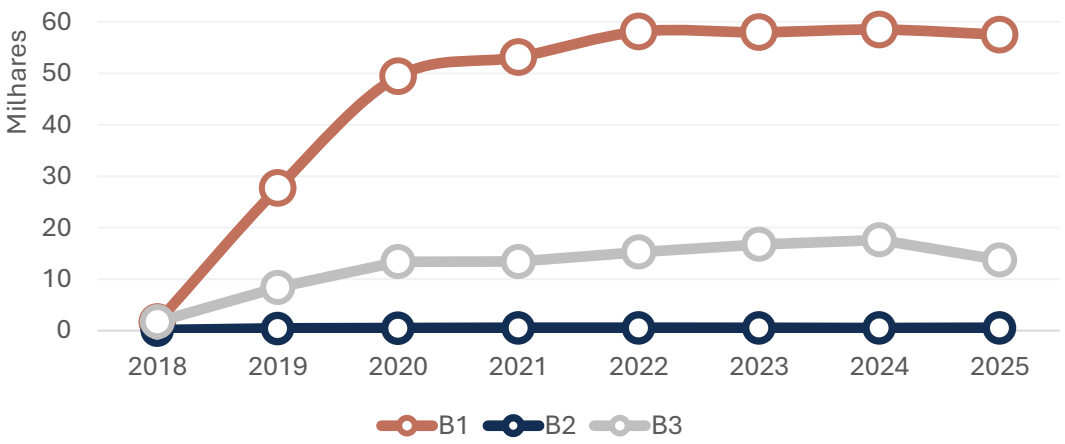
O Brasil já conta com iniciativas de **RD por preços e por incentivos**, mas com baixa adesão por parte dos consumidores. No horizonte decenal, a RD pode atuar como **instrumento de flexibilidade associado aos outros RED**, otimizando a atuação destes recursos no sistema.

RD baseada em preços

- Mudança no perfil de uso da energia em resposta à **alterações no preço** ao longo do dia.
- No Brasil, destacam-se as **tarifas horossazonais** (verde e azul, aplicáveis aos consumidores de alta tensão) e a **tarifa branca** (opcional para os consumidores de baixa tensão).

Evolução da adoção da tarifa branca nos subgrupos B1, B2 e B3

Fonte: ANEEL



*Dados de 2025 até agosto

RD baseada em incentivos

- O operador despacha os recursos oferecendo aos consumidores um incentivo financeiro para **redução da demanda em momentos críticos**.
- Desde 2017 o Brasil tem testado iniciativas de redução voluntária da demanda, com instituição do **programa estrutural de RD** em 2022.

O papel complementar da RD junto aos demais RED

Junto à MMGD, incentivando o **deslocamento do consumo** para períodos de maior geração renovável, ampliando o autoconsumo, mitigando o fenômeno da Curva do Pato e aliviando desafios operativos nas redes de distribuição e na rede básica.

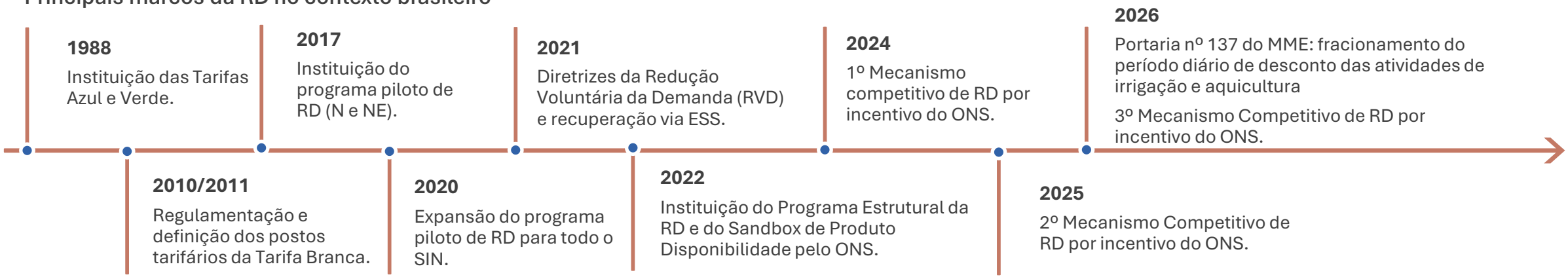
A RD possibilita a resposta por parte de consumidores que não podem alterar o seu consumo e precisam de uma **fonte complementar** de geração de energia para responder aos preços/incentivos da redução de carga.

A RD viabiliza o carregamento inteligente unidirecional (V1G) e, em estágios mais avançados, o *Vehicle-to-Grid* (V2G), transformando as baterias veiculares em **reservas móveis de capacidade** para suporte aos picos de carga.

