

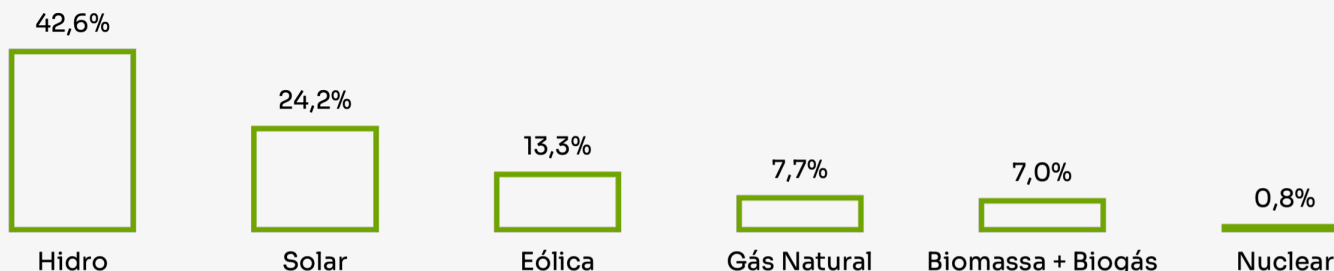
Armazenamento de Energia e Integração Renovável no Brasil

Armazenamento de Energia e Integração Renovável no Brasil

Autora: **Patssi Galavis Rincón** (Marketing - Erco)

A Transformação Estrutural da Matriz Solar no Brasil

O Brasil vive um dos ciclos de expansão solar mais rápidos do mundo. Em novembro de 2025, a capacidade fotovoltaica instalada alcançou 62,7 GW (62.741 MW), segundo dados da ANEEL/ABSOLAR. Esse avanço consolidou a energia solar como uma fonte estrutural e a segunda maior da matriz elétrica brasileira, passando a responder por 24,2% da capacidade instalada total, ficando atrás apenas da fonte hídrica (42,6%) e superando com folga a soma de todas as fontes fósseis.

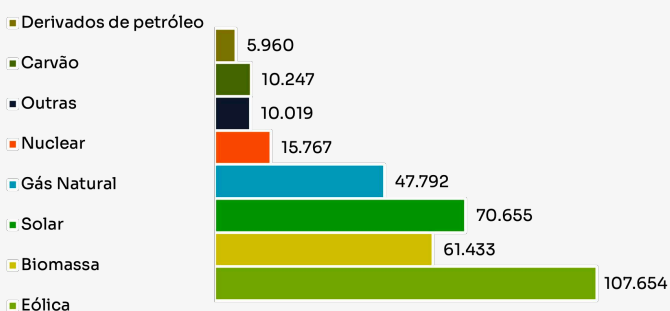


Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2025) Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

O que distingue esse crescimento não é apenas sua escala, mas sua natureza. Quase 70% de toda a capacidade solar instalada no país provém de micro e minigeração distribuída (MMGD), instalada diretamente na rede de distribuição. Isso significa que a expansão está ocorrendo "a partir da base do sistema" e não a partir de grandes parques centralizados, alterando a lógica histórica de despacho e operação elétrica.

Como resultado, a energia já não flui apenas de grandes polos geradores para os centros de carga: ela também nasce nos telhados residenciais, comércios e indústrias, modificando o perfil de consumo e introduzindo injeção local em tempo real. É uma transformação silenciosa, porém profunda, a solar não apenas adiciona potência, ela redesenha o comportamento do sistema.

Gráfico 1. Participação das fontes na geração de eletricidade (GWh) em 2024



Do ponto de vista energético, o salto também é concreto na operação: a geração solar alcançou 70.996 GWh em 2024, um aumento de 40,2% em comparação com 2023 (50.633 GWh), deslocando térmicas de maior custo e reduzindo a pressão sobre o despacho hidráulico no período diurno.

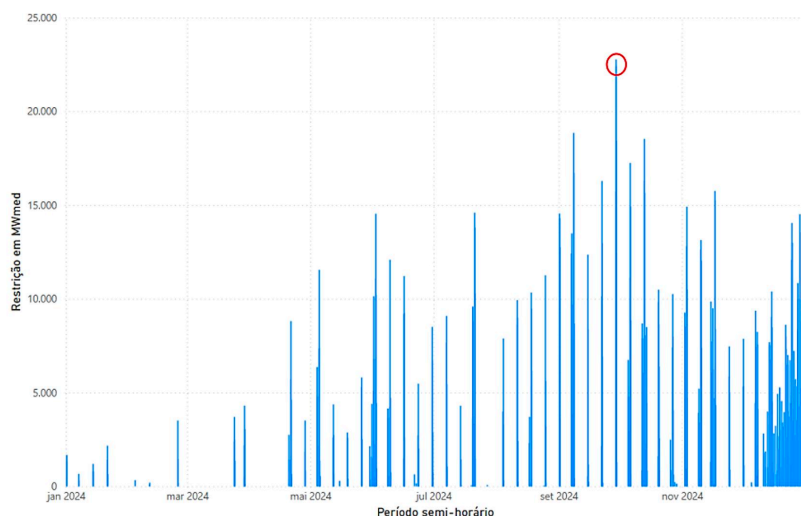
A concentração territorial também redefine a dinâmica do sistema. Grandes complexos de utilidades estão localizados principalmente no Nordeste, enquanto a MMGD está se expandindo no Sudeste, onde a demanda é mais intensa. O resultado é um sistema que gera cada vez mais energia em regiões com menor consumo local e, ao mesmo tempo, reduz a demanda em áreas onde a carga era historicamente concentrada. Esse deslocamento geográfico entre produção e consumo é hoje um dos fatores críticos para a integração.

O Brasil não enfrenta mais o desafio de produzir energia renovável, mas sim de integrá-la plenamente ao sistema. A questão deixou de ser tecnológica e se tornou sistêmica: o gargalo não está na **geração**, mas na **infraestrutura** e nas operações necessárias para absorvê-la.

Curtailment e Congestionamento: Os Limites Atuais da Infraestrutura de Rede

O sistema elétrico brasileiro atravessa uma fase em que a velocidade de incorporação de capacidade eólica e solar supera a capacidade de absorção, transferência e controle operacional do Sistema Interligado Nacional (SIN). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio do relatório técnico Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil (2025), caracteriza o curtailment das fontes renováveis não como uma manobra ocasional, mas como um fenômeno estrutural associado à saturação regional da rede e à insuficiência de instrumentos operativos diante de uma matriz cada vez mais distribuída e variável. O desligamento de geração disponível deixou de ser uma medida de exceção para se tornar um parâmetro recorrente da operação do sistema.

Gráfico 1. Participação das fontes na geração de eletricidade (GWh) em 2024



Em 2024, as restrições operativas no Sistema Interligado Nacional (SIN) resultaram na perda estimada de 14,5 TWh de geração solar e eólica, evidenciando uma escala estrutural de curtailment no sistema elétrico brasileiro. O Gráfico 2 ilustra a distribuição temporal dessas restrições ao longo do ano, com eventos recorrentes e picos extremos que chegaram a 22.766 MWmed em determinados períodos.

Fonte: ONS (2025) Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil

Gráfico 3. Restrições de Energia por Mês (2023) discretizadas por mês em % do potencial de geração

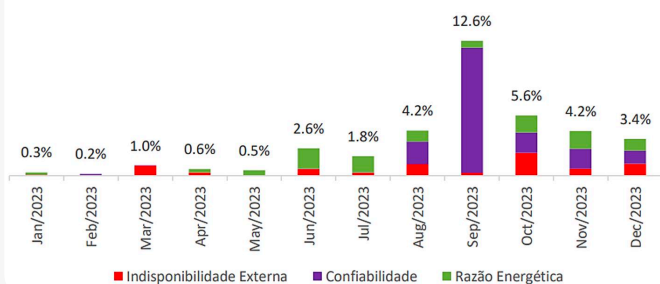
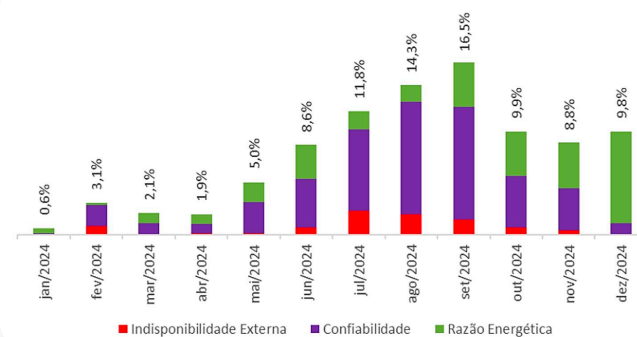


Gráfico 4. Restrições de Energia por Mês (2024) discretizadas por mês em % do potencial de geração



Fonte: ONS (2025) Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil

A evolução temporal também confirma a consolidação do fenômeno: tanto o Gráfico (Restrições de Energia por Mês - 2023) quanto o Gráfico (Restrições de Energia por Mês - 2024) mostram períodos em que as restrições superaram **10% do potencial renovável disponível**, o que evidencia uma pressão operacional sustentada e não um comportamento sazonal ou transitório.

O impacto econômico reflete-se diretamente no mercado. Segundo a Volt Robotics (2024), as restrições renováveis em **2024** resultaram em **R\$ 1,6 bilhão** em receitas não realizadas, concentradas principalmente nos estados do Nordeste, onde a produção renovável supera amplamente a demanda local e o escoamento em direção ao Sudeste opera rotineiramente no limite de capacidade. Essa condição transforma o Nordeste em um **polo exportador de energia**, cuja competitividade e capacidade de expansão permanecem condicionadas à disponibilidade e à modernização dos corredores de transmissão.

Em sua avaliação técnica, o ONS (2025) identifica **três determinantes estruturais** que explicam a consolidação do curtailment como uma mecânica recorrente de despacho no SIN, e não como uma contingência operacional isolada.

O **primeiro determinante** são as restrições físicas de transmissão entre os polos renováveis do Nordeste e os principais centros de carga do Sudeste. A expansão eólica e solar avançou em ritmo mais acelerado que a ampliação da infraestrutura de escoamento, gerando **congestionamentos estruturais** nos corredores troncais. Em 2024, essa limitação resultou em picos de 22.766 MWmed de energia não escoada, mesmo com demanda disponível. O descompasso entre o crescimento renovável, que em alguns segmentos supera 40% ao ano, e os prazos técnicos e ambientais para implantação de novas linhas de transmissão explica a ocorrência recorrente de **saturação em horários de pico solar e eólico**.

O **segundo determinante** deriva do reforço dos critérios operacionais após o evento sistêmico de 15 de agosto de 2023, quando certas usinas renováveis apresentaram **resposta dinâmica inferior à modelada**. Desde então, o ONS endureceu os requisitos de estabilidade transitória, frequência, tensão, suporte inercial e reservas de controle, reduzindo a tolerância operacional em cenários de alta penetração renovável. Nessas condições, o despacho é realizado abaixo do recurso disponível para garantir margens N-1 e estabilidade eletrodinâmica, priorizando a resiliência sistêmica em detrimento da utilização total do recurso.

Gráfico 5. : Marcos importantes antes e após a Ocorrência no SIN de 15/08/2023

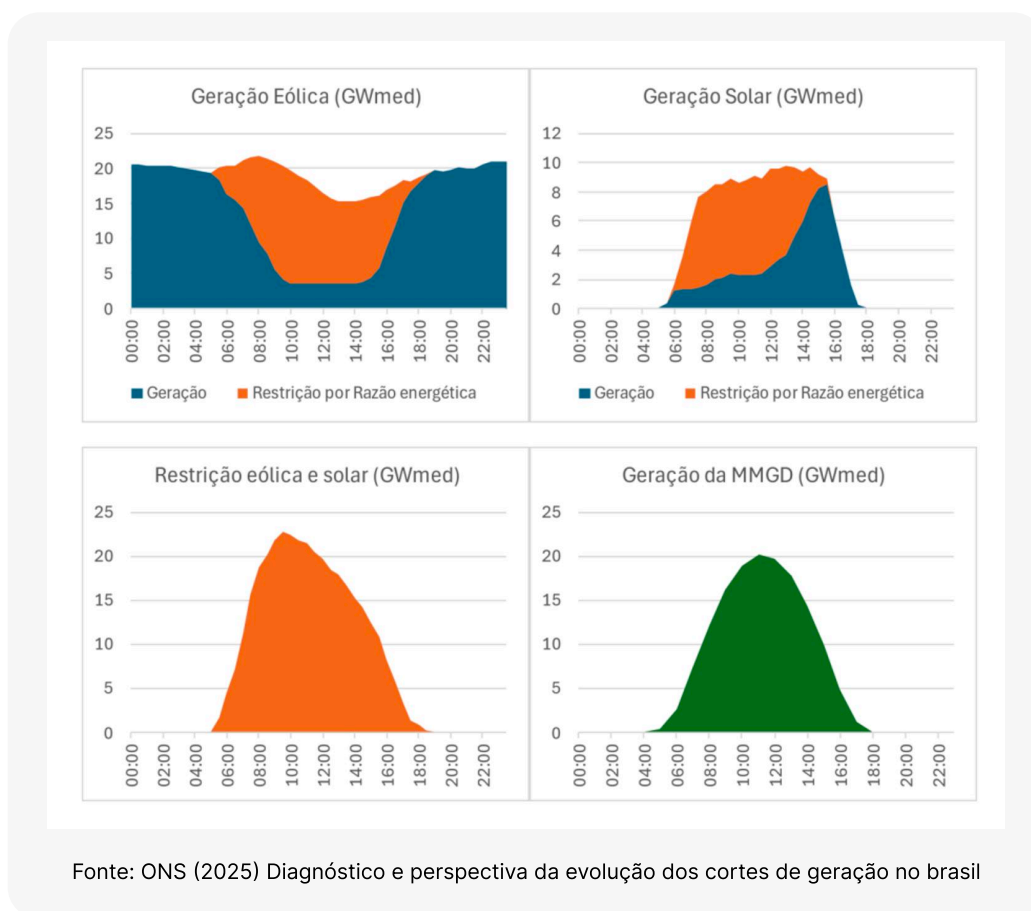


Fonte: ONS (2025) Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil

O terceiro determinante está relacionado à **penetração crescente da geração distribuída (GD e MMGD)** sem comando centralizado, que modifica a curva de demanda líquida observada pelo operador e restringe a capacidade de modulação do despacho centralizado. Em **2024**, a MMGD alcançou **23.741 MWmed** de potência máxima e **45.752 GWh**, enquanto a GD Tipo III somou 6.162 MWmed e 44.436 GWh, gerando um volume expressivo de energia não despachável. Essa produção, ao permanecer injetada mesmo em condições de saturação do sistema, desloca o ajuste para as usinas centralizadas, ainda que as fontes hidráulicas e térmicas já operem em seus níveis técnicos mínimos.

A **análise operacional de 29/09/2024** evidencia essa dinâmica, registrando restrições superiores a 20 GW, apesar da maximização da flexibilidade disponível no parque centralizado.

Gráfico 6. : Restrições por Razão Energética para o dia 29/09/2024



Para quantificar esse efeito, o ONS modelou um cenário sem GD nem MMGD. Nesse caso, o pico de restrição cairia 83%, de 22.766 MWmed para 3.848 MWmed, e a energia cortada reduzir-se-ia de 4.330 GWh para apenas 7,6 GWh. A comparação demonstra que o desafio não está na variabilidade das fontes renováveis, mas na **capacidade do sistema de gerenciá-las, escoá-las e coordenar sua injeção**.

O Brasil atingiu uma escala renovável comparável à de mercados avançados, mas a infraestrutura e a governança operacional não evoluíram na mesma velocidade. O curtailment deixou de ser um evento pontual e passou a atuar como um indicador estrutural de saturação, evidenciando a necessidade de acelerar a expansão da transmissão, integrar ativamente a geração distribuída e desenvolver soluções de flexibilidade, como **armazenamento, resposta da demanda e controle avançado de recursos energéticos distribuídos**.

Armazenamento de Energia no Brasil: O Novo Pilar da Transição Elétrica Nacional

O mercado brasileiro de armazenamento de energia encontra-se em uma fase inicial, porém estratégica, situada na interseção entre a rápida expansão da geração distribuída e as necessidades do sistema de transmissão. A geração fotovoltaica distribuída (MMGD solar) tornou-se um dos principais motores da expansão da oferta elétrica: as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam que, em 2030, a micro e minigeração distribuída representará entre 4,6% e 3,2% da carga total de energia nos cenários Verão e Primavera, respectivamente.

Gráfico 7. Projeção da energia gerada por MMGD (GW_{méd})

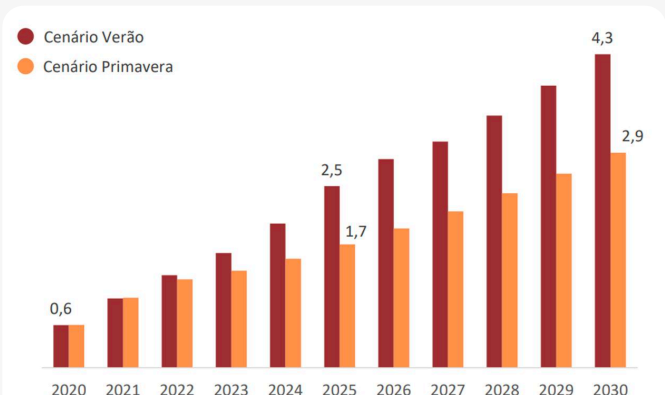
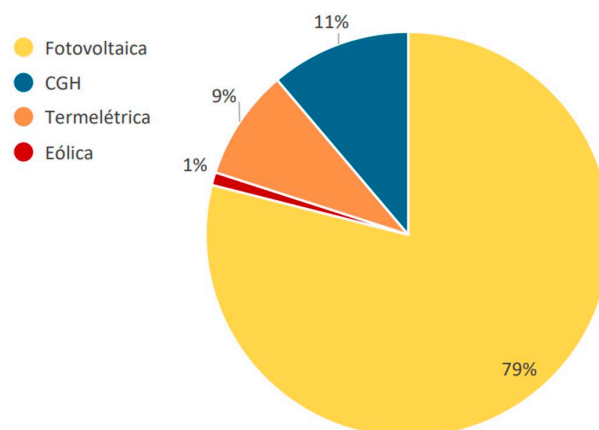


Gráfico 8. Projeção da energia gerada de MMGD por fonte em 2030 (%)



Fonte: EPE (2020) Micro e Minigeração Distribuída & Baterias

Nesse contexto, o armazenamento começa a se consolidar como o “segundo passo lógico” da transição: primeiro ocorre a expansão massiva da MMGD, seguida pela necessidade de gerenciar essa geração e a demanda associada por meio de baterias, tanto em larga escala (utility-scale) quanto no ambiente behind-the-meter. Os gráficos “Projeção da energia gerada por MMGD (GW_{méd})” e “Projeção da energia gerada de MMGD por fonte em 2030 (%)” mostram que, ao final da década, a geração fotovoltaica distribuída deverá concentrar aproximadamente 79% da energia proveniente da MMGD, enquanto pequenas centrais hidrelétricas (CGH), fontes eólicas e térmicas dividirão a parcela remanescente.

Esse perfil fortemente solar torna as soluções de armazenamento especialmente relevantes para mitigar a variabilidade e deslocar energia entre os períodos de ponta e fora de ponta.



Capacidade instalada: um mercado estruturado em torno de projetos-piloto emblemáticos

No segmento utility-scale, o marco mais significativo é o projeto da ISA CTEEP na subestação Registro (São Paulo), considerado o primeiro sistema de armazenamento em baterias de grande porte no sistema de transmissão brasileiro. O projeto incorpora 180 racks de baterias de íons de lítio, com 30 MW de potência e 60 MWh de energia, projetados para operar por aproximadamente duas horas nos picos de consumo do litoral sul paulista.

Esse sistema permite reforçar a rede em momentos críticos, reduzir o risco de interrupções em períodos de alta demanda sazonal e beneficiar diretamente cerca de dois milhões de pessoas, ao mesmo tempo em que evita o uso de geração a diesel equivalente a aproximadamente 350 mil litros de combustível e a emissão de 1.194 toneladas de CO₂e em dois anos de operação.