Para a plena difusão do potencial de RD, aprimoramentos regulatórios são necessários

O marco regulatório da RD no Brasil encontra-se **fragmentado entre diferentes instrumentos normativos**, com baixo nível de integração entre as diferentes iniciativas ao longo do tempo. Aprimoramentos nas iniciativas existentes de RD por incentivo e por preços podem ser vislumbrados no horizonte decenal.

Principais marcos da RD no contexto brasileiro



Pontos de aprimoramento

RD por incentivos

- Apesar de representar um avanço relevante, os programas do ONS **apresentam limitações que restringem seu alcance aos consumidores industriais**;
- Sua ampliação para os demais segmentos consumidores demandaria atuação de outros agentes, como DSOs[1] e agregadores, e **a criação de produtos diferenciados, incluindo a definição e compatibilização de requisitos técnicos por segmento participante**.

RD por preços

- Como apresentado, a **CP nº 46/2025 da Aneel** e **a Portaria Normativa MME nº 137/2026** são iniciativas para fomentar a RD por preços no mercado brasileiro, por meio da aplicação automática na Baixa Tensão e adoção nas atividades de irrigação e aquicultura;
- Essas alterações buscam **aumentar a utilização da Tarifa Branca** pelos consumidores, hoje com taxa de adesão de apenas 0,1%, tornando o sistema mais apto para atuar onde a abundância de geração solar durante o dia contrasta com o pico de demanda noturno.

[1]DSOs refere-se a *Distribution System Operators*

Quais tecnologias são necessárias para o avanço da Resposta da Demanda?

Enquanto programas baseados apenas em sinais de preço apresentam resultados variáveis, a **combinação preço e tecnologia** permite reduções de carga superiores a 40% (FARUQUI, 2018) e apresenta menor variância entre os eventos, o que confere previsibilidade ao planejamento do setor.

- No entanto, a **disseminação da medição inteligente ainda é muito baixa no Brasil** (<5% das unidades residenciais em 2024), com implantação lenta e desigual entre distribuidoras (ANEEL, 2025). A sua **expansão enfrenta entraves técnicos e regulatórios**, parte dos quais endereçados pelas Portarias Normativas MME nº 111/2025 e nº 126/2026.
- **As redes de distribuição brasileiras também impõem desafios à comunicação**, inclusive via PLC[1]. Além disso, alternativas como NB-IoT dependem da cobertura de telecomunicações, que ainda são insuficientes em áreas rurais e periféricas.

A base tecnológica da RD

Sensores & automação (IoT)	Essenciais para viabilizar respostas rápidas e automatizadas às condições da rede e sinais de preço.
Interfaces simples ao consumidor	Soluções de baixo custo que ampliam a percepção de preço e a adesão à RD.
Medidores inteligentes	A base tecnológica da RD, permite medição bidirecional, granularidade temporal e comunicação em tempo real.
Interoperabilidade	Crítico para integrar medidores, dispositivos e equipamentos em plataformas de gestão de carga.

Componentes da Infraestrutura de Medição Inteligente e sua função

Componente	Função na RD	Impacto Sistêmico
Medidor Inteligente	Registro de consumo granular	Cálculo preciso da Linha Base e comprovação de redução.
Módulo de Comunicação	Transmissão de dados bidirecional (RF[2], PLC, Celular)	Envio de sinais de preço e recebimento de confirmações de redução.
Interface do Usuário (App/API)	Visualização de consumo em tempo real	Empoderamento do consumidor para tomada de decisão.
Sistemas de Gestão de Dados	Processamento e análise de grandes volumes de dados	Suporte ao faturamento horário e à gestão de agregadores.

A **política nacional** de medição inteligente é **condição estrutural** para o avanço da RD no Brasil, agenda já impulsionada pelo MME por meio das Portarias Normativas nº 111/2025 e nº 126/2026, que estabeleceram **diretrizes** de funcionalidades dos medidores, **análises de custo-benefício** e metas de ***roll-out***.

[1] PLC refere-se a *power line communication*.
[2] RF refere-se a radiofrequência.

Economia comportamental e agregadores de carga serão fundamentais para a RD

Promover a participação do consumidor com iniciativas baseadas em economia comportamental

- Mesmo quando a infraestrutura técnica e o arcabouço regulatório são adequados, a Resposta da Demanda pode falhar em escala por razões que transcendem a racionalidade econômica convencional.
- A economia comportamental oferece um conjunto robusto de explicações para a baixa adesão a programas de RD mesmo quando esses programas apresentam **vantagens financeiras** para o consumidor.
- Uma estratégia de RD pode se estruturar em três fases para otimizar o engajamento:



Pré-evento: Estipular a meta individual (< 1,5 kWh) atrelada a incentivos.

No evento: Monitorar e dar feedback de desempenho em tempo real.

Pós-evento: Converter o desempenho em recompensa financeira (R$ 10).

Abordagens que apliquem a **personalização** (mensagens baseadas no histórico do usuário) e **enquadramento de ganhos** (foco em benefícios tangíveis) apresentam vantagens para converter comportamento em eficiência.