O projeto, conduzido pela ISA CTEEP com aprovação da ANEEL e respaldo do planejador do sistema, posiciona o armazenamento como uma alternativa real às soluções tradicionais de reforço de rede (novas linhas, ampliações de subestações ou geração de ponta a diesel). A empresa estima, ainda, uma RAP (Receita Anual Permitida) em torno de 27 milhões de reais e um investimento de 146 milhões de reais, reforçando a ideia de que se trata de um ativo regulado, com fluxos de caixa relativamente estáveis e atrativos para investidores de infraestrutura.

Em paralelo, distribuidoras como Neoenergia, Cemig e Copel vêm desenvolvendo ou estudando projetos-piloto de armazenamento vinculados às redes de distribuição, à gestão da demanda e à melhoria da qualidade da energia. No caso da Neoenergia, o foco se orienta para sistemas híbridos com baterias em contextos isolados ou de descarbonização insular, como Fernando de Noronha, enquanto Cemig e Copel exploram baterias em subestações e soluções móveis para aliviar sobrecargas, gerenciar picos e dar suporte a contingências operacionais. Embora a potência agregada desses pilotos ainda seja reduzida em comparação com o parque gerador brasileiro, sua relevância está no aprendizado regulatório, tecnológico e de modelos de negócio que permitirá uma futura expansão em escala.

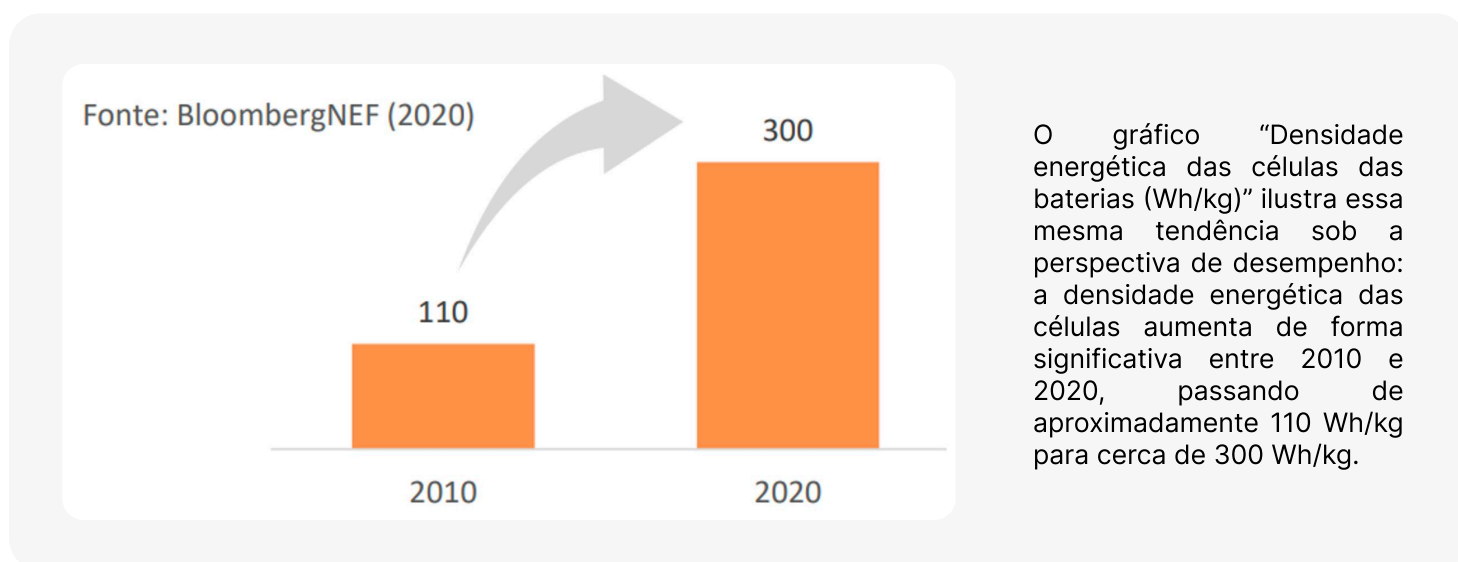
No segmento behind-the-meter, a EPE destaca que, “com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras” (EPE, 2020) e que, na prática, a rede continua funcionando como uma “bateria virtual” para os geradores distribuídos, graças ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Ainda não existe uma regulamentação específica para o uso de baterias com injeção na rede, mas nada impede que o consumidor utilize o armazenamento para gerenciar internamente seu consumo e sua geração, o que abre um espaço de mercado crescente à medida que as tarifas evoluem e os preços da tecnologia caem.

Principais tecnologias: domínio das baterias de íon-lítio e espaço para soluções de bombeamento térmico

No Brasil, o armazenamento associado à expansão recente das renováveis apoia-se quase exclusivamente em baterias eletroquímicas, com clara hegemonia das tecnologias de íons de lítio. O estudo “Micro e Minigeração Distribuída & Baterias” da EPE destaca que, em nível internacional, a combinação entre escala de produção (veículos elétricos, eletrônicos de consumo, sistemas utility-scale) e avanços tecnológicos levou a uma redução de cerca de 87% no preço das baterias de íons de lítio entre 2010 e o final da década de 2010, segundo dados da BloombergNEF, tendência que se aprofundou nos anos subsequentes com novos ganhos de escala e eficiência.

Gráfico 9. Densidade energética das células das baterias (Wh/kg)



Esse salto tecnológico é fundamental para o business case do armazenamento, pois permite sistemas mais compactos, com maior energia por unidade de peso, menores custos logísticos e, no médio prazo, reduções adicionais no CAPEX por kWh instalado.

Além das baterias, o sistema elétrico brasileiro conta há anos com soluções de armazenamento de grande porte baseadas em bombeamento hidráulico, que funcionam como “pulmões” do sistema interligado, absorvendo excedentes nos horários de vale e entregando energia nos picos. No entanto, esses ativos são anteriores à onda recente de renováveis variáveis e não estão diretamente associados a projetos de MMGD ou a pilotos de distribuição.

No campo térmico, exploram-se aplicações pontuais (por exemplo, armazenamento térmico em processos industriais ou climatização), mas seu papel na expansão da matriz renovável permanece marginal quando comparado ao protagonismo crescente das baterias eletroquímicas.

O panorama tecnológico revela uma tendência clara: nesta fase de implantação, o “stack” predominante será composto por **sistemas de íons de lítio**, integrados tanto em subestações de transmissão e distribuição quanto em soluções behind-the-meter. O bombeamento hidráulico manterá seu papel como infraestrutura estrutural do SIN, enquanto outras alternativas (baterias de fluxo, armazenamento térmico, hidrogênio) se projetam como nichos especializados ou apostas de diversificação para horizontes mais longos.

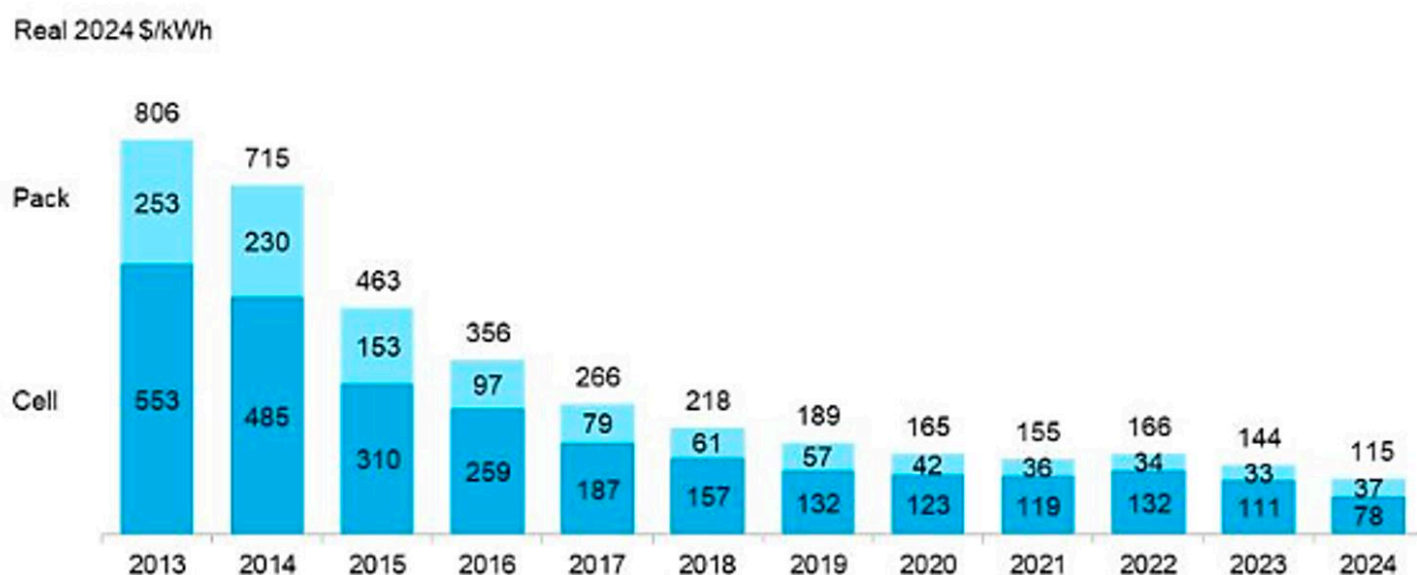
O Que Está Acelerando o Armazenamento no Brasil?

1. Redução global do custo das baterias (USD/kWh)

A dinâmica recente do mercado global de baterias de íons de lítio revela uma aceleração significativa na redução de custos, observada ao longo de 2023 e 2024, impulsionada por fatores como sobre capacidade manufatureira, maior participação das tecnologias LFP, queda nos preços de materiais críticos e uma competição cada vez mais intensa entre fabricantes.

A BloombergNEF (2024) relata que os preços dos battery packs registraram a maior queda desde 2017.

Gráfico 10. Distribuição do preço médio ponderado pelo volume de baterias e células de íon-lítio, 2013-2024



Fonte: BloombergNEF (2024) Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115/kWh

Segundo a BloombergNEF (BNEF), o preço médio global das baterias de íon-lítio caiu cerca de 20% entre 2023 e 2024, atingindo US\$ 115 por kWh em 2024 (Bloomberg, 2025). No segmento de veículos elétricos (VEs), o custo médio ficou abaixo de US\$ 100/kWh pela primeira vez, alcançando aproximadamente US\$ 97/kWh.

Em linha com essa trajetória de longo prazo, a International Energy Agency (IEA) destaca que os custos das baterias já haviam recuado mais de 90% desde 2010, quando os packs custavam cerca de US\$ 1.400/kWh, para níveis inferiores a US\$ 140/kWh em 2023, consolidando uma trajetória estrutural de redução de custos.

Em conjunto, esses estudos evidenciam um ponto de inflexão no mercado global de baterias. A capacidade manufatureira instalada já alcança cerca de 3,1 TWh, superando amplamente a demanda observada em 2024 e consolidando um cenário de sobreoferta estrutural.

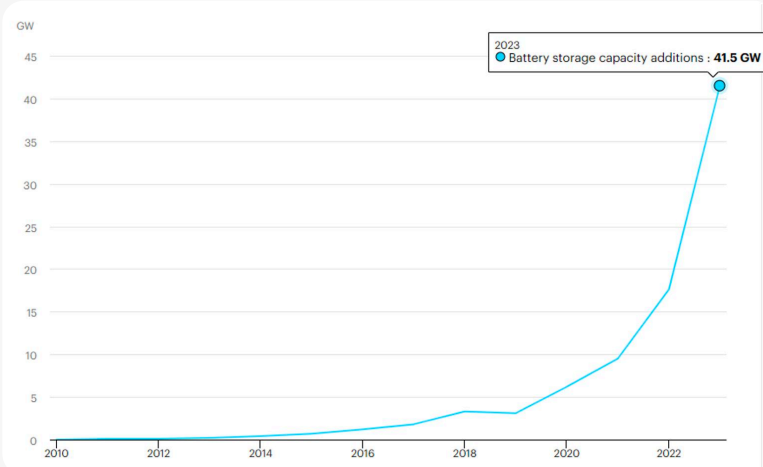
Essa condição de superoferta contribui diretamente para a contínua queda de preços, pressionando o mercado rumo a maiores volumes a menor custo.

2. Maior necessidade de flexibilidade e serviços de balanço

A queda dos preços se combina com um segundo vetor crítico: a necessidade global de flexibilidade nos sistemas elétricos, exacerbada pela penetração acelerada de fontes renováveis variáveis.

A IEA (2023) destaca que a capacidade global de armazenamento em baterias no setor elétrico aumentou de forma substancial, **dobrando ano após ano, com 42 GW adicionados somente em 2023**.

Gráfico 11. Aumento da capacidade global de armazenamento de baterias, 2010-2023



Fonte: IEA (2024) Batteries and Secure Energy Transitions

O crescimento anual do armazenamento está fortemente correlacionado à expansão solar e eólica. As baterias atendem hoje, principalmente, serviços de curta e média duração (1–8 horas), essenciais para rampas, regulação de frequência, controle de congestionamento e suporte operacional.

Para o Brasil, cuja matriz energética se diversifica rapidamente e cujas regiões, como o Nordeste, enfrentam congestões e vertimentos (curtailment), essa tendência representa uma oportunidade estratégica: a flexibilidade do sistema será insuficiente sem um crescimento acelerado da capacidade de armazenamento.

3. Integração de energias renováveis e o surgimento de um prosumidor avançado

A IEA (2024) ressalta que, **para triplicar a capacidade global de energia renovável até 2030** mantendo a segurança elétrica, seria necessário que a capacidade de armazenamento aumentasse aproximadamente seis vezes em relação ao nível atual. Em particular, espera-se que o armazenamento em baterias responda por **cerca de 90% desse crescimento**.

O avanço das renováveis está impulsionando a necessidade de acoplar armazenamento como parte integral dos novos projetos, transformando a solução **“geração + armazenamento”** em uma alternativa competitiva frente às usinas térmicas convencionais. Projeta-se uma redução de 40% nos custos do armazenamento até 2030, favorecendo a combinação renováveis + baterias.

A queda no custo das baterias habilita uma mudança de paradigma: grandes consumidores industriais, comerciais e prosumidores residenciais passam a ter maior apetite por integrar soluções de armazenamento para:

Otimizar a demanda energética (gestão de picos, redução tarifária).

Participar de mercados de flexibilidade (atuando como virtual powerplants, VPP).

Combina geração renovável distribuída (solar fotovoltaica) com armazenamento para reforçar a autogeração, aumentar a resiliência e reduzir a dependência da rede.

Em mercados maduros e emergentes, essa tendência vem ganhando destaque como um elemento central da transição energética.



Arquiteturas de Aplicação do Armazenamento no Sistema Elétrico Brasileiro

Armazenamento Behind the Meter (BTM) no Brasil

O armazenamento Behind the Meter (BTM) no Brasil começa a se consolidar como o complemento natural da micro e minigeração distribuída (MMGD) fotovoltaica e, em menor escala, eólica. Com base nos cenários da EPE para 2030–2035, período em que a MMGD já representa uma parcela relevante da energia atendida pelo sistema, a incorporação de baterias no lado do consumidor desponta como o próximo salto de maturidade do mercado, especialmente nos segmentos residencial, comercial e industrial.

No segmento residencial, o armazenamento ganha destaque em sistemas isolados ou em regiões com redes frágeis. O programa Noronha Verde, liderado pela Neoenergia, representa um dos casos mais avançados do país: o projeto combina geração solar com sistemas de baterias para substituir progressivamente a geração a diesel no arquipélago de Fernando de Noronha. Essa arquitetura permite suprir grande parte da demanda diurna com energia fotovoltaica e armazenar excedentes para o período noturno, com impacto direto na redução de emissões, nos custos operacionais e na dependência de combustíveis fósseis. A iniciativa posiciona o armazenamento BTM como elemento estrutural para a descarbonização de sistemas insulares e localidades remotas.

Em aplicações comerciais e comunitárias, o caso da **Cemig em Serra da Saudade** se destaca como o primeiro BTM ampliado em escala comunitária. O projeto licita uma usina solar de 500 kWp associada a um sistema de armazenamento de 1 MWh para atender cerca de 500 consumidores conectados a uma rede de distribuição vulnerável. A combinação entre geração local e armazenamento permite reduzir picos de carga, melhorar perfis de tensão, aumentar a continuidade do suprimento e postergar investimentos convencionais em reforço de rede. Essa lógica pode ser replicada em pequenos municípios, áreas rurais ou regiões com histórico de qualidade de serviço limitada.

No âmbito industrial, o armazenamento por baterias behind-the-meter (BTM) já apresenta viabilidade econômica em contextos específicos, especialmente para consumidores atendidos em alta tensão sob a Tarifa A4 Verde, caracterizada por diferenças relevantes entre os preços de energia nos períodos de ponta e fora de ponta (EPE, 2025). Nessas condições, as baterias podem ser utilizadas estrategicamente para deslocar o consumo do horário de ponta para períodos de menor custo, reduzindo a exposição tarifária e permitindo a gestão ativa da demanda elétrica.

A análise do valor presente líquido (VPL) de investimentos em sistemas de armazenamento indica que, para consumidores com alto fator de carga na ponta (FCp), a instalação de baterias pode se tornar economicamente viável no horizonte decenal, mesmo sob as condições tarifárias atuais (EPE, 2025). Os resultados mostram que a viabilidade depende fortemente do perfil de consumo no horário de ponta e da redução do custo unitário das baterias, sendo observada, em algumas distribuidoras, com preços inferiores a R\$ 2.000/kWh.

A comparação entre o investimento em baterias e a geração a diesel, tradicionalmente utilizada por consumidores industriais para evitar o consumo no horário de ponta, evidencia que os sistemas BTM já se configuram como alternativas competitivas do ponto de vista econômico (EPE, 2025). Além da redução de custos, as baterias oferecem menor tempo de resposta, ausência de ruído, eliminação da logística de abastecimento de combustível e benefícios ambientais, tornando-se particularmente adequadas para cargas críticas e sensíveis, como processos industriais contínuos, ambientes refrigerados, hospitais e centros de dados.

Nesse contexto, o armazenamento BTM deixa de responder a uma lógica de “residencial premium” e passa a cumprir uma função sistêmica: viabilizar a expansão da micro e minigeração distribuída, preservar os indicadores de qualidade do fornecimento e permitir novas modalidades de gestão avançada de cargas, microrredes e resiliência local. Ao mesmo tempo, o armazenamento se alinha às estratégias corporativas de descarbonização, eletrificação de processos e atendimento a critérios ESG, consolidando-se como um elemento estrutural da transição energética no segmento industrial (EPE, 2025).

Armazenamento Front of the Meter (FTM) no Brasil

No âmbito Front of the Meter (FTM), o Brasil já conta com referências concretas que marcam um ponto de inflexão na adoção de sistemas de armazenamento em larga escala. Esses projetos, conectados diretamente à rede de transmissão ou associados a usinas de geração, desempenham funções de reforço operacional, controle de frequência, gestão de congestionamento e armazenamento de excedentes provenientes de fontes renováveis.

Entre os projetos já implementados, destaca-se o **BESS da ISA CTEEP** na subestação Registro (SP), frequentemente utilizado como referência para aplicações de armazenamento em nível de transmissão. Com capacidade de 30 MW / 60 MWh, o projeto atua como reforço ao abastecimento do litoral sul paulista nos períodos de pico sazonal, contribuindo para a confiabilidade da operação do SIN e a mitigação de interrupções em momentos críticos. Além dos ganhos operacionais, a solução substitui alternativas mais intensivas em emissões e infraestrutura, evitando o uso de geração a diesel e intervenções em áreas ambientalmente sensíveis.

Do ponto de vista regulatório, esse projeto estabelece um precedente relevante: a remuneração via **Receita Anual Permitida (RAP)** reconhece o armazenamento como um ativo regulado de transmissão, abrindo espaço para novos modelos de planejamento de rede que integrem baterias como alternativa a reforços físicos tradicionais. Isso posiciona o Brasil de forma alinhada às experiências de mercados líderes que já incorporam BESS como parte da infraestrutura crítica do sistema.

Embora não conectado ao SIN, a arquitetura do programa Noronha Verde também representa um caso FTM aplicado a um sistema isolado. A combinação de uma usina solar de grande porte com um sistema de baterias projetado para suprir a demanda noturna transforma a matriz energética insular, eliminando praticamente a geração térmica e proporcionando serviços de estabilidade de frequência e tensão. Sob a ótica da engenharia, trata-se de um FTM insular que opera como um recurso despachável de fronteira, permitindo um nível de penetração renovável que seria inviável sem armazenamento.