Agregadores de carga

- O agregador de carga é um agente comercial que fornece programas e serviços de Resposta da Demanda, como auxiliar clientes de varejo a participar do mercado atacadista de energia.
- Além disso, ele pode formular estratégias ou fornecer tecnologia para **redução de consumo** de eletricidade durante **períodos de alta demanda** na rede para seus clientes.

Desafios à consolidação dos agregadores no Brasil

- **Ausência de produtos** de mercados adequados
- Restrição ao **mercado cativo**
- **Pisos de ofertas** para RD por incentivos
- **Responsabilidade solidária e financeira** em caso de não-atendimento por parte de consumidores individuais

Para o horizonte decenal, **promover a introdução de agregadores de carga em todas as classes de consumo** deve ser uma prioridade regulatória de forma a desenvolver produtos de Resposta da Demanda.

A RD por incentivo continuará sua expansão no horizonte decenal

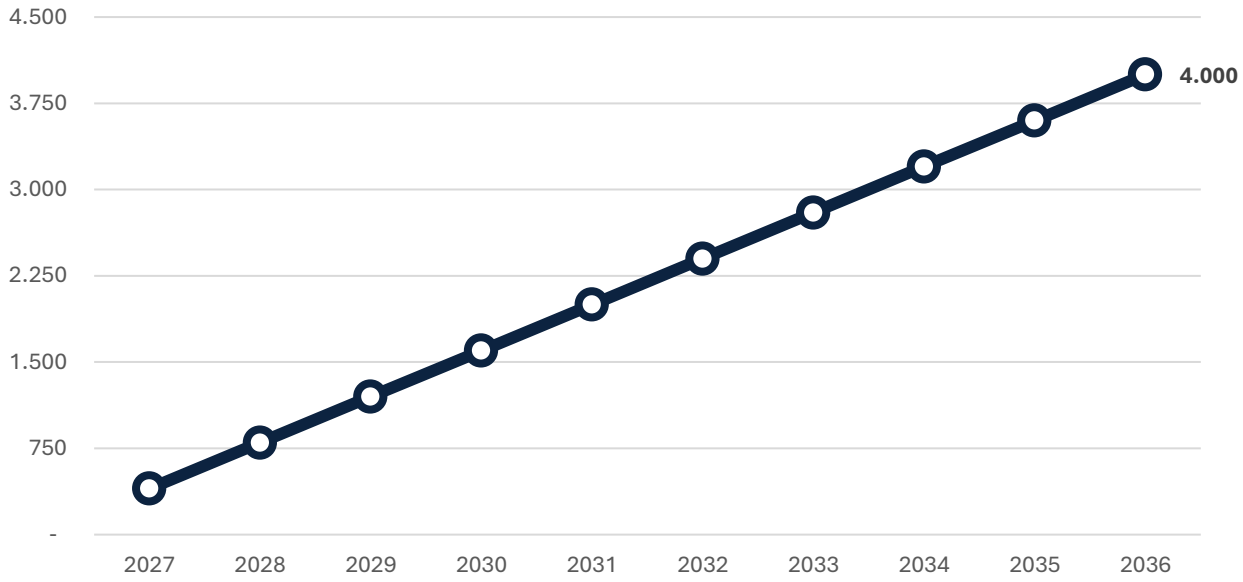
A RD pode atingir 4,0 GW em 2036, **consolidando-se como um importante recurso de flexibilidade para o SIN e complementar a outros recursos distribuídos**, com desenvolvimento inicialmente concentrado nos consumidores industriais de maior porte.

A EPE (2026) estimou em 8,8 GW o potencial de resposta da demanda por incentivos no Brasil, considerando o setor industrial e de cogeração. Esse potencial pode variar de 6 a 13 GW, a depender do cenário. Portanto, há grande espaço para o seu desenvolvimento nacional. No entanto, o estudo da EPE aponta aprimoramentos necessários no modelo de contratação para que esse potencial seja viabilizado.

- Do potencial identificado, a EPE estima que no horizonte do PDE pode haver uma **contribuição efetiva de 4,0 GW em 2036** em mecanismos de RD por incentivo;
- Para fins de modelagem, são considerados dois patamares de preço para a RD, associados a diferentes perfis industriais, com custos variáveis entre R$ 600/MWh e R$ 900/MWh, além de um custo fixo anual da ordem de R$ 220/kW.

A contribuição de 4 GW em 2036 representa um **crescimento de 11 vezes** frente os 344 MW contratados no 3º Mecanismo Competitivo do ONS, realizado em julho de 2026.

Evolução da contribuição de RD no horizonte decenal
Em MW instalado



PDE 2036

Perspectivas e desafios no horizonte decenal

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

A agenda de modernização do setor elétrico aborda discussões-chave para os RED no horizonte decenal

A definição desses aspectos pode impactar significativamente a **trajetória e velocidade de difusão dos RED** no horizonte decenal e, portanto, são considerados **incertezas centrais** na análise.