Em conjunto, os casos de Registro e Noronha demonstram que o armazenamento FTM pode resolver desafios estruturais do sistema elétrico brasileiro: congestionamento da transmissão, substituição da geração fóssil de ponta, integração de renováveis variáveis e melhoria da estabilidade sistêmica. Além disso, servem como modelo para futuras usinas híbridas solar/eólica + armazenamento, especialmente no Nordeste, onde os vertimentos renováveis e a saturação dos corredores de transmissão já são fenômenos recorrentes.



Fundamentos Estruturais da Expansão do Armazenamento BTM e FTM

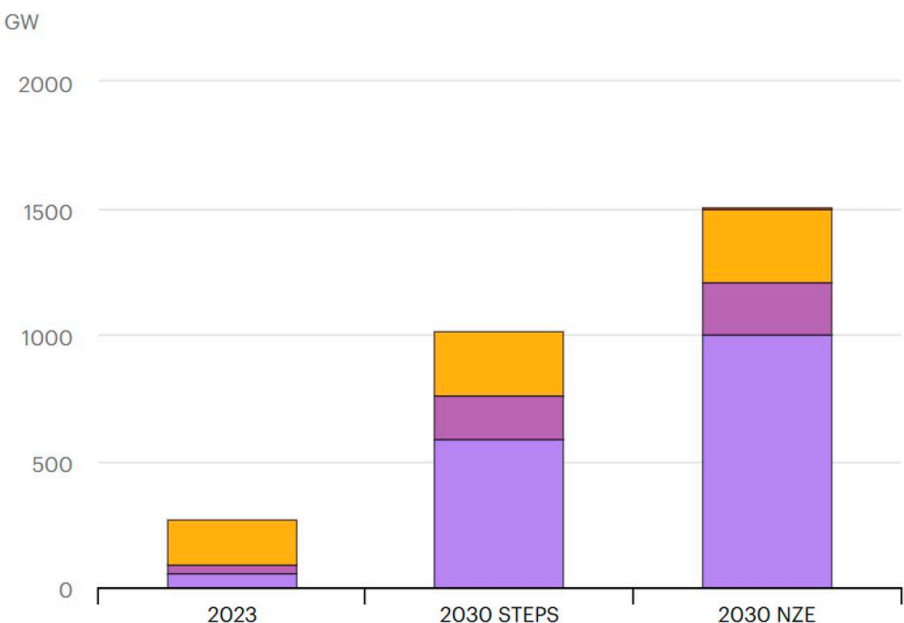
O avanço do armazenamento de energia no Brasil não está acontecendo isoladamente, mas em consonância com as tendências globais que estão redefinindo a arquitetura dos sistemas elétricos.

Simultaneamente, as análises prospectivas dos principais organismos internacionais indicam que a próxima fase da transição energética global dependerá de um salto sem precedentes na infraestrutura de armazenamento. A IEA, no relatório *Batteries and Secure Energy Transitions*, projeta que a capacidade mundial de armazenamento deverá multiplicar-se por aproximadamente seis até 2030 para sustentar a expansão renovável prevista em escala global, com as baterias, tanto utility-scale quanto behind-the meter, respondendo por cerca de 90% desse crescimento adicional. De forma convergente, a IRENA estima que a capacidade de armazenamento eletroquímico aumentará de cerca de 17 GW em 2020 para aproximadamente 360 GW em 2030 sob seu cenário de 1,5 °C, o que implica uma ampliação superior a vinte vezes em apenas uma década.

Essa convergência de evidências é claramente ilustrada no gráfico da IEA “Global installed energy storage capacity by scenario, 2023 and 2030”, que mostra como a capacidade global de armazenamento, considerando baterias utility-scale, baterias BTM e hidroelétricas reversíveis, deve se expandir de maneira substancial em apenas sete anos.

Em 2023, o armazenamento total superava apenas alguns poucos centenas de gigawatts, dominado pelo bombeamento hidráulico e com participação ainda limitada das baterias. No entanto, para 2030, mesmo no cenário conservador STEPS, a capacidade mundial se aproxima de um terço dos 1.000 GW, impulsionada principalmente por baterias de grande escala e sistemas BTM. No cenário NZE, o crescimento é ainda mais pronunciado: a capacidade ultrapassa 1.500 GW, com as baterias representando o componente de maior expansão absoluta.

Gráfico 12. Capacidade global instalada de armazenamento de energia por cenário, 2023 e 2030



IEA. Licence: CC BY 4.

Utility-scale batteries Behind-the-meter batteries Pumped hydro
Other storage

Fonte: IEA (2024) *Batteries and Secure Energy Transitions*

A leitura é inequívoca: independentemente do cenário, as baterias passam a ocupar o papel de infraestrutura crítica do sistema energético moderno, muito mais do que um equipamento acessório. Como consequência, para países com alta penetração de renováveis ou redes sujeitas a tensões operacionais crescentes, como é o caso do Brasil, o armazenamento se consolida como um vetor estrutural para sustentar a expansão solar e eólica, evitar o aumento do curtailment, reforçar a segurança do SIN e permitir que a MMDG continue crescendo sem comprometer a qualidade do suprimento.

Regulação do Armazenamento de Energia no Brasil: Estado Atual, Lacunas e Oportunidades de Investimento

Contexto regulatório recente: da CP 39/2023 à Lei 15.269

Apesar do avanço tecnológico e da queda acelerada dos custos das baterias, o principal gargalo para o armazenamento no Brasil continua sendo regulatório. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) só passou a tratar o tema de forma estruturada na Consulta Pública nº 39/2023, cujo segundo ciclo, realizado entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025, **recebeu 652 contribuições de 70 agentes, das quais 131 foram aceitas e 258 parcialmente aceitas.**

Segundo a nota oficial “Armazenamento de energia: ANEEL publica análise das contribuições recebidas em consulta pública”, publicada em 5 de agosto de 2025, a CP 39/2023 integra o primeiro ciclo do estudo regulatório sobre armazenamento.

Nesta fase, a ANEEL concentra-se em três eixos centrais:

i) Definição de conceitos.

ii) Estabelecimento das formas de outorga, acesso e uso da rede.

iii) Avaliação das possibilidades de auferimento de receita para sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Ou seja, ao longo de 2025 o país ainda se encontrava em uma etapa de balizas iniciais: o regulador reconhece explicitamente que ainda está definindo o que é o recurso, como ele se conecta e como deve ser remunerado.

Em paralelo, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu uma frente complementar orientado à sinalização de mercado: a Portaria GM/MME nº 812, de 26 de setembro de 2024, submetida a consulta pública, estabelece as diretrizes do **“Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2026 – LRCAP Armazenamento 2026”**, dedicado exclusivamente a novos sistemas de armazenamento que agreguem potência ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por fim, em novembro de 2025 foi aprovada a Lei 15.269, originada da MP 1.304, representando um salto qualitativo: a norma inclui expressamente o armazenamento de energia no conjunto de atividades reguladas pela ANEEL, ao lado de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e permite sua operação de forma autônoma ou integrada a qualquer uma dessas atividades. A mesma lei introduz, pela primeira vez, um conjunto explícito de incentivos econômico-fiscais para projetos de BESS (batteryenergystorage systems), detalhados posteriormente.

Esse tripóde regulatório: CP 39/2023 + LRCAP Armazenamento 2025 + Lei 15.269, define o marco de referência atual para a análise das lacunas, riscos e oportunidades que moldarão o mercado de armazenamento no curto e médio prazo.

Lacunas Legais e de Desenho Regulatório: Classificação do Recurso e Uso da Rede

Até a aprovação da Lei 15.269, o armazenamento não figurava de maneira clara na lista de atividades do setor elétrico brasileiro, o que resultava em uma lacuna jurídica fundamental: o BESS não era, em sentido estrito, **nem gerador, nem consumidor, nem um serviço de rede tipificado em lei.** A própria ANEEL reconhece, na descrição do “primeiro ciclo” da CP 39/2023, que sua prioridade é justamente estabelecer “balizas regulatórias” para o armazenamento, com foco na definição de conceitos e na forma de outorga, acesso e uso da rede.

Embora a Lei 15.269 corrija parcialmente esse vazio ao incluir o armazenamento de energia elétrica no rol de segmentos regulados pela ANEEL, permanece em aberto uma questão central: **como o armazenamento será tratado perante as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST/TUSD)**. O artigo jornalístico “Aneel adia decisão sobre regulação de armazenamento com impasse sobre tarifa de transmissão”, de 12 de agosto de 2025, relata que a decisão final da CP 39/2023 foi adiada após o diretor Fernando Mosna pedir vista do processo justamente devido à necessidade de discutir como os sistemas de armazenamento seriam tarifados pelo uso da rede.

Em seu voto, o diretor-relator Daniel Danna propôs que os sistemas de armazenamento pagassem o uso da transmissão conforme a legislação vigente, deixando “ao empreendedor a decisão sobre a modalidade de contratação [se enquadrado como consumidor ou como gerador] mais alinhada ao seu modelo de negócio”.

Essa formulação, embora dê flexibilidade contratual, não resolve o problema estrutural: na prática, o armazenamento segue sem uma categoria tarifária própria, e o empreendedor precisa optar entre enquadrar-se como carga ou como geração, com risco de dupla cobrança pelo uso da rede em determinadas configurações híbridas.

O resultado é um quadro híbrido e incompleto: a lei reconhece o armazenamento como atividade regulada e permite sua operação autônoma ou associada à geração, transmissão, distribuição e comercialização; porém, os detalhes operacionais sobre como será medida e tarifada a interação do BESS com a rede, especialmente em projetos híbridos solar/eólica + BESS, ainda estão em construção e foram expressamente postergados para a agenda regulatória 2027–2028, conforme registrado no voto do próprio Danna. Para investidores, essa situação se traduz em incerteza jurídica sobre a estrutura final de encargos de uso da rede e, consequentemente, sobre a bancabilidade dos modelos de negócio mais intensivos em serviços de rede (serviços ancilares, alívio de congestionamentos, compensação dinâmica, entre outros).

Ausência de Mecanismos de Remuneração e de Sinal Econômico

A segunda grande lacuna diz respeito aos mecanismos de remuneração e à qualidade da sinalização econômica para o armazenamento.