Abertura do Mercado Livre

- A Lei nº 15.269/2025 estabelece o **cronograma de abertura integral** do mercado de energia elétrica para a baixa tensão em duas fases:



- A abertura está condicionada a algumas ações, como:
  - Estabelecer um **plano de comunicação** para conscientização dos consumidores;
  - Definir **tarifas aplicáveis** dos ambientes de contratação livre e regulado; e
  - Regulamentar o **Supridor de Última Instância (SUI)**.
- Com a abertura, o consumidor terá a oportunidade de escolher seu fornecedor de eletricidade. Nesse contexto, **a MMGD passa a ter um concorrente**, uma vez que consumidores livres não podem fazer parte do sistema de compensação de energia (Art. 9°, parágrafo único[1]).

Novas modalidades tarifárias

- Como parte do 1º ciclo de modernização tarifária, a proposta da ANEEL de aplicação automática da tarifa branca[2] busca alcançar cerca de **25% do mercado consumidor da Baixa Tensão**;
- A proposta suscitou a discussão da aplicabilidade dessa medida para consumidores com MMGD, frente ao Marco Legal[1], podendo alterar a **viabilidade econômica** desses sistemas e expor os consumidores a sinais de preços implícitos de RD.

A valoração dos serviços prestados pelos RED está em discussão

- As diretrizes para valoração dos custos e benefícios da MMGD ainda apresentam incertezas, como o tratamento à energia injetada na rede a partir de 2029;
- Com os avanços regulatórios em curso, **novos modelos de negócio** podem se consolidar frente às possibilidades de remuneração dos atributos dos RED, como **potenciais serviços ofertados** por sistemas de baterias e outros recursos.

Teto da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

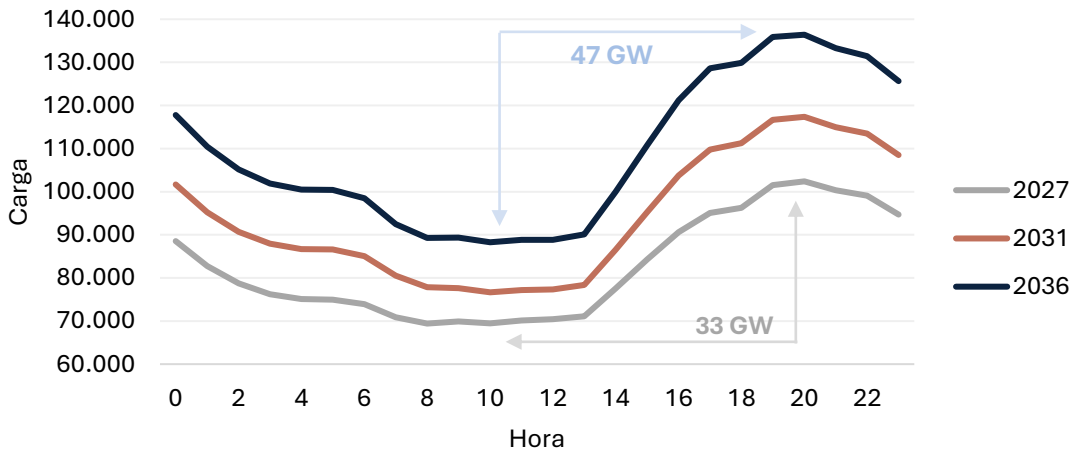
- A Lei nº 15.269/2025 estabelece o limite para arrecadação de recursos destinados ao custeio da CDE e institui o **Encargo Complementar de Recursos (ECR)** a partir de 2027.
- Com isso, parte do subsídio concedido à MMGD deixará de ser arcado pela CDE, passando a ser suportado pelo próprio beneficiário. Essa possível redução do benefício pode afetar **a atratividade econômica** dos projetos entre 2027 e 2028, e seus efeitos não foram incorporados às projeções.
- A partir de 2029, entram em vigor as novas regras de compensação baseadas no cálculo de custos e benefícios. Com isso, é provável que o ECR seja reduzido significativamente.

[1]Lei nº 14.300/2022
[2]Consulta Pública ANEEL nº 46/2025: aplicação automática da Tarifa Branca para clientes com piso de consumo mensal de: (i) 1.000 kWh em 2026 e (ii) 600 kWh em 2027.

Sob a ótica da operação, a orquestração dos RED é o principal desafio

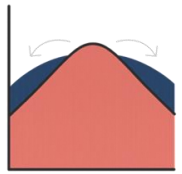
A expansão acelerada da MMGD tem alterado o comportamento do sistema elétrico brasileiro, com efeitos já observados na **operação e na curva de carga**. A ausência de **observabilidade e controlabilidade** torna mais complexa a integração dos RED como recursos sistêmicos.