Na CP 39/2023, a ANEEL indica que o primeiro ciclo de debates se concentra, além dos conceitos e do acesso à rede, nas “possibilidades de auferimento de receita” e na definição dos serviços que os sistemas de armazenamento podem prestar ao sistema elétrico.

O próprio plano de trabalho da agência prevê que somente no “segundo ciclo” serão estudadas: a inserção do armazenamento nos segmentos de transmissão, distribuição e consumo, a exploração de novos modelos de negócio (como mitigação de curtailment e constrained-off de usinas renováveis); e a criação de sandboxes regulatórios especificamente para viabilizar o empilhamento de receitas (revenue stacking).

Ou seja, em 2025 ainda não existia um marco remuneratório integrado que reconheça de forma explícita e estável a contribuição do armazenamento a múltiplos serviços: capacidade, flexibilidade, serviços ancilares, mitigação de vertimentos e arbitragem energética. A sinalização econômica atual se apoia em três pilares ainda em consolidação:

1. Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP Armazenamento 2026)

O Leilão de Reserva de Capacidade – Armazenamento (LRCAP 2026) está previsto para abril de 2026, conforme as diretrizes discutidas na Consulta Pública nº 202, de 10 de novembro de 2025, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O leilão dá continuidade ao modelo inicialmente delineado pela Portaria GM/MME nº 812, com a contratação do produto “Potência Armazenamento”, no qual o compromisso de entrega consiste na disponibilidade de potência em MW por quatro horas diárias.

Os projetos vencedores celebrarão Contratos de Reserva de Capacidade (CRCAP) com prazo de 10 anos, remunerados por meio de uma receita fixa anual em R\$/ano, paga em 12 parcelas mensais, conferindo previsibilidade de caixa aos empreendimentos adjudicados. O mecanismo, no entanto, permanece direcionado a

um escopo específico: projetos de grande porte voltados ao fornecimento de capacidade firme ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com requisitos mínimos de potência e autonomia, enquanto aplicações distribuídas, de menor escala ou com perfis operativos distintos seguem sem um esquema regulatório dedicado.

2. Reconhecimento legal de múltiplos serviços

A Lei 15.269 incorpora à legislação setorial que o armazenamento poderá prestar “múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia”. No entanto, a lei remete a operacionalização dessa multifuncionalidade à regulamentação que a ANEEL ainda deverá desenvolver. Isso significa que, embora o “cardápio” de serviços esteja identificado em lei, as regras concretas de remuneração, a alocação de responsabilidades, e o tratamento de riscos operacionais permanecem indefinidos. Na prática, o reconhecimento jurídico já existe, mas o mecanismo econômico e regulatório que permitirá monetizar cada serviço ainda está em construção.

3. Tratamento da energia de reserva e repartição de custos

A própria Lei 15.269 estabelece que o custo da energia de reserva contratada de sistemas de armazenamento e baterias será rateado apenas pelos geradores, enquanto a energia de reserva de outras fontes continua a ser paga por todos os usuários finais conectados ao SIN. Esse desenho cria um sinal diferenciado: por um lado, reconhece a especificidade do armazenamento dentro do esquema de energia de reserva; por outro, introduz uma nova obrigação de custo centrada no universo dos geradores, que ainda não foi totalmente internalizada nos modelos financeiros.

Na prática, hoje coexistem um piloto de sinal de capacidade (LRCAP Armazenamento 2025), um reconhecimento legal de serviços múltiplos pendente de detalhamento regulatório e um tratamento particular da energia de reserva associada ao BESS. Todo o resto (receitas por arbitragem energética, contratos bilaterais com compradores, esquemas de mitigação de curtailment) continua operando sob acordos contratuais ad hoc, sem um marco padronizado que facilite a estruturação financeira em grande escala.

Barreiras de Financiamento e Percepção de Risco

A combinação de lacunas legais e da ausência de um marco remuneratório completo traduz-se diretamente em barreiras ao financiamento de projetos de armazenamento no Brasil.

Em primeiro lugar, a indefinição sobre a estrutura final das tarifas de transmissão e distribuição para sistemas de armazenamento gera um risco regulatório difícil de quantificar. O fato de a decisão da ANEEL sobre a regulamentação derivada da CP 39 ter sido adiada especificamente por um “impasse” em torno da tarifa de transmissão, com um voto que sugere aplicar a legislação vigente e deixar ao desenvolvedor a escolha do enquadramento (consumidor ou gerador), é percebido pelos financiadores como um risco de potencial cobrança dupla ou de futuras mudanças regulatórias que alterem a equação econômico-financeira do projeto.

Em segundo lugar, embora o LRCAP Armazenamento 2026 introduza uma receita fixa de capacidade por 10 anos para os projetos adjudicados, a Portaria GM/MME nº 812 estabelece que o risco de despacho, o número de partidas, o tempo de operação e a energia efetivamente entregue são integralmente assumidos pelo empreendedor. O não cumprimento da potência contratada pode implicar reduções de até 30% da parcela mensal da receita fixa. Do ponto de vista bancário, isso significa que, mesmo dentro de um esquema de contratação por capacidade, a previsibilidade do fluxo de caixa permanece condicionada ao desempenho operacional, sob critérios que ainda deverão ser detalhados pela ANEEL e pelo ONS, o que limita, no curto prazo, a bancabilidade de parte dos projetos.

Em terceiro lugar, os incentivos fiscais introduzidos pela Lei 15.269 são significativos, mas também limitados e competitivos. A inclusão dos sistemas de armazenamento de energia em baterias no Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) implica a isenção de PIS/PASEP e COFINS sobre serviços contratados e sobre a importação de máquinas e insumos, mas com um limite de R\$ 1 bilhão por ano entre 2026 e 2030.

Além disso, as alíquotas do Imposto de Importação para BESS e seus componentes são reduzidas a zero. Do ponto de vista do financiador, essas medidas melhoram o CAPEX e o perfil fiscal dos projetos, mas geram incerteza sobre a disponibilidade efetiva do benefício em um ambiente onde múltiplas tecnologias de infraestrutura competem pelo mesmo teto anual de incentivo.

Avanços esperados: leilões dedicados, reconhecimento legal e pacote de incentivos

Apesar das barreiras descritas, o **ciclo 2024–2026** marca um ponto de inflexão para o armazenamento no Brasil, com avanços concretos que tendem a reduzir, ainda que gradualmente, as lacunas regulatórias e a percepção de risco. O primeiro vetor desses avanços são os leilões dedicados de capacidade com baterias. Nesse contexto, o **Leilão de Reserva de Capacidade – Armazenamento (LRCAP 2026)**, cuja realização está prevista para abril de 2026, conforme diretrizes discutidas **na Consulta Pública nº 202, de 10 de novembro de 2025**, dá continuidade ao modelo inicialmente delineado pela **Portaria GM/MME nº 812**, com as seguintes características:

- O produto leiloadado será **“Potência Armazenamento”**.
- A disponibilidade diária de potência será de **4 horas**.
- Os CRCAPs terão prazo de fornecimento de **10 anos, com início em 1º de julho de 2029**.
- Os vendedores terão direito a uma **receita fixa anual em R\$/ano, paga em 12 parcelas mensais**.
- A Receita Fixa deverá cobrir, entre outros, o custo e a remuneração do capital, os custos de conexão e os encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Esse modelo funciona como uma **âncora de fluxos de caixa de longo prazo** para projetos de grande porte e consolida, na prática, **o primeiro leilão federal voltado exclusivamente à contratação de novos sistemas de armazenamento em baterias como recurso de capacidade**, destinados a adicionar potência ao **Sistema Interligado Nacional (SIN)**.

O segundo vetor é o reconhecimento legal ampliado do armazenamento e de seus serviços. A Lei nº 15.269 consolidou o enquadramento do armazenamento de energia elétrica como atividade regulada no setor elétrico brasileiro, estabelecendo as bases para sua atuação de forma autônoma ou integrada às demais atividades do sistema.

Ao incorporar o armazenamento ao arcabouço regulatório e permitir a consideração de requisitos de flexibilidade, capacidade e controle na operação e no acesso à rede, o marco legal sinaliza uma mudança estrutural na forma como esses ativos passam a ser tratados. Esse avanço cria as condições para que, no médio prazo, o armazenamento deixe de ocupar um papel acessório e passe a se configurar como recurso técnico relevante e, em determinados contextos de congestão ou restrições operativas, como um requisito sistêmico.

O terceiro vetor é o pacote de incentivos econômicos e fiscais. Como já mencionado, a Lei 15.269:

- Inclui os sistemas BESS no Reidi, garantindo isenção de PIS/PASEP e COFINS sobre serviços e sobre a importação de equipamentos, limitada a R\$ 1,0 bilhão por ano entre 2026 e 2030.
- Reduz a zero as alíquotas do Imposto de Importação aplicáveis aos sistemas de armazenamento e seus componentes.
- Estabelece que o custo da energia de reserva contratada de sistemas de armazenamento será rateado exclusivamente entre os geradores.

Esse conjunto de medidas melhora a competitividade relativa do armazenamento frente a outras tecnologias de infraestrutura e, em combinação com a queda global dos custos das baterias, descrita em seções anteriores deste relatório, tende a aproximar diversos projetos do limiar de viabilidade econômica.



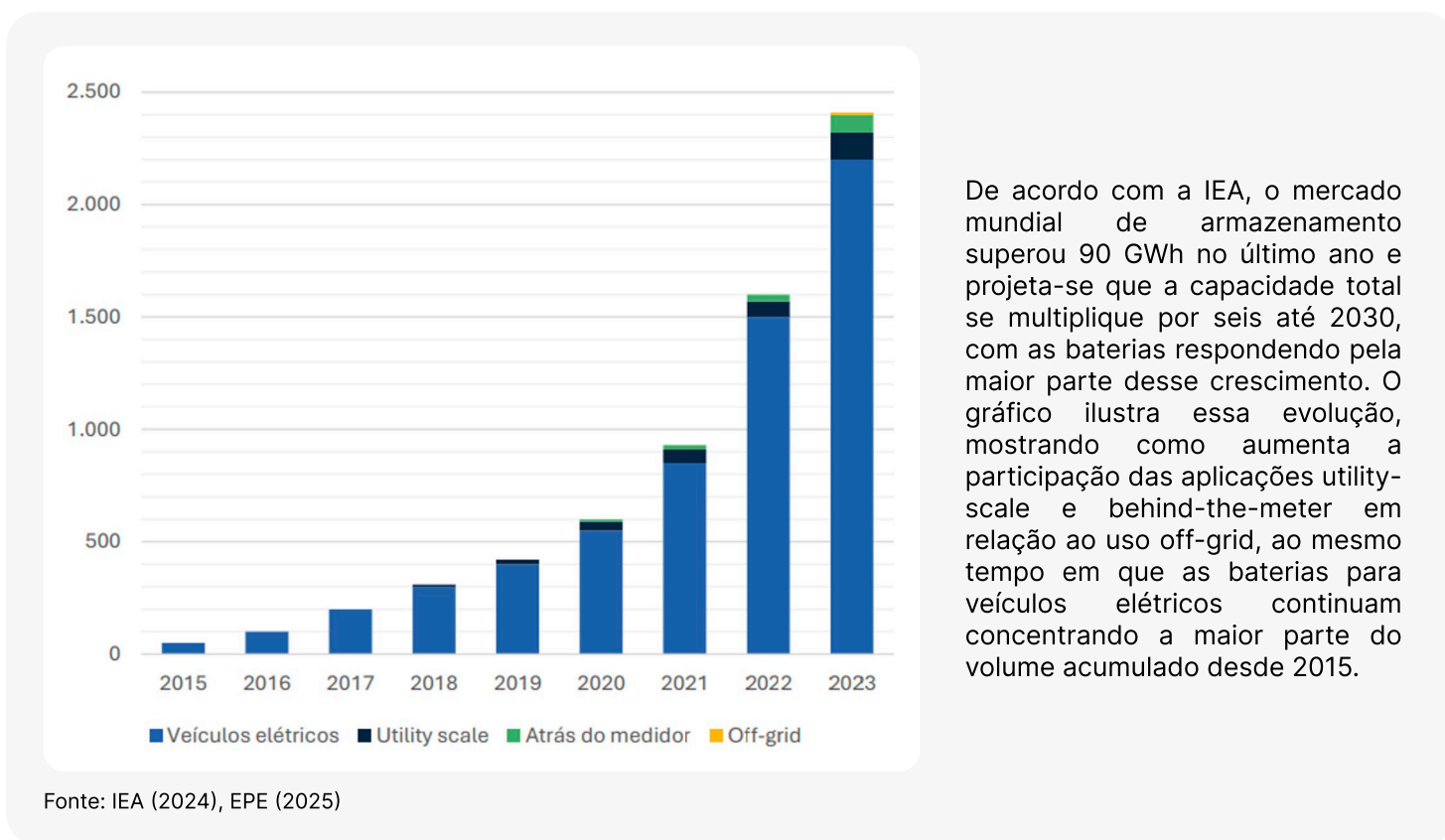
Expansão Estratégica do Armazenamento: Projeções e Mercado Potencial até 2030

O mercado brasileiro de armazenamento em baterias entra em uma fase de inflexão entre 2024 e 2030. A partir de uma base ainda reduzida, cerca de 685 MWh instalados até 2024, dos quais 70% correspondem a aplicações isoladas, o país registrou apenas em 2024 a adição de 269 MWh, com um aumento de 89% na demanda por componentes para sistemas com baterias em relação a 2023.

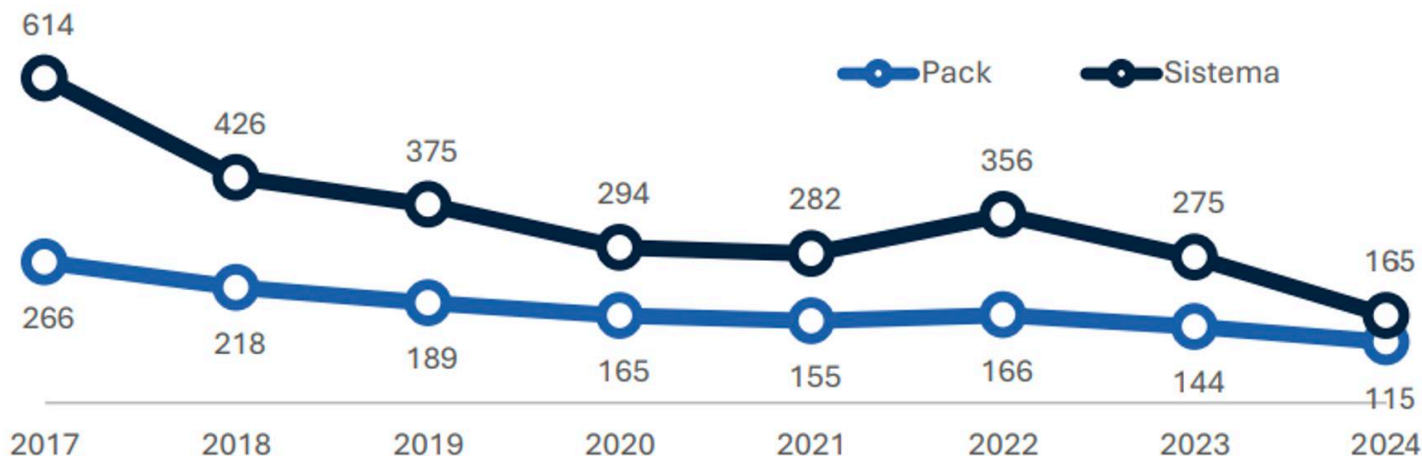
Nesse contexto, projeta-se que o armazenamento “junto ao consumidor” (behind-the-meter) e as soluções de grande escala converjam para um mercado entre 10 e 15 GW de potência instalada acumulada até 2030, faixa conservadora em comparação aos 25 GW estimados pela Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia (ABSAE), mas coerente com os gargalos regulatórios, de financiamento e de cadeia de suprimentos identificados no PDE 2035 e nos estudos da EPE.

O motor estrutural desse crescimento combina a expansão da geração solar distribuída, a maior necessidade de confiabilidade do sistema, particularmente em regiões com eventos mais intensos de curtailment e inversão de fluxo, e a redução progressiva dos custos das baterias. Em escala internacional, a capacidade acumulada de armazenamento passou de 1 GW em 2013 para 85 GW em 2023, com 42 GW adicionados apenas em 2023, dinâmica que serve como referência para as trajetórias de adoção esperadas em mercados em desenvolvimento.

Gráfico 13. Evolução do volume de baterias de íon-lítio em uso portipo de aplicação (GWh)



A dinâmica de custos reforça essas oportunidades. Segundo dados da EPE, o preço mundial dos packs de íon-lítio caiu de 266 USD/kWh em 2017 para 115 USD/kWh em 2024, enquanto o custo dos sistemas completos reduziu de 614 para 165 USD/kWh no mesmo período. O gráfico “Preço mundial baterias de íon-lítio (valores reais em USD/kWh, 2024)” sintetiza essa trajetória descendente e permite projetar curvas de aprendizado aplicáveis ao mercado brasileiro. Complementarmente, a IEA estima que os custos de capital possam diminuir até 40% até 2030, o que tornaria configurações solar + baterias competitivas em relação a novas usinas térmicas em diversos países.

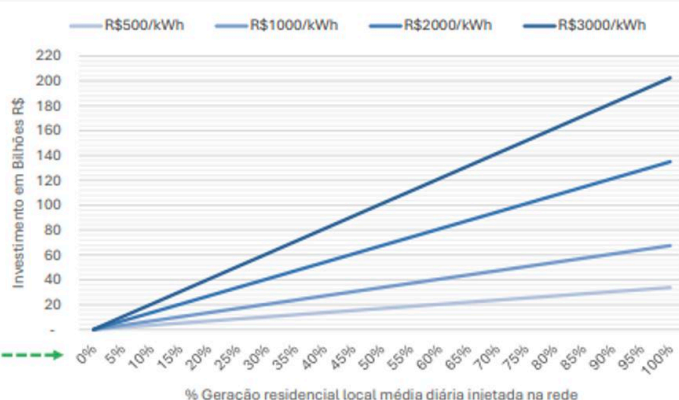
Gráfico 14. Preço mundial baterias de íon-lítio (valores reais em USD/kWh, 2024)


Fonte: BloombergNEF (2024, 2025)

Ao transpor essas tendências para o contexto nacional, surgem oportunidades de investimento de grande magnitude. De acordo com estimativas da Greener, o segmento behind-the-meter poderá movimentar mais de R\$ 22,5 bilhões até 2030, sobre uma base instalada que ainda não supera 1 GWh. A ABSAE, por sua vez, identifica um potencial superior a R\$ 44 bilhões, distribuído entre soluções off-grid para comunidades isoladas, sistemas BTM voltados à redução de custos e programas de resposta à demanda, e soluções in-front-of-the-meter vinculadas aos leilões de Reserva de Capacidade. O gráfico “Potencial de investimentos em baterias residenciais no Brasil por preço da bateria em R\$/kWh” mostra como, sob diferentes preços unitários e níveis de autoconsumo, o mercado residencial poderá se aproximar de R\$ 200 bilhões em investimentos até 2035.

Gráfico 15. Mercado potencial (GWh) a partir da projeção da geração fotovoltaica residencial diária em 2035
Gráfico 8. Projeção da energia gerada de MMGD por fonte em 2030 (%)


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

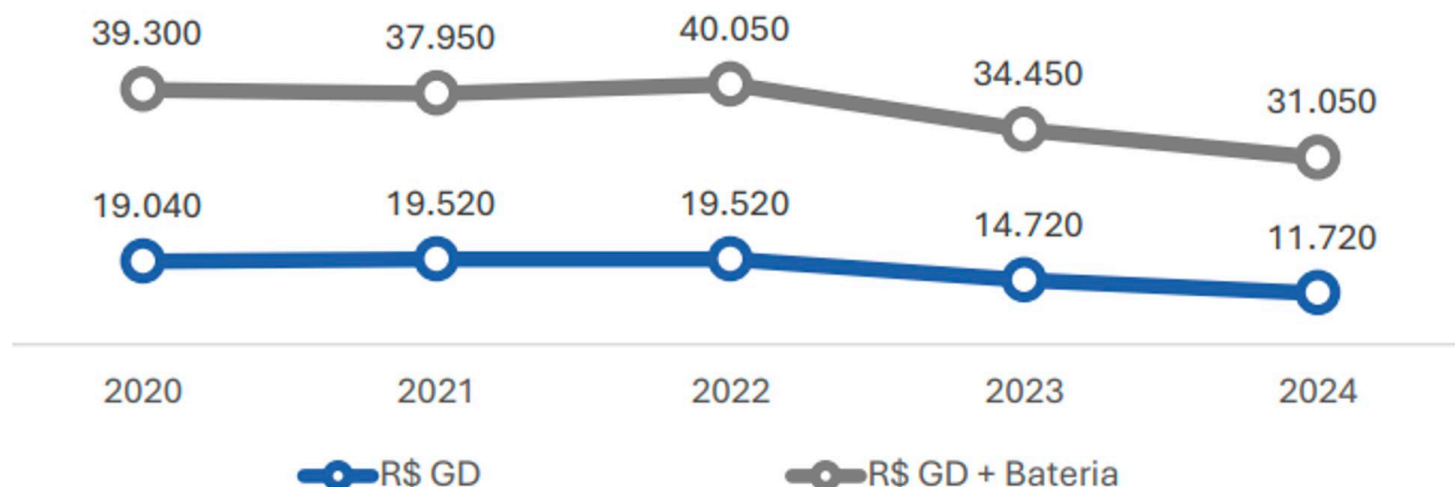


Fonte: EPE (2025)

A articulação do armazenamento com hidrogênio verde, mobilidade elétrica e comunidades energéticas amplia ainda mais as oportunidades. No hidrogênio, as baterias (tanto utility-scale quanto BTM) permitem otimizar a operação de eletrolisadores e gerenciar a variabilidade das fontes renováveis. Na mobilidade, como destaca a InsideEVs (2025), a integração plena dos veículos elétricos à rede dependerá do suporte oferecido pelo armazenamento, especialmente para viabilizar tecnologias como V2G e V2H.

A competitividade econômico-financeira dessas aplicações melhora à medida que os custos continuam diminuindo. No segmento comercial e industrial, sistemas de 3 MWh apresentam preços próximos de R\$ 2.000/kWh, enquanto as soluções residenciais híbridas se situam em torno de R\$ 3.500/kWh, segundo dados da Greener. O gráfico “Evolução do preço final em reais (R\$) de sistemas residenciais de GD fotovoltaica com e sem bateria” mostra a redução progressiva do diferencial entre sistemas convencionais e aqueles que incorporam armazenamento. Em paralelo, a EPE aponta que, para consumidores na tarifa A4, as baterias já podem competir com geradores a diesel quando os custos caem abaixo de R\$ 2.000/kWh, abrindo espaço para substituição tecnológica em aplicações de ponta.

Gráfico 17. Evolução do preço final em reais (R\$) de sistemas residenciais de GD fotovoltaica com e sem bateria



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

Fonte: Greener (2025), EPE (2025)

Caso se consolide uma capacidade instalada de 10–15 GW até 2030, o Brasil se posicionará como um dos principais mercados emergentes de armazenamento em nível global. Com uma capacidade mundial projetada acima de 760 GW, captar entre 1,5% e 2% colocaria o país em um grupo de destaque fora do eixo OCDE–China. Combinado com a expansão da energia solar, os leilões de Reserva de Capacidade, as linhas de financiamento do BNDES e a estratégia industrial Nova Indústria Brasil, esse avanço destaca o armazenamento como um componente central da competitividade energética brasileira e como uma alavanca para fortalecer a resiliência, a descarbonização e a atração de capital em um mercado avaliado em dezenas de bilhões de reais.

Referências

Petronotícias (2025) Os cortes na geração solar e eólica em 2024 impactaram mais as usinas do nordeste com prejuízo de R\$ 1,6 bilhão. <https://petronoticias.com.br/os-cortes-na-geracao-solar-e-eolica-em-2024-impactaram-mais-as-usinas-do-nordeste-com-prejuizo-de-r-16-bilhao/>

ISA Energia (2022) ISA CTEEP inicia operação do primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão brasileiro. <https://www.isaenergiabrasil.com.br/centro-de-midia/noticias/isa-ctEEP-inicia-operacao-do-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no-sistema-de-transmissao-brasileiro/>

Neoenergia (2024). Projeto Noronha Verde tem como objetivo a transição energética do arquipélago e permitirá que 85% da geração de energia da ilha seja limpa e renovável. <https://www.neoenergia.com/w/neoenergia-descarbonizacao-noronha>

CEMIG (2024) Cemig desenvolve primeiro sistema de armazenamento operado remotamente para rede de distribuição de energia, no Brasil <https://www.cemig.com.br/release/sistema-de-armazenamento/>

PARANÁ (2025) Copel estuda ampliar testes de energia armazenada em baterias para o setor de proteína animal. <https://www.parana.pr.gov.br/aen/Noticia/Copel-estuda-ampliar-testes-de-energia-armazenada-em-baterias-para-o-setor-de-proteina>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20MMGD%20Baterias%20-%20PDE%202030%20Rev.pdf>

BloombergNEF (2024) Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>

IEA (2024) Batteries and Secure Energy Transitions. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions/executive-summary>
Energy Storage News (2024) Lithium-ion battery pack prices fall 20% in 2024 amidst 'fight for market share'. <https://www.energy-storage.news/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-20-in-2024-amidst-fight-for-market-share/>

PV Magazine (2024) Cemig contrata usina solar de 500 kWp e armazenamento em baterias de 1 MWh para reforçar sistema de distribuição. <https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/07/08/cemig-contrata-usina-solar-de-500-kwp-e-armazenamento-em-baterias-de-1-mwh-para-reforcar-sistema-de-distribuicao/>

Gov.br (2025) Agência Nacional de Energia Elétrica: Armazenamento de energia: ANEEL publica análise das contribuições recebidas em consulta pública <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/armazenamento-de-energia-aneel-publica-analise-das-contribuicoes-recebidas-em-consulta-publica>

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica (2023) Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2023001sgm.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2025, 5 de agosto). Armazenamento de energia: ANEEL publica análise das contribuições recebidas em consulta pública. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/armazenamento-de-energia-aneel-publica-analise-das-contribuicoes-recebidas-em-consulta-publica>

Ministério de Minas e Energia – MME. (2024, 26 de setembro). Portaria GM/MME nº 812/2024: Consulta pública sobre o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência por meio de sistemas de armazenamento (LRCAP Armazenamento 2025). https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&detalharConsulta=true&entryId=6962726

Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2023). Análise de Impacto Regulatório – AIR 2023/001-SGM. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2023001sgm.pdf>

PV Magazine Brasil. (2025, 12 de agosto). Aneel adia decisão sobre regulação de armazenamento com impasse sobre tarifa de transmissão. <https://www.pv-magazine-brasil.com/2025/08/12/aneel-adia-decisao-sobre-regulacao-de-armazenamento-com-impasse-sobre-tarifa-de-transmissao/>

PV Magazine LATAM. (2025, 25 de agosto). Regulação brasileira do armazenamento pode gerar US\$ 2 bilhões em cinco anos. <https://www.pv-magazine-latam.com/2025/08/25/la-regulacion-brasilena-del-almacenamiento-podria-generar-2-000-millones-de-dolares-en-cinco-anos/>

PV Magazine. (2025, 13 de agosto). Brazil's regulator delays decision on storage regulation amid grid tariff dispute. (Cuando se citó información paralela en inglés). <https://www.pv-magazine.com/2025/08/13/brazils-regulator-delays-decision-on-storage-regulation-amid-grid-tariff-dispute>

PV Magazine. (2025, 3 de julio). Brazilian energy storage regulation due this year, says regulator. (Cita sobre declaraciones de Daniel Danna). <https://www.pv-magazine.com/2025/07/03/brazilian-energy-storage-regulation-due-this-year-says-regulator>

PV Magazine Brasil. (2025). Lei 15.269 e incentivos para armazenamento de energia. (Basado en el artículo utilizado en la sección sobre la ley). <https://www.pv-magazine-brasil.com/2025/11/06/brazil-absae-legal-bess-auction-participation-t-readi-inclusion-mp1304>

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025) Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil. <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailement%20rev1.pdf>

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025) ONS realiza estudo sobre Sistema Especial de Proteção (SEP) para aumentar limites de intercâmbio <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11369&>

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025). PAR/PEL 2024 O Plano da Operação Elétrica de Médio Praz. <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) Anuário estatístico de energia elétrica Ano base 2023. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet-2024.pdf>

Ministério de Minas e Energia (2024) Consulta Pública 176/2024: Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025 https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=6962724&detalharConsulta=true&entryId=6962726

PV Magazine (2025) Aneel adia decisão sobre regulação de armazenamento com impasse sobre tarifa de transmissão. <https://www.pv-magazine-brasil.com/2025/08/12/aneel-adia-decisao-sobre-regulacao-de-armazenamento-com-impasse-sobre-tarifa-de-transmissao/>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025) Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/Caderno_MMGD_Baterias_2035_v2025.07.31.pdf

Portal Solar (2025) Armazenamento de energia pode movimentar R\$ 22,5 bi no Brasil até 2030 <https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/armazenamento/armazenamento-de-energia-pode-movimentar-r-22-5-bi-no-brasil-ate-2030>

Referências

InsideEVs (2025) Brasil prepara marco regulatório para baterias e armazenamento de energia <https://insideevs.uol.com.br/news/770325/brasil-baterias-estacionarias-regulamento/>

Reuters (2024) Tumble in storage battery costs to boost shift to renewables, says IEA <https://www.reuters.com/business/energy/tumble-storage-battery-costs-boost-shift-renewables-says-iea-2024-04-25/>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025) Anuário estatístico de energia elétrica 2025. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2025). Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor. Ministério de Minas e Energia, Brasil. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/>

[Caderno_MMGD_Baterias_2035_v2025.07.31.pdf](#)

MME abre Consulta Pública sobre o Leilão de Armazenamento de Energia em 2026. (2025). Disponível em: <https://www.tauilchequer.com.br/pt/insights/publications/2025/11/mme-launches-public-hearing-regarding-the-2026-energy-storage-auction-in-brazil>

ANEEL/ABSOLAR (2025) Energia Solar Fotovoltaica no Brasil <https://www.absolar.org.br/mercado/energia-solar-fv/>