Perfil horário médio anual da carga global sem MMGD, em MW
Fonte: EPE



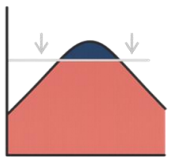
- A expansão da MMGD, em especial da solar fotovoltaica, altera a carga líquida e intensifica o fenômeno da **"Curva do Pato"**, impondo desafios ao **gerenciamento de rampas** ao final da tarde;
- Além disso, a **expansão da eletromobilidade** tem o potencial de alterar significativamente o comportamento dos picos de demanda de energia do sistema. A magnitude e direção desses efeitos (aumento ou redução dos picos) dependem do modelo de tarifação vigente e da recarga inteligente.

A Lei nº **15.269/2025** reconhece a complementaridade entre mecanismos de **geração adicional, resposta do consumo e sistemas de armazenamento** de energia como instrumentos para a ampliação da **flexibilidade operativa** do SIN. A atuação dos RED se concentra em três tipos:



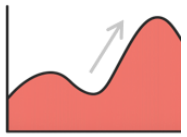
Deslocamento do consumo

Deslocar o consumo para períodos de sobreoferta de energia, reduzindo **desequilíbrios entre oferta e demanda** e contribuindo para substituição das térmicas e redução do *curtailment*.



Redução do pico de demanda

Atender cargas localmente, aliviando congestionamentos e permitindo postergar, ou evitar, investimentos em expansão na transmissão, distribuição e em usinas de geração centralizadas.



Atendimento à ponta (rampa)

Suavizar rampas de carga ao ajustar injeção ou consumo (ex.: descarga de baterias no entardecer), reduzindo variações abruptas e facilitando a operação do sistema.

A agregação dos RED em microrredes, ou usinas virtuais, e a difusão de mecanismos de gerenciamento são elementos cruciais para viabilizar a **coordenação dos ativos e suas sinergias** (*efeito portfólio*).

Ainda assim, o desenvolvimento e integração dos RED exigem ações em várias dimensões

Em 2024, a EPE e o Itaipu Parquetec publicaram o ***Roadmap Tecnológico de Recursos Energéticos Distribuídos,*** que identifica um conjunto de **ações regulatórias de curto, médio e longo prazos,** em diferentes **dimensões,** a serem adotadas com o objetivo de potencializar e otimizar os benefícios sistêmicos associados aos RED.

Dimensões analisadas no *Roadmap*



Acesse aqui o **Roadmap Tecnológico** de Recursos Energéticos Distribuídos

Implicações para o planejamento decenal

- A principal conclusão do *Roadmap* é que a **inserção eficiente dos RED** ao sistema elétrico é uma tarefa complexa, que vai exigir adaptações em **temas centrais**, como **desenho de mercado, preços e tarifas, e operação do sistema**;
- O acompanhamento das medidas regulatórias em curso é fundamental para identificar **o caminho** que vem sendo adotado para a integração dos RED, incluindo seus **desafios e lacunas**;
- Com isso, as **ações propostas no *Roadmap* para o próximo decênio** (curto prazo) foram analisadas da seguinte maneira:

Questão-chave para o decênio	Qual o **principal desafio** no horizonte decenal para os temas centrais do setor?
Iniciativas em curso	Quais **medidas** já foram identificadas?
Lacunas	Onde precisamos **evoluir**?

Síntese das medidas centrais para integração dos RED no horizonte decenal

	Operação do sistema	Preços e tarifas	Desenho de mercado
Desafio-chave	Viabilizar a **integração coordenada e segura dos RED ao sistema**, com visibilidade, controle e interoperabilidade digital.	Alinhar o **modelo regulatório** e os **sinais econômicos** para refletir custos e benefícios dos RED, incentivar eficiência e integrar novas tecnologias como NWAs[1].	Estruturar um **arcabouço regulatório que viabilize novos serviços**, agentes e mecanismos concorrenciais associados aos RED.
Iniciativas em curso	• Iniciativas de coordenação dos RED, como *sandbox* para teste da operação do sistema de distribuição (DSO) e sua interação com o ONS e CP 33/2026, sobre observabilidade, operabilidade e controlabilidade dos RED; • Diretrizes do MME para implantação de medidores inteligentes (Portarias Normativas nº 111/25 e nº 126/26).	• Discussão da metodologia de valoração de custos e benefícios da MMGD; • Agenda de modernização tarifária em curso pela Aneel (incluindo tarifa branca e binômia – CPs 46/25 e 16/26); • Divulgação e debate sobre andamento dos *sandboxes* tarifários (comunicação).	• Regulamentação inicial do armazenamento de energia pela Aneel; • Equiparação da RD à geração para fins de segurança sistêmica e atribuição de status estrutural ao gerenciamento pelo lado da demanda (Lei 15.269/25).
Pontos de atenção (lacunas)	**Digitalização** do sistema de distribuição e mecanismos de **compartilhamento de dados** dos RED.	Valoração dos **serviços** (ancilares, flexibilidade e outros) prestados por RED e avaliação como **ativos e recursos de distribuição** (NWA).	Discussão das atividades associadas à **agregação de RED**, como microrredes e usinas virtuais, e a própria figura do agregador.

O avanço das medidas e o debate dos pontos de atenção são **condições essenciais** para alinhar a **trajetória de difusão** dos RED, no horizonte decenal, **às necessidades do sistema** por um suprimento elétrico eficiente, seguro e de menor custo.

[1]NWA refere-se a "*Non-Wires Alternative*" em inglês, ou "alternativa sem fio" em português.

Eficiência energética: avanços desejáveis para o horizonte decenal

Edificações

AVANÇO DESEJÁVEL

Implementar os **índices mínimos de eficiência** (MEPS[1]) para novas construções e incentivar os *retrofits*

AÇÕES ESTRUTURANTES

- Executar o Plano de Implementação dos MEPS;
- Ampliar e difundir o Desempenho energético operacional (DEO) e sistemas de gestão de energia;
- Promover a eficiência energética de datacenters e da infraestrutura digital, acompanhando o crescimento acelerado da carga associada à digitalização e à IA;
- Incentivar os *retrofits* para as edificações existentes.

INSTRUMENTOS E COORDENAÇÃO

Financiamento, capacitação técnica e a fiscalização da **conformidade**.

Equipamentos e Indústria

AVANÇO DESEJÁVEL

Elevar os **MEPS** de equipamentos e motores e eletrificar processos industriais de baixa eficiência

AÇÕES ESTRUTURANTES

- Ampliar a rede de laboratórios acreditados de eficiência energética;
- Atualizar e ampliar os índices mínimos (MEPS) e a etiquetagem da ENCE PBE/Inmetro;
- Modernização da frota industrial, com eletrificação de processos e substituição de insumos;
- Programas de eficiência e cogeração via PEE/ANEEL e PROCEL Indústria.

INSTRUMENTOS E COORDENAÇÃO

Financiamento e monitoramento das ações de eficiência.

Cidades e setor público

AVANÇO DESEJÁVEL

Integrar a eficiência ao planejamento urbano das cidades

AÇÕES ESTRUTURANTES

- Estimular a revisão dos códigos de obras e regulamentações urbanas;
- Implementar políticas de compras e contratações de obras públicas sustentáveis, de modo a promover a economia de baixo carbono e a eficiência energética das edificações, por meio do PBE Edifica e Selo Procel;
- Estruturar planos de arborização urbana;
- Internalizar a mobilidade inclusiva e transporte coletivo eficiente.

INSTRUMENTOS E COORDENAÇÃO

Integração das esferas públicas para a implementação de ações de baixo carbono.

A eficiência energética é a **"primeira fonte"** e uma **medida de menor custo** para a expansão, contribuindo para a segurança, a modicidade tarifária e as metas de descarbonização.

[1]MEPS refere-se a "*Minimum Energy Performance Standards*" (índices mínimos de eficiência). Ações baseadas no Plano Clima 2024–2035 (planos setoriais de Energia e Cidades) e na agenda regulatória do MME.

METODOLOGIA

Eficiência Energética

- Dados e indicadores apresentados, incluindo o ODEX, seguem o Manual Metodológico do Atlas de Eficiência Energética Brasil, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-855/NT-EPE-DEA-SEE-018-2024.pdf
- Eficiência elétrica setorial adota o conceito de "cenário de eficiência congelada", proposto por Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Avaliação do custo nivelado da eletricidade de geração distribuída

- Custos, vida útil e taxa de desconto baseados no Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035, referência institucional mais recente disponível à época da elaboração do estudo, cujos valores foram mantidos para esta análise;
- Fatores de capacidade: Solar dados do 4MD. Eólica, a partir do Distributed Wind Energy Futures Study. Térmicas: mínimo conforme REN ANEEL nº 235/2006, valor médio do NREL ATB 2024 e valor máximo de 100%. Hidráulica: dados internos da EPE.
- LCOE e fator de capacidade internacionais: conforme NREL Annual Technology Baseline 2024 — Electricity Data para cenário Moderate.

Simulação de investimentos em baterias BTM

- Utilizadas as projeções de referência de MMGD fotovoltaica para unidades consumidoras locais (adotantes residenciais, comercial BT e comercial AT locais);
- A simulação considerou a energia média diária injetada na rede pela MMGD FV local em 2036 (139 GWh). O eixo X representa o percentual de adotantes de MMGD FV local com baterias, admitindo-se que essa parcela de adotantes corresponde à mesma proporção da energia originalmente injetada na rede.
- Foram considerados cenários de adoção de baterias de 0% a 100% dos adotantes acumulados de MMGD FV local em cada ano, supondo participação proporcional desses adotantes na energia originalmente injetada na rede;
- Capacidade diária: energia anual armazenada/365 dias;
- Investimento: capacidade diária de armazenamento multiplicada pelo custo unitário das baterias, considerando valores de R$ 500/kWh a R$ 3.000/kWh.

Simulações de viabilidade das baterias

- Simulações horárias de um ano de operação via software System Advisor Model (SAM);
- Dados horários via curvas de carga CTR da ANEEL para as distribuidoras (ANEEL, 2026b);
- Premissas das simulações: tecnologia Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 10% e máximo de 100%. Eficiência do ciclo de 90%. Vida útil de 15 anos. OPEX de 0,5% do CAPEX ao ano. Degradação linear, atingindo 67% da capacidade com 6.000 ciclos e DoD = 90%;
- Premissa de taxa de desconto real de 6% a.a.;
- Tarifas de eletricidade de dezembro de 2025.

METODOLOGIA

Simulações de viabilidade das baterias – Aplicação I

- Premissa de configuração de potência e capacidade de armazenamento: 4 kW/8 kWh;
- Capacidade fotovoltaica: 6,6 kWdc. CAPEX Módulos FV: 2,41 R$/Wdc (residencial) e 1,85 R$/Wdc (comercial). CAPEX Inversor: 0,43 R$/Wdc (residencial) e 0,33 R$/Wdc (comercial);
- Geração fotovoltaica horária com dados de cidades representativas de 35; distribuidoras. Dados de irradiação e temperatura da base de reanálise MERRA-2;
- Perfil de consumidores normalizados a partir das curvas CTR (ANEEL) para representar um consumo anual de 10.000 kWh.

Simulações de viabilidade das baterias – Aplicação II

- Premissa de configuração de potência e capacidade de armazenamento:
  5 kW/18 kWh (equivalente a 300 kW/1080 kWh);
- Mercado Cativo: tarifas (dez. 2025) TE e TUSD homologadas pela ANEEL para ponta e fora ponta, por distribuidora;
- Tarifas aplicadas aos consumidores do Mercado Livre:
  - Consumidores com desconto na TUSD: Preço da Energia de R$ 263,23/MWh e desconto i5 de 50% na TUSD da ponta (por distribuidora), conforme: $TUSD_{ponta,ajustada} = \left(TUSD_{ponta} - TUSD_{fora}\right) \times (1 - 0{,}5) + TUSD_{fora}$;
  - Consumidores sem desconto na TUSD: Preço da Energia: R$ 234,68/MWh e TUSD do mercado cativo (por distribuidora).

Simulações de viabilidade das baterias – Aplicação III

- Perfil de consumidores normalizados a partir das curvas CTR (ANEEL) para representar um consumo anual de 12.000 kWh.
- Premissa de configuração de potência e capacidade de armazenamento:
  2 kW/8 kWh;
- Tarifa Branca de dezembro de 2025, por distribuidora.

REFERÊNCIAS

ABCIP – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS CONCESSIONÁRIAS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA . **5º Panorama da Participação Privada na Iluminação Pública**. 2025. Disponível em https://abcip.com.br/site/wp-content/uploads/2026/03/arquivo-1764569700858.pdf

_____. **Censo da Iluminação Pública no Brasil** – Base 2023. 2024. Disponível em https://abcip.com.br/site/wp-content/uploads/2026/03/arquivo-1764569862666.pdf

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 15575: Edificações habitacionais — Desempenho**. Rio de Janeiro: ABNT, 2025.

ABSAE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE SOLUÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. **Custo dos sistemas de armazenamento em baterias segue em queda e amplia viabilidade no Brasil. 15 out. 2025**. Disponível em: https://www.absae.org.br/post/custo-dos-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-segue-em-queda-e-amplia-viabilidade-no-brasil. Acesso em: 22 mai. 2026.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL**. 2026a.

_____. **CTR – Curva de Carga**. Brasília, DF. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ctr-curva-de-carga. Acesso em: 22 mai. 2026b.

_____. **RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STR/STD/ANEEL**. 2025.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023**. Rio de Janeiro: ANP, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023>. Acesso em: 11 mar. 2025.

BNEF – BloombergNEF. **2025 Lithium-Ion Battery Price Survey**. 2025.

ENERGYSAGE. **Solar battery cost: are they actually worth it in 2026?** Disponível em: https://www.energysage.com/energy-storage/how-much-do-batteries-cost/. Acesso em: 22 mai. 2026.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Empreendimentos eólicos ao fim da vida útil: Situação Atual e Alternativas Futuras**. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-empreendimentos-eolicos-ao-fim-da-vida-util-situacao-atual-e-alternativas-futuras-.

_____. **Energia hidrocinética: perspectivas no contexto brasileiro**. Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética, 2026. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-discutindo-perspectivas-para-a-energia-hidrocinetica-no-brasil.

_____. **Usinas Híbridas Conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas**. Rio de Janeiro, RJ: [*S.n.*], 2018. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/Report%20Hybrid%20power%20plants.pdf.

_____. **Balanço Energético Nacional 2026: Ano base 2025**. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>. Acesso em: 11 ago. 2026.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 11 mar. 2025.

_____. **Resposta da Demanda: Diagnóstico do Potencial e Recomendações para o Desenvolvimento do Mercado**. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-1000/EPE-DEA-DEE-SEE-SGR-NT-01-2026.pdf>. Acesso em: 15 out. 2026.

REFERÊNCIAS

_____. **Atlas de Eficiência Energética 2025**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-de-eficiencia-energetica-brasil-2025

EUPD RESEARCH. **European Residential Battery Storage Market: Strong Momentum Continues in 2025 – EUPD Research Highlights Strategic Growth Opportunities**. Bonn, 23 jul. 2025. Disponível em: https://eupd-group.com/european-residential-battery-storage-market-strong-momentum-continues-in-2025-eupd-research-highlights-strategic-growth-opportunities/. Acesso em: 17 jul. 2026.

FARUQUI, A. **Rate Design to Enable Flexible Loads**. In: Anaheim, California: 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Instrução Normativa Inmetro para Classificação de Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços e Públicas (INI-C)**. Rio de Janeiro: Inmetro, 2022.

_____**. Instrução Normativa Inmetro para Classificação de Eficiência Energética de Edificações Residenciais (INI-R).** Rio de Janeiro: Inmetro, 2022.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **24/7 renewables: The economics of firm solar and wind**. Abu Dhabi: [S.n.], 2026. Disponível em: https://www.irena.org/Publications/2026/May/24-7-renewables-The-economics-of-firm-solar-and-wind.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2024**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency IRENA, 2025. Disponível em: https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024.

LARSEN, Timothy; COX, Sarah. **Renewable Energy GIS Tool Guide: Informing Choice of Tools to Support Decisions**. [*S.l.*]: [*S.n.*], 21 ago. 2019. DOI: https://doi.org/10.2172/1558906. Disponível em: https://www.osti.gov/servlets/purl/1558906/. Acesso em: 17 dez. 2024.

MMA/MCTI/MCid/CC/PR – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA, MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA, MINISTÉRIO DAS CIDADES E CASA CIVIL**. Estratégia Nacional de Mitigação 2024–2035: Plano Setorial de Energia e Plano Setorial de Cidades. Brasília,** DF: MMA, 2026.

MOHAMADI, Farid. **Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure: Including Public-Private Investments and Non-Mature Markets**. Cham: Springer International Publishing, 2021. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-68740-3. Disponível em: https://link.springer.com/10.1007/978-3-030-68740-3. Acesso em: 18 dez. 2024.

NREL, National Renewable Energy Laboratory; USAID, United States Agency for International Development. **Renewable Energy Data, Analysis, and Decisions: A Guide for Practitioners**. Golden, CO: NREL, USAID, 16 mar. 2018. DOI: https://doi.org/10.2172/1427970. Disponível em: http://www.osti.gov/servlets/purl/1427970/. Acesso em: 17 dez. 2024.

PORTER, Michael E. **Vantagem Competitiva**. [*S.l.*]: Elsevier, 15 mar. 1996.

SANTO ANDRÉ (Município). Prefeitura Municipal. **Santo André apresenta soluções em Congresso Paulista de Iluminação e Cidades do Futuro. Santo André:** Prefeitura Municipal, 9 jun. 2026. Disponível em: <https://web.santoandre.sp.gov.br/portal/noticias/0/3/20543/santo-andre-apresenta-solucoes-em-congresso-paulista-de-iluminacao-e-cidades-do-futuro>. Acesso em: jul. 2026.

TEAM FÜR TECHNIK GMBH. **Potenzialstudie Kleinwindkraftanlagen auf Münchner Gebäuden: Endbericht [Estudo de potencial de pequenas turbinas eólicas em edifícios de Munique: relatório final]**. Munique, Alemanha: Prefeitura de Munique – Departamento de Clima e Proteção Ambiental (RKU), 2022. Disponível em: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:02658991-0459-4324-a170-9930270cc074/Endbericht_Kleinwindkraft_RKU_web.pdf.

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

epe MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

AGRADECIMENTOS

Agradecemos às diversas equipes do MME pela revisão do documento e pelas contribuições apresentadas, que contribuíram para seu aperfeiçoamento: Departamento de Políticas para o Mercado (DPME/SNEE); Departamento de Eletromobilidade (DEMOB/SNTEP); Departamento de Políticas Setoriais (DPSE/SNEE); Departamento de Informações, Estudos e Eficiência Energética (DIEE/SNTEP); Departamento de Transição Energética (DTE/SNTEP); Secretaria Executiva (SE), e; Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica (DPOG/SNTEP).

Os ícones utilizados neste caderno foram obtidos em Flaticon.





PDE 2036

Clique aqui e acesse todos os estudos do PDE 2036

Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:

epe

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO