



NOTA TÉCNICA

ROADMAP TECNOLÓGICO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

*Tendências tecnológicas e curvas
de custo para a geração e
armazenamento distribuídos*



NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SEE/014/2024

■ Colaboradores EPE

Coordenação Geral

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Gustavo Naciff de Andrade

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Arthur Mendonça Quinhones Siqueira

Caroline Chantre Ramos

Gabriel Konzen

■ Colaboradores Itaipu Parquetec

Coordenação Geral

Daniel Cantane

Coordenação Executiva

Dan Yushin Miyaji

Coordenação Técnica

Dan Yushin Miyaji

Bolsistas

Roberto Asano

Jeydson Lopes



epe

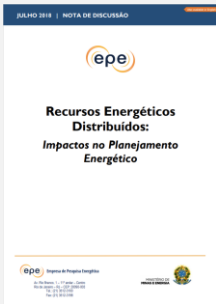


VALOR PÚBLICO

OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS REPRESENTAM UMA MUDANÇA DE PARADIGMA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB). INTEGRÁ-LOS AO PLANEJAMENTO DECENAL E DE LONGO PRAZO É ESSENCIAL PARA ORIENTAR POLÍTICAS PÚBLICAS, NOVOS INVESTIMENTOS E A OPERAÇÃO DO SEB. NESSE SENTIDO, DESTACA-SE O PAPEL DA REGULAÇÃO E DO DESENHO DE MERCADO NÃO APENAS NA VELOCIDADE DA DIFUSÃO DESTES RECURSOS, MAS TAMBÉM EM COMO OS AGENTES DO SEB, DO CONSUMIDOR FINAL AO OPERADOR DO SISTEMA, SERÃO IMPACTADOS POR ESTA MUDANÇA DE PARADIGMA.

A EPE VEM ANALISANDO O TEMA SISTEMATICAMENTE NO ÂMBITO DO PLANEJAMENTO DECENAL (PDE) E DE LONGO PRAZO (PNE) E, EM COMPLEMENTO, AS ANÁLISES APRESENTADAS NESTE CADERNO AJUDAM A REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO ENTRE OS AGENTES, FORNECENDO SUBSÍDIOS PARA UMA MELHOR TOMADA DE DECISÃO POR PARTE DE ENTIDADES PÚBLICAS E PRIVADAS.

PUBLICAÇÕES ANTERIORES SOBRE O TEMA

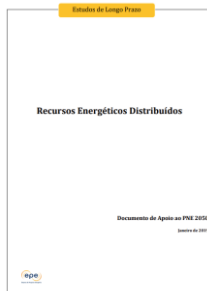


Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético
(Publicado em 2018)

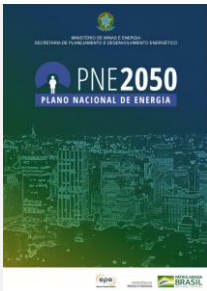
A Nota de Discussão apresenta uma visão sobre alguns dos elementos mais fundamentais para que os RED possam se desenvolver de forma sustentável, eficiente, sem produzir grandes distorções no funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro.

Recursos Energéticos Distribuídos
(Publicado em 2019)

Publicado como documento de apoio ao PNE 2050, o documento busca avaliar qual o tratamento metodológico dado pela EPE atualmente no campo dos RED, quais as experiências internacionais, e quais as recomendações de aperfeiçoamento.



Recursos Energéticos Distribuídos
Documento de Apoio ao PNE 2050
junho de 2019



Plano Nacional de Energia 2050
(Publicado em 2020)

O planejamento energético de longo prazo possui uma análise da descentralização como questão transversal no horizonte 2050 e um capítulo específico para os RED, considerando os desafios e recomendações sob a ótica do planejamento.

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor
(Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, publicado em junho de 2024)

No planejamento decenal, a EPE publica o caderno de MMGD e baterias com análises do contexto nacional e internacional, projeções no horizonte analisado e viabilidade em aplicações selecionadas.



PDE 2034
Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor
junho 2024

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



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**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. INTRODUÇÃO	12
2. METODOLOGIA	13
3. TECNOLOGIAS E GRAU DE DESENVOLVIMENTO	17
3.1. Geração distribuída	17
3.1.1. Solar fotovoltaica.....	19
3.1.2. Eólica.....	22
3.1.3. Biomassa.....	25
3.1.4. Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Instalada Reduzida.....	29
3.1.5. Pequenos reatores nucleares	31
3.2. Armazenamento distribuído	37
3.2.1. Armazenamento eletroquímico.....	43
3.2.2. Armazenamento mecânico.....	50
3.2.3. Armazenamento térmico.....	68
3.2.4. Armazenamento químico	74
3.2.5. Armazenamento elétrico.....	80
4. DIFUSÃO E PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS	83
4.1. Geração distribuída	84
4.1.1. Solar fotovoltaica.....	85
4.1.2. Eólica.....	92
4.1.3. Biomassa.....	98
4.2. Armazenamento distribuído	100
5. CUSTOS	107
5.1. Geração distribuída	107
5.1.1. Solar fotovoltaica.....	107
5.1.2. Eólica.....	115
5.1.3. Pequenos reatores nucleares	123
5.2. Armazenamento distribuído	124
6. IMPACTOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	139
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	144
8. REFERÊNCIAS.....	146

■ Lista de Figuras

Figura 2.1. Artigos publicados por ano sobre (a) geração distribuída e (b) armazenamento distribuído	13
Figura 3.1. Funcionamento de uma célula fotovoltaica	19
Figura 3.2. Marcos importantes alcançados pela indústria solar.....	20
Figura 3.3. Principais componentes do sistema eólico	22
Figura 3.4. Componentes básicos de um sistema eólico de pequena escala	23
Figura 3.5. Principais tipos de VAWTs: A) Savonius, B) Darrieus, C) Rotor H.....	24
Figura 3.6. Escalas de potências e aplicações das turbinas eólicas.....	25
Figura 3.7. Representação esquemática das principais rotas de aproveitamento da biomassa	27
Figura 3.8. Representação esquemática do BIG-GTCC, em cogeração e geração elétrica	28
Figura 3.9. Fluxograma do processo de biodigestão anaeróbia.....	29
Figura 3.10. Componentes de um sistema hidrelétrico de pequeno porte	30
Figura 3.11. Distribuição de CGHs (sinalizadas em verde) no território brasileiro	31
Figura 3.12. Tecnologias nucleares avançadas: capacidade elétrica e etapa de projeto	32
Figura 3.13. Classificação das tecnologias de armazenamento de energia em relação à função e capacidade de descarga.	38
Figura 3.14. TRL das tecnologias de armazenamento	39
Figura 3.15. Necessidade de matérias-primas críticas por tecnologia.....	40
Figura 3.16. Diagrama esquemático de uma bateria de Li-íon	43
Figura 3.17. Aumento da densidade energética de diferentes tipos de baterias	44
Figura 3.18. A evolução da densidade energética das baterias de íon-lítio.....	45
Figura 3.19. Diagrama esquemático para baterias de ácido-chumbo durante carga e descarga.....	45
Figura 3.20. Operação de célula/bateria NaS.....	47
Figura 3.21. Princípios de um VFB	48
Figura 3.22. Sistema de armazenamento por bombeamento hidráulico	51
Figura 3.23. Sistema de armazenamento PHS de circuito aberto e circuito fechado....	53
Figura 3.24. Diagrama de blocos simplificado de armazenamento de energia de ar líquido	54
Figura 3.25. Cronograma de desenvolvimento do armazenamento de energia no ar líquido	55
Figura 3.26. Fluxograma do princípio de funcionamento de um sistema LAES típico ...	56
Figura 3.27. Projetos de pesquisa e desenvolvimento e CAES em escala piloto ao longo da história	57
Figura 3.28. Diagrama esquemático do sistema de armazenamento de energia de ar comprimido	57
Figura 3.29. Diagrama do sistema de armazenamento de energia de ar comprimido diabático e adiabático	59
Figura 3.30. Esquema Básico de Armazenamento de Energia Cinética baseado em <i>Flywheel</i>	61
Figura 3.31. Uma estação de carregamento rápido ligada ao FESS com energia primária renovável	62
Figura 3.32. Diagrama esquemático do sistema HE-HGES.....	64

Figura 3.33. Esquema 3D de um sistema DOGES conectado a um parque fotovoltaico flutuante	65
Figura 3.34. Ilustração de um armazenamento subterrâneo de energia gravitacional. 66	
Figura 3.35. Esquema do sistema ARES.....	67
Figura 3.36. Ilustração do sistema de armazenamento gravitacional com pontes rolantes	67
Figura 3.37. Características das diferentes tecnologias de armazenamento de energia térmica, incluindo os seus níveis de prontidão tecnológica	69
Figura 3.38. Ciclo de carga/descarga de uma unidade de armazenamento sensata típica (um tanque de água quente).....	70
Figura 3.39. Química do ciclo de mapeamento e descarga de um sistema de armazenamento de energia térmica latente com material sólido de mudança de fase líquida	71
Figura 3.40. Ciclo de carga/descarga de armazenamento de calor latente para um material típico de mudança de fase de armazenamento de calor de temperatura média	71
Figura 3.41. Funcionamento de uma unidade de armazenamento de calor termoquímico	73
Figura 3.42. Carregamento (A) e descarga (B) do TCES em sistemas abertos (C) e fechados (D).....	73
Figura 3.43. Métodos de produção de hidrogênio.....	76
Figura 3.44. Esquemas de eletrolisadores.....	78
Figura 3.45. A mudança das fontes de energia dos projetos ao longo do tempo (painel superior), fonte de energia e origem da energia renovável utilizada nos projetos (painel inferior).....	79
Figura 3.46. Comparação entre capacidades cumulativas de diferentes tipos de eletrolisadores.....	80
Figura 3.47. Representação esquemática mostrando a evolução dos dispositivos supercapacitores modernos através dos vários desenvolvimentos em seus componentes potenciais.....	81
Figura 3.48. Roteiro provisório para supercapacitores com visão para 2030.....	83
Figura 4.1. Evolução da contribuição da energia solar fotovoltaica na GD	84
Figura 4.2. Crescimento da capacidade instalada de renováveis por tecnologia, cenários de referência e acelerado, 2005-2028 (em GW).....	85
Figura 4.3. Capacidade global de produção, demanda e preço médio de venda dos módulos FV (2010-2022)	86
Figura 4.4. Capacidade global adicionada de GD fotovoltaica por ano, 2017-2024 (em GW).....	87
Figura 4.5. Difusão da GD fotovoltaica no Brasil, em capacidade instalada anual (esquerda) e acumulada (direita), em kW (2012-2023).....	87
Figura 4.6. Diversificação das matrizes nos cenários FEE a partir da capacidade instalada em 2050.....	88
Figura 4.7. Composição das matrizes em 2050	89
Figura 4.8. Composição da Matriz Elétrica em 2050 – Cenários BAU (em MW instalado)	90
Figura 4.9. Composição da Matriz Elétrica em 2050 – Cenários FEE (em MW instalado)	90

Figura 4.10. Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW), por cenário	92
Figura 4.11. Resumo dos resultados projetados para MMGD até 2034, por cenário ...	92
Figura 4.12. Capacidade instalada anual de GD eólica nos EUA, por tipo de turbina....	93
Figura 4.13. Potencial econômico da GD eólica em todos os cenários, para aplicações atrás (BTM) e na frente do medidor (FTM) (em GW).....	94
Figura 4.14. Projeção de capacidade instalada acumulada de GD eólica nos EUA (em GW, 2015-2050), em diferentes cenários	95
Figura 4.15. Evolução da GD eólica no Brasil	96
Figura 4.16. Composição da matriz de MMGD no horizonte 2050.....	99
Figura 4.17. Investimento em armazenamento de energia (baterias) por geografia (esquerda) e segmento (direita), 2016-2023*, em bilhões de dólares.....	100
Figura 4.18. Capacidade instalada acumulada de armazenamento residencial, por região	101
Figura 4.19. Metodologia para determinação do potencial econômico e adoção de GD e AD no caso Base, em 2050	102
Figura 4.20. Tecnologias avaliadas (kWh)	105
Figura 5.1. Evolução dos custos dos painéis fotovoltaicos, 1970-2020 (em US\$ 2015 por Watt).....	108
Figura 5.2. Estrutura de custos de componentes dos sistemas fotovoltaicos	109
Figura 5.3. Variação de preço dos insumos para GDFV (base dólar)	109
Figura 5.4. Custos associados à importação e nacionalização de módulos fotovoltaicos, em percentual.....	110
Figura 5.5. Custo nivelado de GDFV e preços de eletricidade, 2018/19 (em US\$/MWh)	112
Figura 5.6. Evolução de preços de sistemas FV residenciais (4 kWp), em R\$/Wp.....	113
Figura 5.7. Evolução de preços de sistemas FV comerciais (50 kWp), em R\$/Wp	113
Figura 5.8. Evolução de preços de sistemas FV comerciais sobre telhado (1 MWp), em R\$/Wp.....	114
Figura 5.9. Cenários de evolução do CAPEX para GD FV até 2050.....	115
Figura 5.10. Média anual e custos de projetos instalados de energia eólica de pequeno porte, novos e repotenciados (2013-2022), em \$/kW	115
Figura 5.11. Composição do LCOE de projetos de GD eólica em diferentes escalas (em \$/MWh)	116
Figura 5.12. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica residencial (20 kW, 2020-2050).....	119
Figura 5.13. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica comercial (100 kW, 2020-2050)	119
Figura 5.14. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica de média escala (650 kW, 2020-2050)	119
Figura 5.15. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica de larga escala (1,5 MW, 2020-2050).....	120
Figura 5.16. Gráfico de tornado com os resultados da análise de sensibilidade em cada um dos cenários.....	122
Figura 5.17. Cenários de redução do CAPEX de planta de SMR (600 MW, em US\$/Kw)	123
Figura 5.18. Redução de CAPEX de microreator com base na curva de aprendizado .	123

Figura 5.19. Custos de instalação reais (2016) e projetados (2030) de sistemas de armazenamento em baterias (em USD/kWh), e seu potencial de redução (em %)	125
Figura 5.20. Tendência de custos de sistemas de baterias atrás do medidor até 2050 (em EUR/kWh)	125
Figura 5.21. Probabilidade de menor LCOS para diferentes tecnologias e aplicações (2015-2050)	128
Figura 5.22. Tecnologias mais custo-eficientes em relação à duração de descarga e requisitos de ciclos anuais	129
Figura 5.23. Curva de experiência das tecnologias de armazenamento, em termos de energia (a) e potência (b) (preços em dólares reais/2020)	131
Figura 5.24. Custo futuro das tecnologias de armazenamento (2015-2040)	132
Figura 5.25. LCOS na Alemanha para sistema de íons de lítio residencial junto à GD fotovoltaica (azul) comparado ao preço da eletricidade (vermelho, níveis de 2020) .	133
Figura 5.26. Estimativas de custo de investimento de SAEB com duração de 4 horas (2022-2030, em R\$/kWh)	133
Figura 5.27. Estrutura de custo de sistema de armazenamento comercial.....	135
Figura 5.28. Aplicações possíveis para o armazenamento atrás do medidor no Brasil	135
Figura 5.29. Aplicações analisadas	135
Figura 5.30. Atratividade financeira do projeto em função do CAPEX	137
Figura 5.31. Mercado potencial para aplicações atrás do medidor, em função da atratividade financeira (média tensão, em GWh)	137
Figura 5.32. Simulação da redução do preço de baterias no Brasil (R\$/kWh).....	138
Figura 5.33. Efeito tributário sobre o preço de um sistema de baterias de lítio importado (base R\$ 100)	138
Figura 6.1. Estimativa do impacto da MMGD na carga global do SIN (em MW, dezembro de 2021).....	140
Figura 6.2. Comparação dos perfis de carga global no mês de dezembro para os anos de 2029 a 2021 (em p.u. da média).....	140
Figura 6.3. Simulações de operação do SAE para perfil de carga comercial.....	142
Figura 6.4. Simulações de operação do SAE para perfil de carga residencial	142

■ **Lista de Quadros**

Quadro 2.1. Descrição dos graus de maturidade tecnológica	15
Quadro 3.1. Fontes e tecnologias de MMGD no Brasil	18
Quadro 3.2. Classificação das fontes de biomassa na ANEEL	26
Quadro 3.3. Casos de uso e atores para agrupamento de alto nível de tecnologias de armazenamento	42
Quadro 3.4. Vantagens e desvantagens do CAES.....	60
Quadro 3.5. Vantagens e desvantagens do FESS	62
Quadro 3.6. Alguns materiais sensíveis de armazenamento de energia térmica e suas propriedades termofísicas (acima da faixa de temperatura de armazenamento)	70
Quadro 3.7. Alguns materiais de mudança de fase comumente usados em sistemas de armazenamento de energia térmica latente e suas propriedades termofísicas	72
Quadro 3.8. Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de eletrólise de água	78
Quadro 4.1. Cenários para o futuro das tecnologias de baterias	104

■ Lista de Tabelas

Tabela 3.1. Detalhamento dos projetos de microreatores em desenvolvimento	34
Tabela 3.2. Vários métodos de produção de hidrogênio, juntamente com suas vantagens, desvantagens, eficiência e custo	76
Tabela 4.1. Potência instalada de MMGD no Brasil por tipo de geração (conexão até 31.12.2023).....	84
Tabela 4.2. Projeção de MMGD no horizonte 2050	85
Tabela 4.3. Descrição dos cenários de potencial da GD eólica nos EUA.....	93
Tabela 4.4. Capacidade instalada de projetos eólicos de pequena escala por país (em MW).....	95
Tabela 4.5. Potencial econômico e adoção de GDFV e AD em todos os cenários (2050)	103
Tabela 4.6. Potencial de aplicação do sistema de armazenamento no Brasil	106
Tabela 5.1. Composição de custos de projeto de GD eólica (2022).....	117
Tabela 5.2. Custos atuais para diferentes escalas de GD eólica (2020)	118
Tabela 5.3. Resultados médios dos cenários de GD eólica residencial no Brasil	121
Tabela 5.4. Tecnologias e aplicações de armazenamento consideradas na análise....	127
Tabela 5.5. Carga tributária incidente sobre um sistema de armazenamento de energia no Brasil (SAEB).....	133
Tabela 5.6. Estimativas de receita requerida de SAEB	134
Tabela 5.7. Premissas técnicas financeiras para simulação do caso	136
Tabela 5.8. Resultados da análise no caso da Equatorial PA	136
Tabela 6.1. Resumo das reduções de pico de carga para SAE de pequeno porte	142
Tabela 7.1. Síntese das tecnologias e estágio de maturidade	144

1. INTRODUÇÃO

Recursos energéticos distribuídos (RED) podem ser definidos como fontes ou potenciais de conversão de energia assim como recursos para armazenamento e para redução de consumo localizados dentro dos limites sistêmicos de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras (EPE, 2020). Estes recursos, de pequena escala e localizados a nível da distribuição, como a geração e o armazenamento distribuídos (GD e AD, respectivamente) têm se difundido rapidamente e transformado os sistemas energéticos.

Entre 2019 e 2021, foram instalados globalmente 167 GW de sistemas de GD fotovoltaica, cujo pico de geração representa mais do que o pico de consumo da França e Reino Unido (IEA, 2022a). Em nível internacional, esta acelerada adoção de RED por consumidores de eletricidade tem sido motivada parcialmente por políticas públicas e incentivos à difusão tecnológica, o que resultou em expressivas reduções de custos para os adotantes (ELIZONDO; POUDINEH, 2023).

Em relação ao armazenamento distribuído, frequentemente associado à GD, o interesse tem origem em aspectos econômicos, como a redução de custos associados ao consumo de eletricidade, mas também por questões como resiliência e garantia de fornecimento (i.e., aumento da confiabilidade e qualidade) e incentivos associados a políticas públicas (COOK et al., 2022; REZAEIMOZAFAR et al., 2022).

No caso brasileiro, a Agência Internacional de Energia prevê, no horizonte até 2027, uma acelerada difusão de renováveis, com forte participação do crescimento do mercado de GD fotovoltaica nesse processo (IEA, 2022b). Em 2023, a GD atingiu mais de 26 GW de potência instalada (ANEEL, 2024b). Tais números foram alcançados através de uma difusão parcialmente impulsionada pela redução dos custos dos equipamentos (economia de escala), principalmente da geração solar fotovoltaica, e pela política de incentivos para os adotantes.

Com as recentes mudanças regulatórias e políticas de incentivo, faz-se necessário esforços adicionais para poder planejar ou prever como a continuidade do processo de expansão da GD se dará no futuro. Este é um dos objetivos deste estudo e que deve considerar os efeitos e a difusão, ainda em estágios iniciais, das tecnologias de AD.

Este relatório, que explora as tecnologias, sua maturidade e aplicações, oferece um primeiro passo nesta direção. Ele se organiza da seguinte maneira: primeiramente uma breve descrição da metodologia utilizada na pesquisa, da classificação das tecnologias e da apuração dos custos; em seguida as tecnologias de armazenamento de geração distribuída são apresentadas e classificadas; após esta descrição e classificação os resultados da pesquisa sobre os custos e projeções é apresentado para o armazenamento e para a geração distribuída; finalmente são trazidas observações sobre o impacto na rede de distribuição e as considerações finais.

2. METODOLOGIA

O projeto “*Roadmap Tecnológico de Recursos Energéticos Distribuídos*” tem como objetivo geral estudar as inovações e tendências tecnológicas aplicadas ao mercado de energia no tema dos RED. No eixo tecnológico, os objetivos específicos são:

- i. Mapear cenários de geração distribuída de energia elétrica a partir de diferentes fontes renováveis de energia e de AD, incluindo o mercado futuro desses RED no horizonte 2030 e 2050; e
- ii. Identificar tendências tecnológicas para esse mercado, incluindo estimativas de custos.

A revisão baseou-se em teses e dissertações, relatórios de agências e associações setoriais, entrevistas com stakeholders e uma coleta de artigos acadêmicos. A coleta de artigos foi realizada a partir da busca na base de dados da SCOPUS pelas seguintes palavras-chave, e sua tradução em inglês:

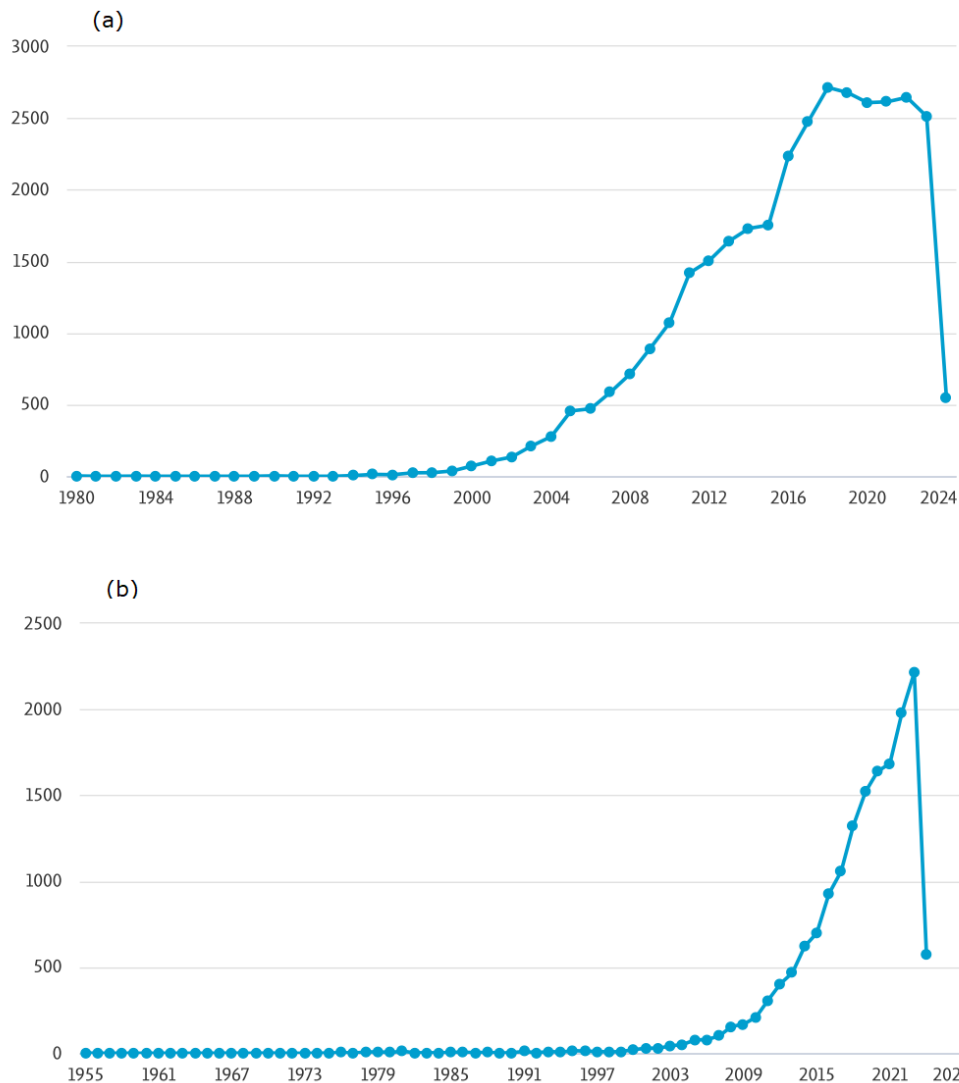
- a) Armazenamento de Energia/*Energy Storage*
- b) Geração distribuída/*Distributed Generation*
- c) GD impacto na rede/*DG impact in network*
- d) CAPEX; Investimento/*Investment*
- e) *Storage/DG + TRL (technology readiness level)*

A partir desta busca inicial, os artigos foram filtrados para excluir apresentações em congressos e focar em artigos originais ou de revisão, publicados em periódicos bem-conceituados, com revisão por pares. Desta busca, os artigos foram ordenados por citações e uma primeira seleção foi realizada com base nos artigos mais citados, como uma indicação de sua relevância sobre o tema para a comunidade.

Esta classificação, entretanto, desvaloriza relativamente os artigos mais novos e atualizados. Portanto, uma segunda ordenação decrescente por data de publicação foi realizada. Neste caso, a relevância sobre o tema foi avaliada pela análise dos títulos dos trabalhos e por indicações dos algoritmos de similaridade temática de plataformas como a Science Direct da Elsevier.

Mais de 400 trabalhos de pesquisas inéditas e de revisão foram coletados para permitir uma análise satisfatoriamente abrangente dos temas de interesse. Todavia, apesar dos esforços, a pesquisa não pode ser considerada exaustiva dada a quantidade de publicações nos temas pesquisados. Apenas em 2023, mais de 2 mil artigos foram publicados sobre AD e mais de 2.500 sobre GD, como demonstram os gráficos gerados a partir da ferramenta de análise da base SCOPUS (Figura 2.1).

Figura 2.1. Artigos publicados por ano sobre (a) geração distribuída e (b) armazenamento distribuído



A busca por literatura complementar baseou-se no levantamento de publicações a partir da busca das palavras-chave supracitadas em sites governamentais, levantamento de referências a partir dos artigos e pesquisa em instituições já conhecidas. Como ferramenta de busca complementar de artigos e livros, utilizou-se também o Google Scholar.

Dentre as fontes complementares utilizadas para a revisão da literatura estão, além dos livros, dissertações e teses, as seguintes:

- a) Agências, como Agência Internacional de Energia (IEA), Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e World Energy Council (WEC);
- b) Instituições Governamentais, como U.S. Energy Information Administration (EIA), Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), Ara Ake e Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA);
- c) Empresas de Consultoria e Pesquisa, como Bloomberg, Greener, FGV, McKinsey e outras; e

- d) Associações setoriais, como Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAUQUE), Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia (ABSAE), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), Associação Brasileira de Comercializadores de Energia (ABRACEEL), Instituto Nacional de Energia Limpa (INEL), European Association for Storage of Energy (EASE) e America Clean Power Association (ACP).

A partir da revisão realizada, procedeu-se à análise das tecnologias de acordo com o seu grau de desenvolvimento. Para tal, foi utilizado o índice do nível de maturidade tecnológica (TRL, do termo em inglês *technology readiness level*), uma ferramenta de benchmarking para análise e suporte do desenvolvimento de tecnologias desde os estágios iniciais da cadeia de valor, como pesquisa básica, até a viabilidade comercial (ARENA, 2014).

A definição do TRL ocorre após o processo de Avaliação de Prontidão Tecnológica (TRA, do inglês *Technology Readiness Assessment*), que inclui aspectos conceituais, necessidades da tecnologia e demonstração do potencial tecnológico. Essa escala varia em nove níveis, de 1 (tecnologia em fase de descoberta) a 9 (tecnologia pronta para o mercado) (ANEEL, 2022).

No âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), utiliza-se a nomenclatura dos níveis de TRL adotados pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE, *Department of Energy*), descrito no Quadro 2.1.

Quadro 2.1. Descrição dos graus de maturidade tecnológica

TRL	Classificação	Descrição	Relação com a cadeia de inovação
1	Pesquisa básica	Fase de ideias	Pesquisa básica dirigida
2		Pesquisa exploratória baseada num conceito tecnológico e/ou ideia de aplicação (demonstração preliminar)	
3		Pesquisa sistemática baseada no mínimo de resultados favoráveis	Pesquisa aplicada
4	Desenvolvimento tecnológico	Validação dos componentes da tecnologia em ambiente de laboratório	Desenvolvimento experimental
5		Validação dos componentes da tecnologia em ambiente relevante	
6	Demonstração da tecnologia	Avaliação do protótipo ou modelo representativo num ambiente relevante	Cabeça de série
7	Comissionamento da tecnologia	Avaliação da tecnologia próximo do real em ambiente operacional	

8		Num sistema real, a tecnologia demonstrou validar as condições Especificadas	Lote pioneiro
9	Em operação	Tecnologia pronta para ser comercializada	Inserção no mercado

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

Em relação aos custos, foram levantados relatórios com dados atuais e projeções associadas ao investimento nas diferentes tecnologias analisadas, apresentados na seção 5. Por fim, com base nos artigos e relatórios levantados, a seção 6 apresenta considerações preliminares sobre os impactos da difusão destas tecnologias sobre a rede de distribuição.

3. TECNOLOGIAS E GRAU DE DESENVOLVIMENTO

3.1. Geração distribuída

A literatura apresenta um conjunto de definições para a geração distribuída (GD). Apesar de não ser uma ideia recente no setor elétrico, e ter sido a forma de geração predominante no início do desenvolvimento dos mercados, a GD teve seu interesse renovado a partir de inovações tecnológicas e mudanças no ambiente regulatório. Nesse contexto, a GD foi amplamente conceituada, de forma flexível, como a geração de eletricidade de pequena escala (PEPERMANS *et al*, 2005).

Segundo Ackermann (2001), a GD pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou junto ao consumidor (ou atrás do medidor). Mehigan *et al* (2018) apontam que não há definição internacionalmente aceita para GD, mas é geralmente descrita como geração de pequena escala, predominantemente renovável, e localizada próximo à carga. Ainda assim, a dificuldade de se estabelecer uma única nomenclatura decorre justamente do reconhecimento de que a GD pode incluir geração de maior escala e não renovável, desde que conectada ao sistema de distribuição.

Sob esse prisma, IRENA (2019) define a GD a partir da conexão ao sistema, consideradas como plantas de geração conectadas à baixa e média tensão. Adajah *et al* (2021) expande a interpretação de conexão ao sistema de distribuição, adicionando que a GD tem um tamanho limitado, ainda que este tamanho não seja definido pelos autores. A proximidade dos consumidores é destacada por Siglasul e PSR (2020), que define a GD como a produção de energia elétrica a partir de pequenas plantas produtoras instaladas próximo às unidades consumidoras e conectadas diretamente ou indiretamente aos sistemas de distribuição, através destas unidades. É importante adicionar que, ainda que em menor frequência, alguns autores incluem no escopo da GD não apenas plantas conectadas ao sistema, mas também a geração isolada (*off-grid*), desde que localizada próxima ao consumidor (MEHIGAN *et al*, 2018).

Para fins deste relatório, seguimos a revisão de Pepermans *et al* (2005), que conclui que não há consenso em uma definição adequada para abarcar o conjunto de tecnologias, aplicações e ambientes que podem estar associados à GD. Assim, não limitamos a análise a rotas tecnológicas ou tipo de fonte, mas adotamos a restrição de localização dentro dos limites sistêmicos da distribuição, conforme definido por Ackermann (2001).

Cabe destacar, no entanto, que a discussão no Brasil tem se concentrado na definição de micro e minigeração distribuída (MMGD), conforme os requisitos de elegibilidade ao sistema de compensação de energia elétrica (*net-metering*), ainda vigente no país. A primeira definição nacional de GD foi apresentada no Art. 14º do Decreto Lei nº 5.163, de 2004, considerada como a

“produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004 (BRASIL, 2004)”.

Por sua vez, o marco legal da MMGD foi estabelecido pela Lei nº 14.300/2022, que estabelece como microgeração a central de geração de energia elétrica renovável ou cogeração qualificada com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW, conectada à rede de distribuição através de unidades consumidoras (UCs). As centrais com potência superior a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis ou 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis são classificadas como minigeração (BRASIL, 2022). Nesse contexto, o Quadro 3.1 apresenta o conjunto de fontes e tecnologias associadas à GD.

Quadro 3.1. Fontes e tecnologias de MMGD no Brasil

Fonte	Descrição	Tecnologias
Centrais Geradoras Hidroelétricas	Usinas hidrelétricas de pequeno porte, destinadas à autoprodução ou à produção independente, com potência instalada entre 3MW e 5MW, conectadas à rede de distribuição.	Geradores; turbinas Pelton ou Kaplan; válvulas de bloqueio; e tecnologias de controle e regulação.
Solar Fotovoltaica	Sistemas de conversão da radiação solar em energia elétrica com potência instalada até 5 MW, conectados à rede de distribuição.	Painéis de Silício: Monocristalinos, Concentrados, ou Policristalinos; e Inversores.
Cogeração Qualificada	Processo de produção combinada de energia térmica e mecânica (posteriormente convertida em elétrica) em instalação termelétrica específica e que atenda aos requisitos mínimos de racionalidade energética definidos pela regulação.	Geradores a base de: gás natural, biomassa, carvão ou derivados de petróleo.
Eólica	Turbinas para conversão da força do vento em energia elétrica com potência instalada até 5 MW, conectadas à rede de distribuição.	Aerogeradores de rotor: horizontal, Savonius, Darrieus ou H-Darrieus; Inversores; Baterias; e Controladores de Carga.

Fonte: PSR e SIGLASUL (2020)

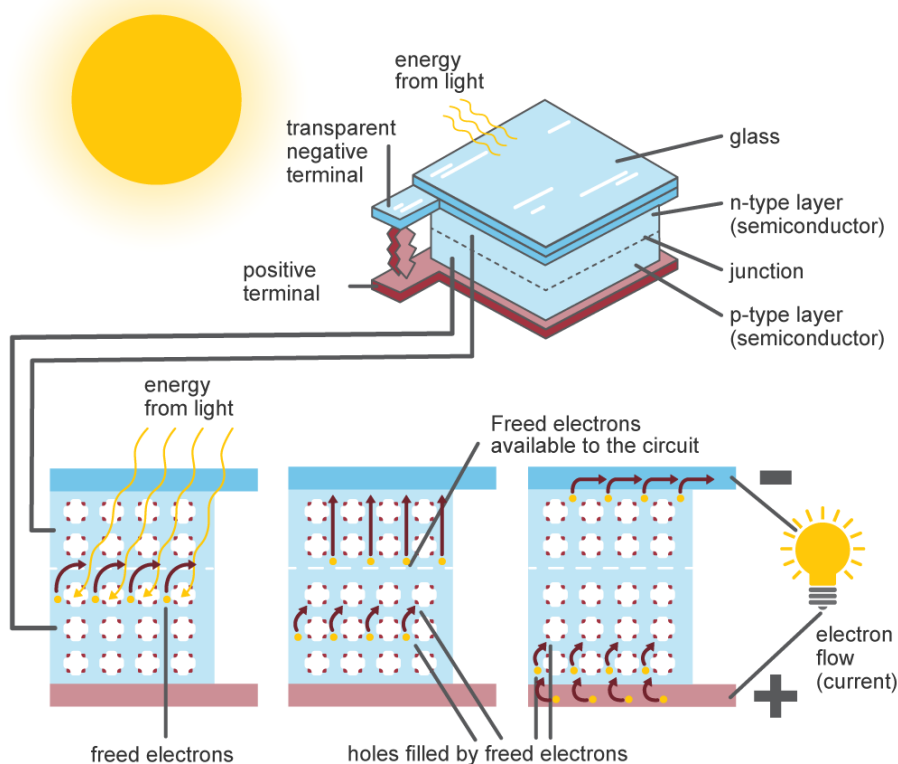
As seções a seguir apresentam as diferentes fontes de GD, a fim de caracterizar a tecnologia e seu funcionamento. Na presente versão, o relatório foca nas fontes apresentadas no Quadro 3.1. Novas fontes e rotas de GD podem ser incluídas em revisões futuras, conforme disponibilidade de informações.

3.1.1. Solar fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica (FV) representa uma das formas mais promissoras de geração de energia renovável, convertendo diretamente a luz solar em eletricidade sem partes móveis, através das células fotovoltaicas. Estas células, também conhecidas como células solares, são dispositivos semicondutores que capturam fótons - partículas de energia solar - contidos na luz solar. Dependendo da energia dos fótons, que varia de acordo com o comprimento de onda da luz solar, eles podem ser refletidos, passar pela célula ou ser absorvidos pelo material semicondutor. Apenas os fótons absorvidos contribuem para a geração de eletricidade, deslocando elétrons do material, criando um fluxo de elétrons que gera corrente elétrica (EIA, 2022).

As células FV (Figura 3.1) são construídas a partir de materiais semicondutores, como silício, que absorvem a luz solar e liberam elétrons, criando uma corrente elétrica quando expostos à luz. A superfície das células é tratada para aumentar sua capacidade de capturar elétrons livres, promovendo o movimento dos elétrons em direção à superfície da célula, gerando um desequilíbrio de carga que cria um potencial elétrico, semelhante aos terminais positivo e negativo de uma bateria.

Figura 3.1. Funcionamento de uma célula fotovoltaica



Fonte: EIA (2022)

As células fotovoltaicas são o bloco de construção fundamental de um sistema FV, variando de pequenas aplicações, como calculadoras e relógios, até grandes instalações capazes de fornecer eletricidade para bombear água, alimentar equipamentos de comunicação, ou fornecer energia elétrica para residências, negócios e até milhares de consumidores. As células são conectadas eletricamente e embaladas em painéis fotovoltaicos, que podem ser agrupados em arranjos para aumentar a capacidade de geração de eletricidade (EIA, 2022).

A eficiência das células fotovoltaicas tem apresentado melhorias significativas ao longo dos anos. Inicialmente, as eficiências médias dos painéis comerciais eram inferiores a 10% na década de 1980, alcançando cerca de 15% em 2015, e atualmente se aproximam de 25% para módulos de ponta. Tecnologias experimentais e células FV destinadas a mercados de nicho, como satélites espaciais, alcançaram eficiências de quase 50% (EIA, 2022).

Entre as vantagens dos sistemas FV estão sua capacidade de fornecer eletricidade em locais sem acesso à rede elétrica, instalação rápida, flexibilidade de escala e impacto ambiental mínimo quando localizados em edificações.

Assim, como apresentado por IRENA (2019b) a evolução da indústria solar FV tem apresentado marcos importantes nas últimas décadas, sendo uma das tecnologias renováveis pioneiras em termos de capacidade instalada, redução de custos e avanços tecnológicos (Figura 3.2).

Figura 3.2. Marcos importantes alcançados pela indústria solar

1941

- É criada a primeira célula monocristalina de silício

1954

- É formada a Sociedade Internacional de Energia Solar

1963

- Inicia-se a produção em massa de células solares

1973

- O primeiro edifício solar "Solar One" é construído e funciona com um fornecimento híbrido de energia solar térmica e solar fotovoltaica.

1985

- A Universidade de South Wales alcança 20% de eficiência para células de silício

2010

- Preço médio global do leilão de energia solar fotovoltaica: 241 USD/MWh

2012

- A capacidade global cumulativa de eletricidade fotovoltaica ultrapassa 100 gigawatts (GW)

2015

- São formados o Conselho Solar Global, a Aliança Solar Internacional e a Solar Power Europe

2016

- Primeiro voo de avião solar ao redor do mundo

2017

- 4,5 milhões de empregos no setor de energia solar
- Capacidade global de energia fotovoltaica ~ 400 GW

2018

- Capacidade solar instalada global: 480 GW
- Preço médio global da energia solar fotovoltaica em leilão: 85 USD/MWh
- A energia solar fotovoltaica off-grid chega a 2,94 GW (0,25 GW em 2008)

Fonte: IRENA (2019b)

Em relação à GD, a inserção dos sistemas fotovoltaicos de telhado marcou uma evolução significativa na produção e no consumo de energia renovável, refletindo a crescente tendência de descentralização energética. Os recursos energéticos distribuídos (RED), que compreendem fontes de energia de pequena ou média escala conectadas predominantemente aos níveis de baixa tensão do sistema, próximos aos consumidores finais, oferecem potencial para melhorar a eficiência do sistema de energia e proporcionar benefícios locais (EU, 2015).

Particularmente, os sistemas FV de telhado têm testemunhado um aumento expressivo em sua adoção, impulsionados por políticas de incentivo, como a medição líquida (*net metering*) e incentivos fiscais, além da contínua redução de custos. Modelos de negócios de armazenamento atrás do medidor (*behind-the-meter*) permitem que os consumidores armazenem a eletricidade gerada por painéis solares de telhado para uso posterior ou venda à rede, representando uma faceta importante do crescimento de energia distribuída (IRENA, 2019b).

Em 2023, adições de capacidade solar FV distribuída (em telhados) superaram a marca de 150 GW globalmente, com crescimento contínuo desde 2018 em função da redução de custos e aumento dos preços da energia elétrica, com volumes expressivos em mercados como Alemanha, Brasil, Polônia e Itália, que superam 4 GW anuais (IEA PVPS, 2024).

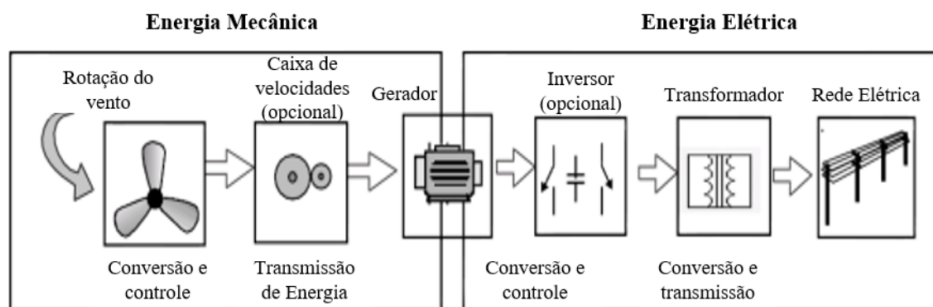
A expansão de sistemas fotovoltaicos distribuídos vai além da geração de energia, envolvendo armazenamento distribuído e agregação de recursos energéticos, como demonstra a *sonnenCommunity* na Alemanha. Esta comunidade, que agrega cerca de 10.000 clientes com geração solar PV e armazenamento por bateria, ilustra o conceito de planta de energia virtual (VPP) oferecendo serviços de rede, como regulação de frequência, de maneira rápida e eficaz (IRENA, 2019c). Essa abordagem não só contribui para a redução da variabilidade na geração renovável como também minimiza a necessidade de expansão da rede elétrica, alinhando-se com os objetivos de transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável.

3.1.2. Eólica

A tecnologia de geração de energia eólica é considerada uma das áreas mais inovadoras e de rápido crescimento no campo das energias renováveis (ABEEÓLICA, 2023). Classifica-se em sistemas de larga escala, conhecidos como energia eólica *onshore* (em terra) e *offshore* (no mar), além da eólica distribuída, que se refere a instalações menores e geralmente integradas à infraestrutura local de energia (REN21, 2022). A energia eólica *onshore* é a mais estabelecida e custo-efetiva, enquanto a *offshore* oferece maior potencial de geração devido às condições de vento consistentes no mar, mas requer investimentos maiores e tecnologia mais avançada devido ao ambiente desafiador (GWEC, 2022).

A geração de energia utiliza turbinas eólicas para converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica (Figura 3.3). A eficácia da tecnologia eólica depende da velocidade do vento, densidade do ar, e do tamanho e eficiência das turbinas, fatores que são otimizados através de avanços significativos em design aerodinâmico, materiais e sistemas de controle inteligentes.

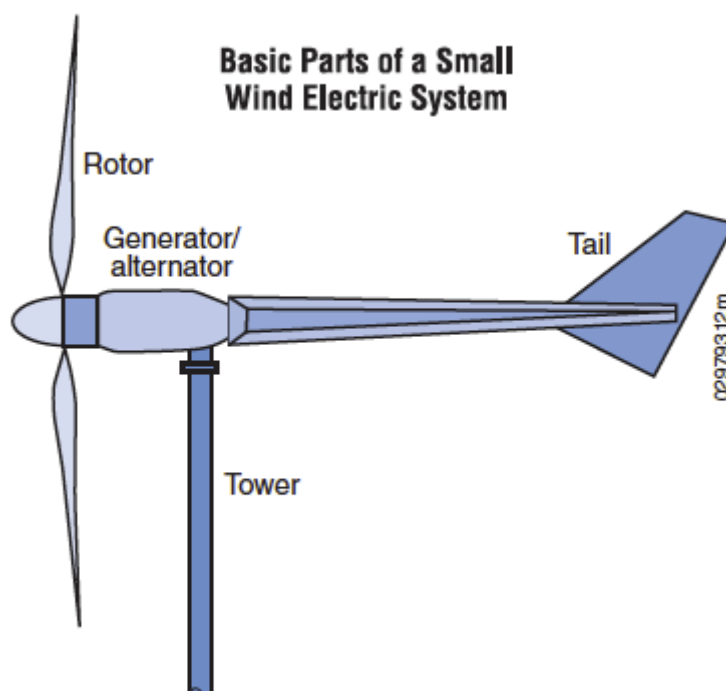
Figura 3.3. Principais componentes do sistema eólico



Fonte: HAUE (2006).

De modo mais específico, turbinas eólicas são compostas tipicamente por um rotor, uma torre, um gerador, fiação e componentes de *balance of plant* (BOP), como inversores, controladores e potencialmente baterias (Figura 3.4; EIA, 2020). A operação de turbinas eólicas é fundamentada na física dos fluidos e aerodinâmica, onde as pás das turbinas capturam o movimento do ar, induzindo rotação no rotor que, por sua vez, aciona um gerador interno para produzir eletricidade (BURTON, 2011). O desenvolvimento tecnológico contínuo tem permitido a construção de turbinas mais robustas e eficientes, capazes de operar em uma ampla gama de condições ambientais e geográficas (MANWELL, 2009).

Figura 3.4. Componentes básicos de um sistema eólico de pequena escala



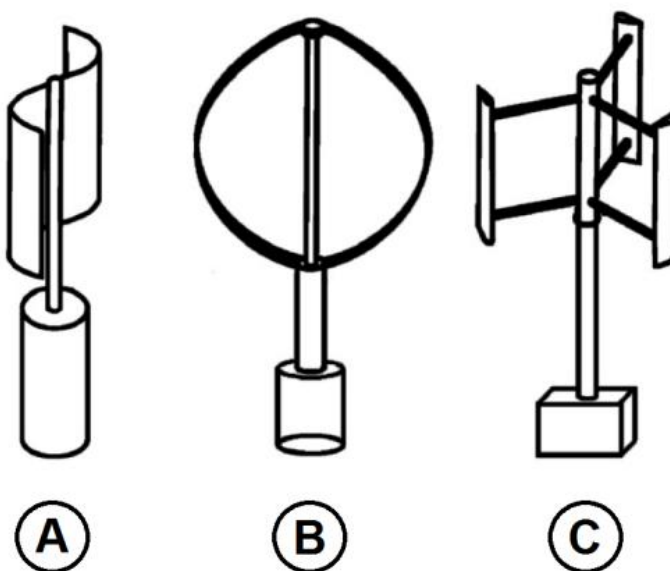
Fonte: EIA (2020)

Além disso, os pequenos geradores eólicos são classificados em dois grupos: eixo horizontal ou eixo vertical. Os mais comuns são os geradores eólicos de eixo horizontal, que normalmente possuem duas ou três pás feitas de um material compósito, como fibra de vidro. O diâmetro do rotor define a área varrida, que é a área plana (m^2)

interceptada pelo rotor da turbina durante a rotação. Por fim, como demonstrado na Figura 3.4, o conjunto do rotor, gerador e leme são fixados no topo de uma torre, que pode ser de dois tipos - uma torre autônoma e autoportante ou uma torre estaiada (torres guyed) (EIA, 2020).

Por outro lado, as turbinas eólicas de eixo vertical (do inglês *Vertical-axis wind turbine* - VAWTs) têm o eixo de rotação perpendicular ao terreno, operando em velocidades mais baixas e sendo mais eficazes em ventos reduzidos ou turbulentos, o que resulta em menor emissão de, tornando-as adequadas para áreas urbanas e semi-urbanas. A instalação e manutenção são facilitadas pela proximidade dos componentes pesados ao solo. Embora menos eficientes que as turbinas convencionais, as VAWTs podem aproveitar o vento de qualquer direção, sendo ideais para locais com variação significativa na direção do vento. A complexidade aerodinâmica aumenta devido ao escoamento não perpendicular ao disco. As VAWTs se dividem em três tipos: Darrieus, Savonius e rotor H (MÜLLER, 2015).

Figura 3.5. Principais tipos de VAWTs: A) Savonius, B) Darrieus, C) Rotor H



Fonte: KOZAK (2014)

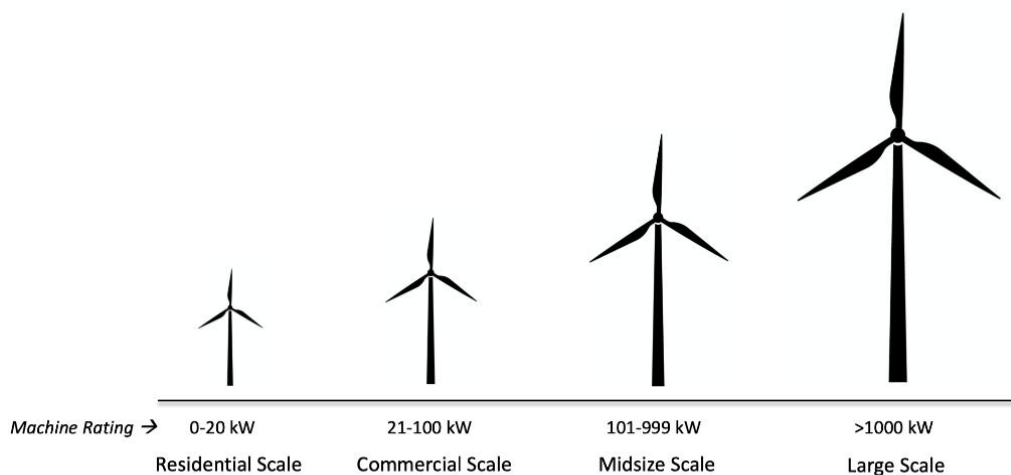
A aceitação e o crescimento da energia eólica são parcialmente atribuídos aos benefícios ambientais, como a redução significativa de emissões de gases de efeito estufa quando comparada às fontes de energia convencionais. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2023) prevê que a energia eólica será um pilar central no mix energético futuro, com expectativas de cobrir uma parte substancial da demanda global de energia.

O Departamento de Energia dos EUA (DOE), adota uma abordagem aplicada para definir a energia eólica distribuída, focando na localização da usina eólica em relação ao uso final e à infraestrutura de distribuição de energia, em vez de se basear no tamanho da tecnologia ou do projeto. A energia eólica distribuída é caracterizada conforme a proximidade do uso final, sendo que as turbinas são instaladas perto ou no local de

consumo para atender à demanda energética local ou apoiar a operação da rede de distribuição existente. Quanto ao ponto de interconexão, as turbinas são conectadas ao lado do cliente do medidor (*behind-the-meter*), conectadas diretamente à rede de distribuição, ou localizadas em áreas remotas desconectadas da rede.

Os sistemas de energia eólica distribuída são comumente instalados em locais que incluem residências, fazendas, estabelecimentos comerciais e industriais, bem como em comunidades. Eles podem variar em tamanho desde uma turbina de 1 kW em uma casa até turbinas de vários megawatts em uma instalação industrial ou conectadas a um sistema de distribuição local (LANTZ *et al.*, 2016). Em geral, como apresentado na Figura 3.6, as turbinas eólicas têm sua aplicação classificada de acordo com o tamanho: as residenciais são aquelas até 20 kW, enquanto turbinas comerciais variam entre 20 e 100 kW. Turbinas de média escala são aquelas superiores a 100 kW e menores do que 1 MW, enquanto as de escala de MW são consideradas de larga escala (LANTZ *et al.*, 2016)

Figura 3.6. Escalas de potências e aplicações das turbinas eólicas



Fonte: NREL (2024a).

O desempenho e o custo dos projetos de energia eólica distribuída são representados usando quatro classes de tecnologia de turbinas: residencial, comercial, de médio porte e grande. No contexto da tecnologia de turbinas eólicas, essas categorias referem-se especificamente ao tamanho das turbinas. Independentemente do setor (residencial, comercial ou industrial), qualquer tamanho de turbina pode ser instalado no local do consumidor. A escolha por uma turbina específica é determinada tanto pela viabilidade de instalação em um determinado terreno quanto pela demanda energética do consumidor (LANTZ *et al.*, 2016).

3.1.3. Biomassa

A geração de energia elétrica a partir da biomassa se dá através da combustão desse insumo e utilização do calor em um sistema de geração termelétrico (CGEE, 2024). A biomassa é um recurso energético primário, com utilização através de diversas rotas

tecnológicas, sendo considerada uma solução amplamente disseminada, com maturidade tecnológica elevada (CGEE, 2024). As tecnologias associadas são classificadas por ciclos de potência, relativas ao processo termodinâmico, sendo os principais (EPE, 2018):

- a. Ciclo Brayton: representado por turbinas a gás, industriais ou aeroderivadas, onde há um processo contínuo na câmara de combustão a partir da reação química entre ar pressurizado e combustível líquido ou gasoso. Posteriormente, a energia sob forma de pressão é convertida em energia cinética do gás e, ao transferir quantidade de movimento, gera potência mecânica. Tende a ser um dos menos eficientes, mas tem benefícios como rapidez nas partidas a frio e a quente, além de possibilidade de operação em carga parcial, mantendo eficiência;
- b. Ciclo Rankine: ciclo a vapor, com conversão da energia térmica em energia eletromecânica. Possui eficiência relativamente baixa, além de ser menos versátil em função da inércia térmica intrínseca à geração de vapor. Uma vantagem é a capacidade de uso de diversos combustíveis sólidos e líquidos, com menor necessidade de beneficiamento;
- c. Ciclo Otto: motores com ignição por centelha, com maior eficiência e rapidez nas partidas a frio e quente, além de versatilidade para operação em carga parcial. Por outro lado, possuem menor vida útil;
- d. Ciclo Diesel: motores com ignição por compressão, com características semelhantes às do ciclo Otto;
- e. Ciclo Combinado (associação em série dos ciclos Brayton e Rankine): turbina a gás associada ao ciclo a vapor, com maior eficiência. Por outro lado, é também mais complexo, limitando a aplicação à grande escala.

É possível utilizar diversas fontes de biomassa nesse processo, tais como bagaço de cana, lenha, pellets de madeira, entre outras. O calor liberado pela queima da biomassa é usado para produzir vapor que movimenta uma turbina e o gerador a ela acoplado (CGEE, 2024). No Brasil, a bioeletricidade é obtida principalmente através da cogeração em unidades dos segmentos industriais sucroenergético e, em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia. A classificação das fontes de biomassa pela ANEEL é apresentada no Quadro 3.2.

Quadro 3.2. Classificação das fontes de biomassa na ANEEL

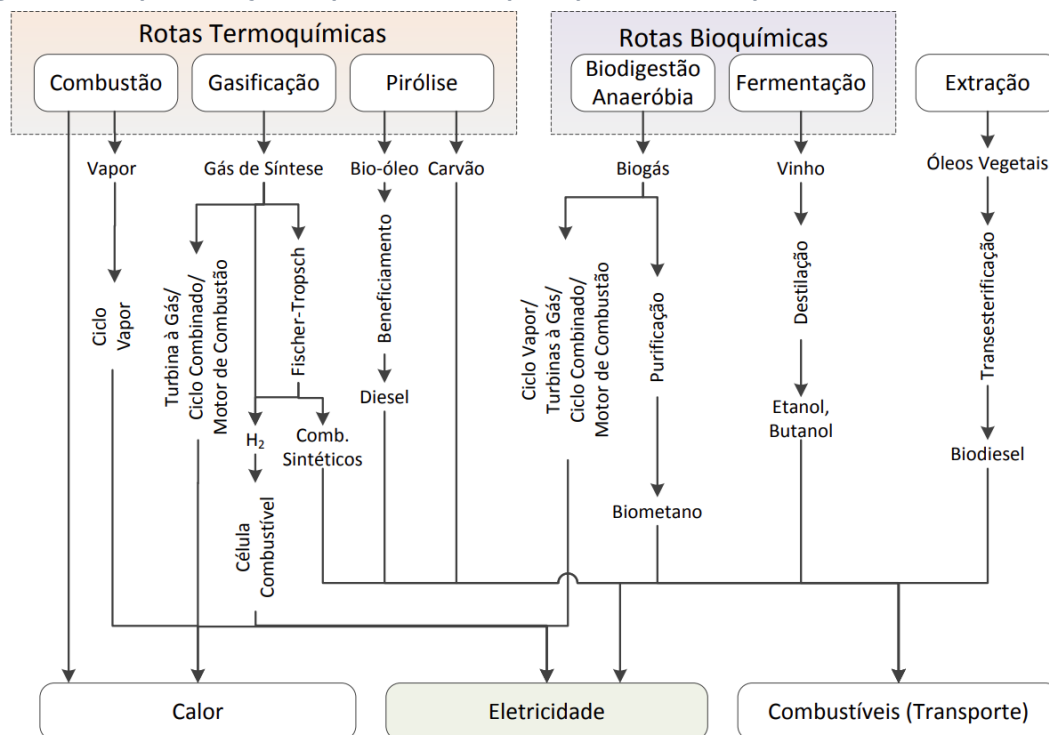
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar
		Biogás-AGR
		Capim Elefante
		Casca de Arroz
	Floresta	Lixívia (Licor Negro)
		Lenha
		Gás de Alto Forno – Biomassa
		Resíduos Florestais

		Carvão Vegetal
		Biogás – Floresta
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás – RU
	Resíduos animais	Biogás – RA
	Biocombustíveis líquidos	Etanol
		Óleos Vegetais

Fonte: TOLMASQUIM (2016)

Frequentemente, a fonte de biomassa utilizada requer pré-tratamentos para a conversão da energia química para a obtenção de eletricidade, como a evaporação e biodigestão. A Figura 3.7 apresenta um fluxograma simplificado dessas rotas de conversão, que serão brevemente exploradas em seguida.

Figura 3.7. Representação esquemática das principais rotas de aproveitamento da biomassa



Fonte: TOLMASQUIM (2016)

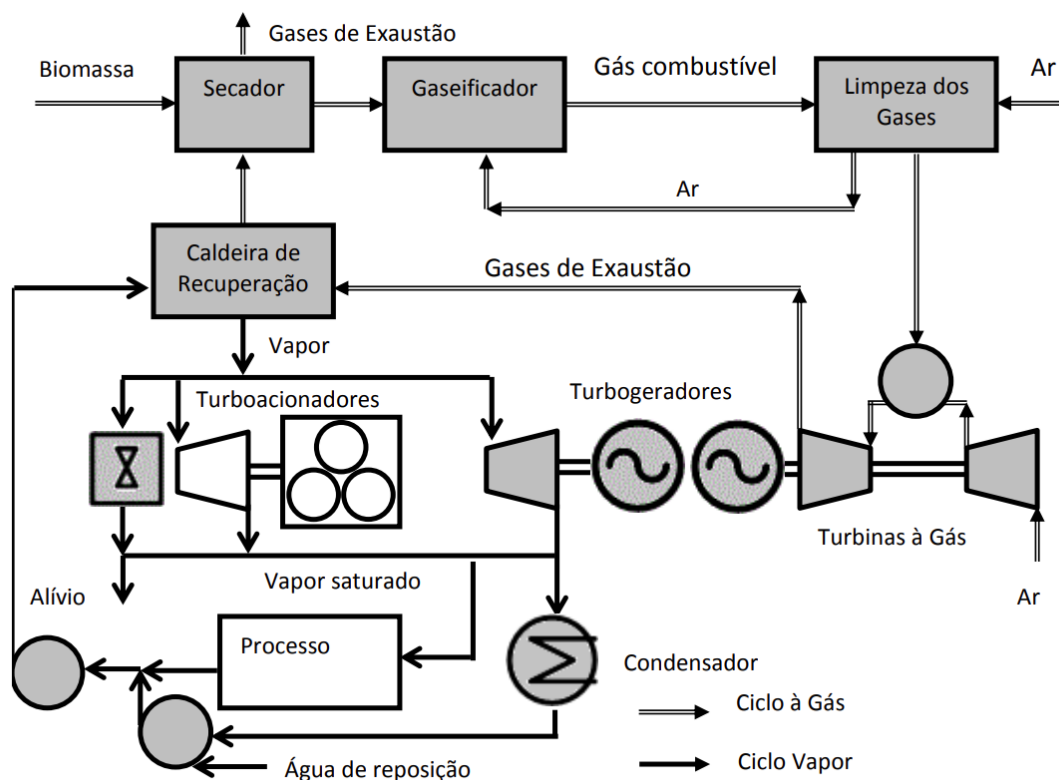
No ciclo vapor para aproveitamento da biomassa, destaca-se a cogeração, ou seja, a geração combinada de calor e eletricidade, com uso útil de ambas as formas de energia. Na indústria sucroenergética, por exemplo, a cogeração é utilizada para gerar vapor e eletricidade nos processos de produção de açúcar e etanol, com utilização do vapor para acionamento mecânico das moendas e picadores. Com a modernização das usinas, esses processos foram eletrificados, reduzindo a demanda por vapor (TOMALSQUIM, 2016).

Uma vez que o calor rejeitado pelo exaustor da turbina ainda possui uma temperatura elevada, ele pode ser recuperado e utilizado em outras aplicações. Nesse caso, no ambiente urbano, usinas de GD a partir de biomassa são particularmente

interessantes para indústrias que possuem a biomassa como co-produto de sua produção, a exemplo da indústria de alimentos, papel e celulose. Além de contribuir para a descarbonização desses setores no que tange ao consumo de energia elétrica, a biomassa também permite maior aproveitamento energético ao produzir calor para os processos industriais, tornando a operação industrial mais eficiente (CGEE, 2024).

Nas rotas de ciclo a gás e ciclo combinado, as etapas dependem do tipo de biomassa utilizada. Biomassas sólidas (a exemplo do bagaço, palhas, lenha e lixo) requerem a gaseificação, enquanto biocombustíveis líquidos e gasosos podem ser consumidos diretamente, em turbinas adequadas. A Figura 3.8 apresenta um processo de gaseificação de biomassa integrada com turbina a gás e ciclo combinado, em que a biomassa é secada e encaminhada para o gaseificador e submetida a uma oxidação parcial, resultando em uma mistura de gases que são encaminhados para uma caldeira de recuperação, onde alimentam o ciclo vapor, em um arranjo intitulado *Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine with Combined Cycle* (BIG-GTCC). Outras combinações possíveis são o *Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine* (BIG-GT), em que os gases são liberados na atmosfera, e o *Biomass Integrated Gasification with Steam Injected Gas Turbine* (BIG-STIG), que consiste na injeção de vapor juntamente com o gás combustível na turbina a gás (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 3.8. Representação esquemática do BIG-GTCC, em cogeração e geração elétrica



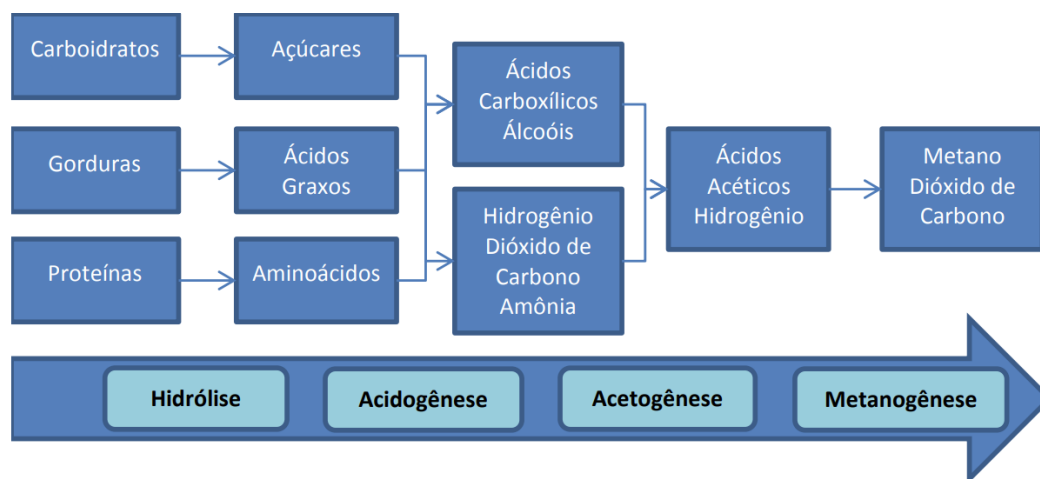
Fonte: TOLMASQUIM (2016)

Nas rotas que utilizam conjuntos motogeradores, são utilizados motores de combustão interna (ciclo Otto ou Diesel) acoplados a geradores elétricos. Conforme

destacado por Tolmasquim (2016), há aterros sanitários no Brasil utilizando conjuntos motogeradores para aproveitamento energético do biogás. Por outro lado, o uso com biocombustíveis líquidos, óleos vegetais, biodiesel ou etanol, é limitado devido ao custo. Um nicho identificado pelo autor é nos mesmos mercados da geração à diesel, seja em sistemas isolados ou na geração em horários de ponta (TOLMASQUIM, 2016).

Por fim, na biodigestão anaeróbia, há um processo natural de conversão de material orgânico em dióxido de carbono, metano e lodo através de bactérias, em um ambiente pobre em oxigênio. A Figura 3.9 apresenta um fluxograma do processo, dividido em quatro fases: hidrólise, com quebra da matéria orgânica complexa em partes menores; acidogênese, com conversão da hidrólise em substratos para metanogênese; acetogênese, que converte os produtos da etapa anterior que não sofrem metanogênese diretamente; e, por fim, a metanogênese, com produção de metano por bactérias anaeróbias (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 3.9. Fluxograma do processo de biodigestão anaeróbia



Fonte: TOLMASQUIM (2016)

3.1.4. Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Instalada Reduzida

A hidreletricidade é uma tecnologia de geração elétrica consolidada, economicamente competitiva e segura, sendo a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, tanto pela sua competitividade quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional (TOLMASQUIM, 2016).

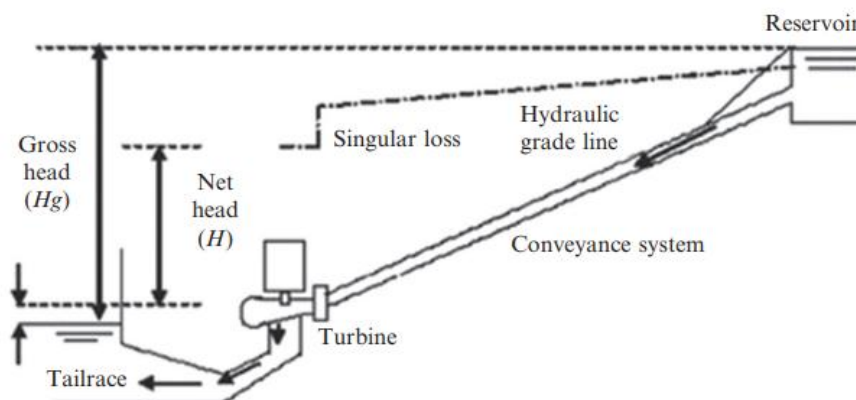
O funcionamento de uma usina de geração de energia hidráulica deriva da irradiação solar e da energia potencial gravitacional. O sol e a força da gravidade condicionam a evaporação, a condensação e a precipitação da água sobre a superfície da Terra. Por sua vez, o desnível entre volumes de água (queda) proporcionado pelo relevo da superfície terrestre permitem o aproveitamento do potencial energético pelas usinas hidrelétricas (TOLMASQUIM, 2016).

Estes sistemas de pequeno porte têm sido utilizados há décadas, tendo como vantagens a redução de perdas, a eliminação dos custos de construção de rede de

transmissão e redução dos impactos ambientais associados a projetos hidrelétricos de grande porte. Portanto, essa alternativa tem sido considerada uma opção interessante para países em desenvolvimento, sobretudo em áreas remotas (NAZARI-HERIS; MOHAMMADI-IVATLOO, 2017).

Em geral, uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e vertedouros (Figura 3.10). Além disso, a turbina é o equipamento responsável pela conversão da energia potencial hidráulica proveniente do desnível d'água em potência mecânica de eixo, a ser utilizada pelo gerador para conversão em energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016). Apesar de existirem usinas de reservatório e fio d'água, a maior parte das CGHs se concentram no segundo tipo, utilizando o fluxo de água para geração de eletricidade, sem armazená-la NAZARI-HERIS; MOHAMMADI-IVATLOO, 2017).

Figura 3.10. Componentes de um sistema hidrelétrico de pequeno porte



Fonte: NAZARI-HERIS; MOHAMMADI-IVATLOO (2017)

Do ponto de vista de maturidade tecnológica, ainda que a hidreletricidade seja considerada uma tecnologia madura e eficiente, há possibilidades de desenvolvimento tecnológico sobretudo no que tange a aprimoramentos em turbinas – visando maior eficiência, flexibilidade operativa e melhorias de desempenho – e desempenho ambiental (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo classificação da ANEEL (2020), aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW são enquadrados como Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGH), enquanto aqueles com potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área de reservatório de até 13 km², são enquadrados como pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Os demais aproveitamentos hidrelétricos são considerados usinas hidrelétricas (UHE).

Atualmente, há 685 CGHs cadastradas no sistema de geração da ANEEL, totalizando 871 MW de potência outorgada, com uma concentração nas regiões sul e sudeste (Figura 3.11). Em geral, estas centrais não possuem requisitos de outorga como em projetos hidrelétricos de escalas maiores, sendo necessária apenas a comunicação à ANEEL. Além disso, CGHs podem ser registradas em duas modalidades: uma para a

venda de energia produzida; e outra para a compensação da energia injetada em relação à energia consumida (MMGD).

Figura 3.11. Distribuição de CGHs (sinalizadas em verde) no território brasileiro



Fonte: ANEEL (2024d)

No caso da MMGD, há, atualmente, cerca de 60 MW de potência instalada associada a CGHs, com 69 projetos. Dentre os estados, destaca-se Minas Gerais, que possuem mais de 50% da potência instalada e projetos citados (34 MW e 31 projetos, do total) (ANEEL, 2024b).

3.1.5. Pequenos reatores nucleares

Nas últimas décadas, em nível internacional, projetos nucleares têm enfrentado dificuldades para conclusão das construções, com crescentes atrasos e cancelamentos, além de problemas de financiamento em função do elevado custo de construção de usinas convencionais. Ao mesmo tempo, a necessidade de descarbonização dos sistemas energéticos tem intensificado o debate sobre a potencial contribuição da energia nuclear para o atingimento das metas de redução de emissões de GEE (ERIA, 2021; MYCLE SCHNEIDER, 2023). Segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA), atualmente há 416 reatores nucleares em operação no mundo, totalizando mais de 374 GW de capacidade instalada, além de 25 projetos com operação suspensa e 59 em construção, somando cerca de 82 GW de capacidade (IAEA, 2024).

Frente a estes desafios, uma série de inovações têm sido observadas no setor nuclear, dentre as quais se destacam os pequenos reatores nucleares (SMR, na sigla em inglês), definidos como reatores avançados com capacidade de geração entre 50 e 300

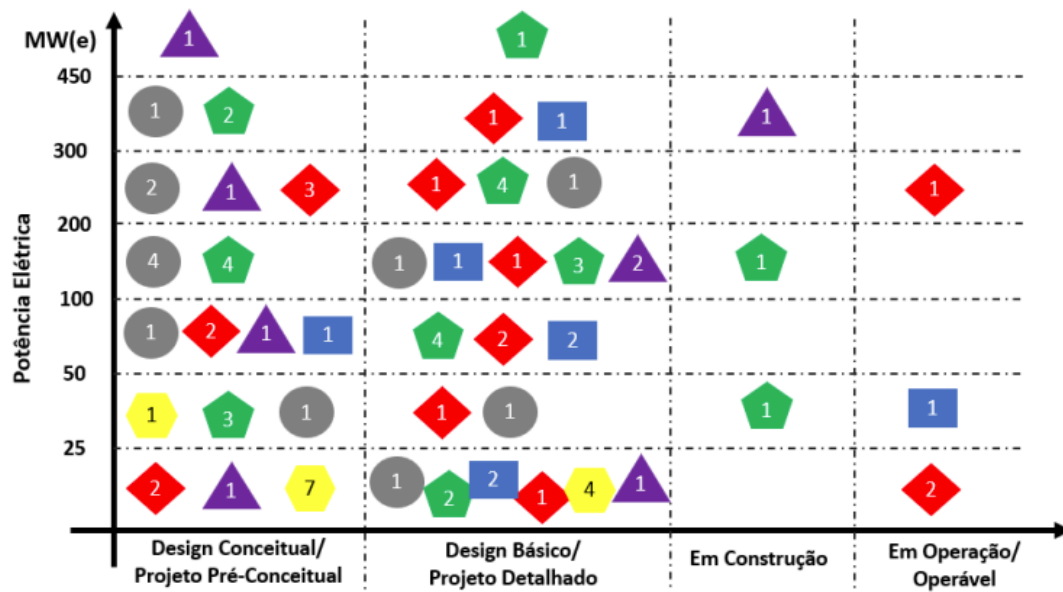
MWe, projetados para serem modulares e transportáveis, além de mais seguros e flexíveis do que os reatores nucleares convencionais – que podem gerar 1.000 MWe ou mais. Para aplicações em menor escala, os chamados microreatores nucleares possuem capacidade de até 10 MWe, com aprimoramentos no uso de combustíveis, consumo de água reduzido e reabastecimentos menos frequentes (RODRIGUES; RAEDER, 2022; 2023; GILBERT; BAZILIAN, 2020).

Os SMR derivam de reatores desenvolvidos inicialmente na década de 1950 e 1960, baseados na tecnologia de água leve (LWR), sobretudo para aplicações para propulsão naval e militares. Como características desses reatores, estão a alta modularidade, padronização e construção em fábricas, a fim de maximizar ganhos de economia de produção em série. Por conta dessas características, espera-se que os SMR possam apresentar custos de capital mais baixos, além de tempos de construção mais curtos e simplificação do projeto, que se torna mais flexível (RODRIGUES; RAEDER, 2022; IAEA, 2022).

Em 2022, segundo avaliação da IAEA (2022), havia mais de 80 designs de SMRS em diferentes estágios de desenvolvimento. Como apresentado na Figura 3.12, os microreatores ainda se concentram nos estágios iniciais da cadeia, sobretudo na fase conceitual. Em complemento, a Tabela 3.1 sumariza os detalhes dos projetos de microreatores, em que se destaca:

- i. A variedade de tecnologias utilizadas, com destaque para reatores teste de alta temperatura resfriados a sal de fluoreto (FHTR), reatores resfriados a gás de alta temperatura (HTGR), por tubo de calor (HPR), por metal líquido (LMFR) e reatores de água pressurizada (PWR);
- ii. O desenvolvimento de projetos pelos EUA, Rússia e Reino Unido;
- iii. A diversidade de setores de atuação vislumbrados, com possibilidade de uso descentralizado em centros urbanos, indústrias e áreas remotas e isoladas;
- iv. A possibilidade de aplicação não apenas na geração de eletricidade, mas também para aquecimento urbano, cogeração (calor/eletricidade), dessalinização da água, produção de hidrogênio de baixo carbono e fornecimento de calor/vapor; e
- v. Diferentes características entre os projetos, que apresentam diferentes moderadores, fluidos refrigerantes e níveis de capacidade elétrica e térmica, além da possibilidade de uso do urânio sem enriquecimento e de partículas de urânio, carbono e oxigênio (TRISO, do termo *Tristructural Isotropic*).

Figura 3.12. Tecnologias nucleares avançadas: capacidade elétrica e etapa de projeto



Nota: Número representa a quantidade de Reatores

- 🟩 Pequeno Reator Modular Resfriado a Água (Instalado em Superfície Terrestre);
- 🟦 Pequeno Reator Modular Resfriado a Água (Instalado em Base Marítima);
- 🔴 Pequeno Reator Modular Resfriado a Gás de Alta Temperatura;
- 🟪 Pequeno Reator Modular de Espectro de Nêutrons Rápidos Resfriado com Metal Líquido;
- ⬤ Pequeno Reator Nuclear a Sal Fundido;
- 🟡 Microreatores.

Fonte: Adaptado de Mansani (2022)

Tabela 3.1. Detalhamento dos projetos de microreatores em desenvolvimento

Identificação	Capacidade (MWe/MWt)	Tecnol.	Design (País)	Status	Combustível	Vida útil (anos)	Troca do comb. (meses)	Sector de atuação	Uso
Energy Well	8 / 20	FHTR	Centrum výzkumu Řež (República Tcheca)	Projeto pré-conceitual	TRISO	n/a	84	Áreas remotas; Áreas populosas	Eletricidade, calor, H ₂ , armazenamento de energia
MoveLuX	3 – 4 / 10	HPR	Toshiba Energy Systems & Solutions Co. (Japão)	Design conceitual	Urânio e Silício (U ₃ Si ₂)	10-15	Reabastec. contínuo	Áreas remotas; Indústria (química e siderúrgica); Sistema Híbrido; Pequenas Redes; Off-grid	Eletricidade, calor em alta temperatura, H ₂
ELENA	0,068 / 3,3	PWR	National Research Centre “Kurchatov Institute” (Rússia)	Design conceitual	Urânio (UO ₂); MOX (Combustível misto de Óxido de Urânio-Plutônio)	n/a	300	Cidades < 2.000 habitantes (Fornecimento de Calor) -> Áreas remotas; Hospitais	Calor, aquecimento, eletricidade, dessalinização
UNITHERM	6,6 / 30	PWR	NIKIET (Rússia)	Design conceitual	Urânio (UO ₂)	30	200	Aplicação Urbana; Indústria; Empresas em Áreas remotas	Eletricidade, aquecimento, dessalinização, vapor
AMR	3 / 10	HTGR	STL Nuclear (Pty) Ltd. (África do Sul)	Projeto pré-conceitual	Urânio pouco enriquecido (LEU); Urânio (UO ₂); Oxidocarbeto de	40	96	Qualquer rede de Distribuição; Usuários Autônomos	Eletricidade, calor

					Urânio (UCO) TRISO				
LFR-TL-30	30 / 90	LMFR	newcleo Ltd. (Reino Unido)	Design conceitual	Urânio (UO ₂)	30	180	Locais com redes interligadas; Plataformas de Petróleo Offshore; Mineração; Ilhas; Setor Naval	Eletricidade
U-Battery	4 / 10	HTGR	Urenco (Reino Unido)	Design conceitual	TRISO	30 (5 anos de efetiva potência total)	n/a	Indústria; Áreas remotas	Eletricidade, calor, cogeração, H ₂ , aquecimento, dessalinização
Aurora	1,5 – 50 / 4 – 150	LMFR	OKLO, Inc (EUA)	Projeto detalhado	Combustível Metálico	40 +	120-240	Planta de pequeno Porte (compra de energia)	Eletricidade, calor
HOLOS-QUAD	10 / 22	HTGR	HolosGen LLC (EUA)	Projeto detalhado	TRISO; Oxicarbeto de Urânio (UCO)	40	96	Micro rede; redes de energia em massa; ilha autônoma; Carros elétricos; Sistemas Híbrido (complementar as renováveis); Navios; Funcionamento como Gerador; Comunidades Remotas; Aplicações Militares Submersas, Terrestres e Espaciais	H ₂ , eletricidade
MARVEL	0,015 – 0,027 / 0,075 – 0,1	LMFR	Idaho National Laboratory (EUA)	Fabricação de equipamentos em andamento	Hidreto de Urânio e Zircônio (UZrH ₁)	2-40	> 60	Reator experimental para Pesquisa - P&Ds; Áreas remotas; Geração Descentralizada (Setor	Eletricidade, calor, cogeração, aplicações não- elétricas

								Civil, Industrial, Energético)	
MMR™	> 5 / > 10	HTGR	Ultra Safe Nuclear Corporation (EUA)	Design básico	FCM grafite	20 (núcleo), 40 (estrutura)	240	Indústria; Demanda de vários Lugares ao mesmo tempo; Áreas remotas	Calor, H2
Westinghouse eVinci™	2 – 3,5 / 7 - 12	HPR	Westinghouse Electric Company, LLC. (EUA)	Design conceitual completo	Oxcarbeto de Urânio (UCO) no TRISO ou outro combustível encapsulado	40	36 (sem reabastec. no local)	Áreas remotas; Mineração; Militar	Calor, eletricidade, cogeração

Fonte: Mansani (2022), com base em IAEA (2022)

Conforme destacado por IAEA (2022), os microreatores são usualmente vislumbrados para aplicações de nicho no setor de eletricidade e aquecimento, principalmente em segmentos dependentes da geração a diesel, como locais isolados e indústrias. Em complemento, vislumbra-se que estes reatores de menor escala podem ser uma porta de entrada para o desenvolvimento dos SMRs, dado que a tecnologia pode garantir competitividade econômica em relação ao diesel de forma mais rápida.

De forma similar, Black *et al.* (2023) dividem os mercados potenciais para os microreatores em cinco categorias, que estão associadas a diferentes características técnicas e tecnologias complementares, a saber:

- i. Operações isoladas, ou backup para carga crítica, em que os microreatores operam de forma semiautônoma em conjunto com tecnologias de operação remota (incluindo tecnologias digitais como 5G, sensores e internet das coisas. Exemplos de indústrias que podem se beneficiar de centros de operação remota são a de mineração, instalações militares, instalações públicas, data centers e campus universitários;
- ii. Geração distribuída, com mini e microrredes para conexão de renováveis e armazenamento, para uso de eletricidade e calor em comunidades rurais, ilhas e sistemas urbanos;
- iii. Resiliência urbana em megacidades (10 milhões de habitantes ou mais) de economias em desenvolvimento que não possuem recursos (infraestrutura e espaço) para atender às necessidades energéticas de forma confiável;
- iv. Apoio em desastres naturais, fornecendo energia emergencial, em substituição a geradores a diesel ou gás natural; e
- v. Propulsão marítima, substituindo o diesel no transporte marítimo comercial.

3.2. Armazenamento distribuído

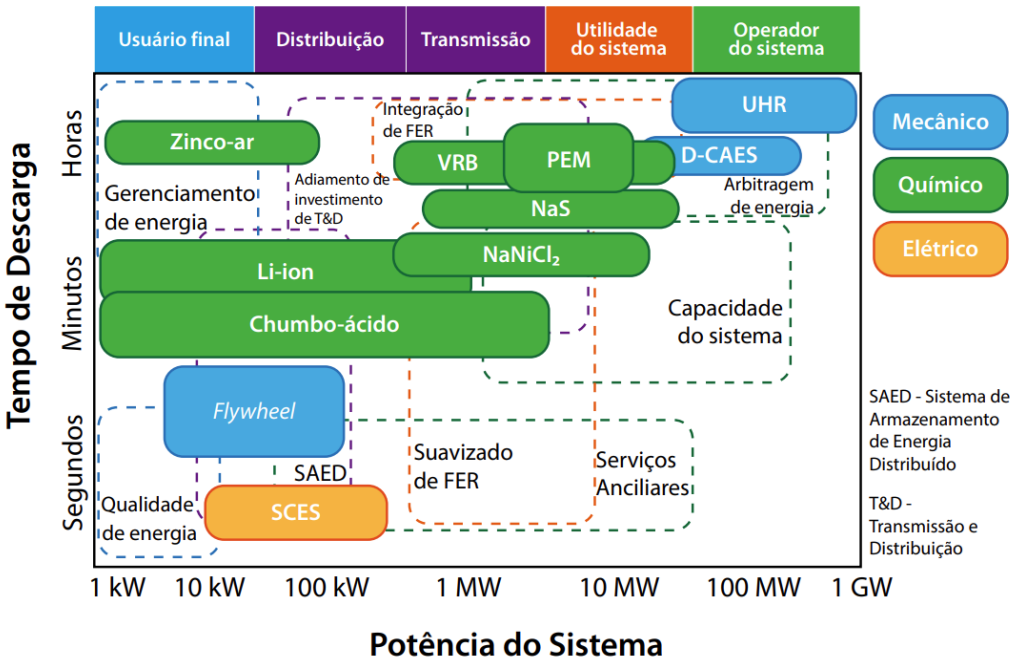
Dentre as principais tecnologias de armazenamento utilizadas em aplicações atrás do medidor estão as baterias de íon-lítio. A adoção destas tecnologias é motivada, parcialmente, pela queda acelerada dos preços – de cerca de 90% entre 2010 e 2020 (USAID-NREL, 2021). Além destas, baterias de chumbo-ácido e de fluxo e supercapacitores também têm ganhado participação em algumas aplicações. Por fim, as tecnologias de hidrogênio e armazenamento mecânico, como o *flywheel* (ou volante de inércia), têm despertado interesse por sua capacidade de prover energia de forma constante (REZAEIMOZAFAR et al., 2022).

Considerando as aplicações estacionárias, as baterias de íon-lítio, desenvolvidas inicialmente para o segmento de mobilidade elétrica, representam a maior parte da capacidade instalada. Baterias de lítio-fosfato de ferro têm dominado novas instalações,

mas há também novas tecnologias em desenvolvimento, com destaque para as baterias de fluxo redox de vanádio (IEA, 2023b).

A Figura 3.13 apresenta uma análise comparativa das tecnologias de armazenamento de energia baseada em duas dimensões principais: o tempo de descarga e a potência do sistema.

Figura 3.139. Classificação das tecnologias de armazenamento de energia em relação à função e capacidade de descarga.



Fonte: Cantane, Junior e Hamerschmidt (2020).

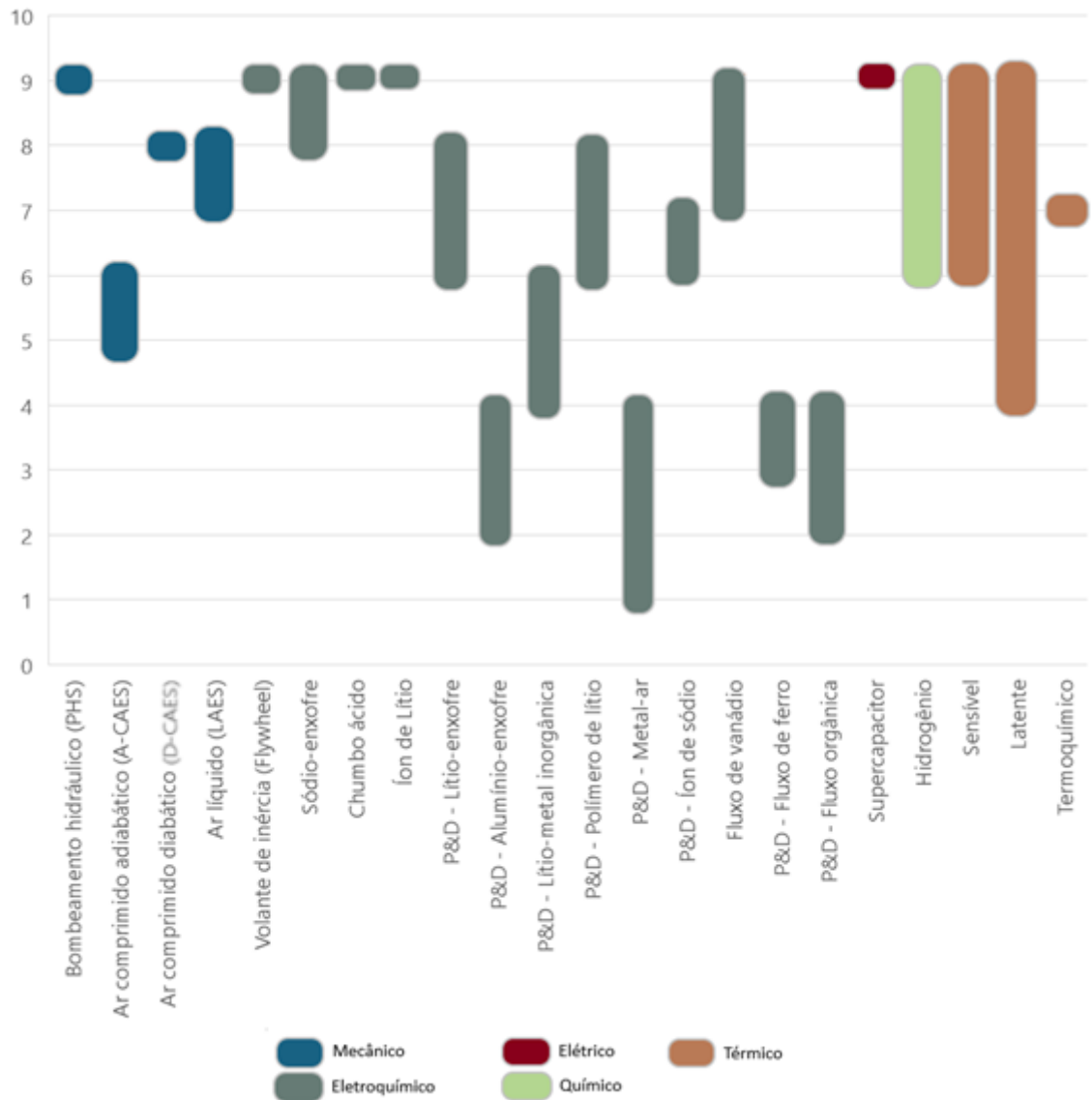
A partir da Figura 3.13, verifica-se que as tecnologias de armazenamento como chumbo-ácido e íon de lítio (Li-ion) cobrem uma faixa média de potência e são adequadas para gerenciamento de energia em intervalos de tempo que vão de minutos a horas. Na extremidade inferior de potência e tempo, encontram-se os volantes de inércia (Flywheel) e os sistemas de armazenamento de energia supercondutores (SCES), que oferecem respostas rápidas em termos de segundos. No outro extremo, para necessidades de alta potência e capacidade do sistema, estão tecnologias como usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) e armazenamento por ar comprimido diabático (D-CAES). Além disso, o gráfico categoriza as tecnologias de acordo com os segmentos de usuários finais, distribuição, transmissão, utilidade do sistema e operador do sistema, permitindo uma identificação rápida das tecnologias mais adequadas para cada aplicação específica no setor energético.

Na categoria eletroquímica, as baterias de chumbo-ácido (LAB) destinadas a armazenagem de curto prazo e sistemas de alimentação ininterrupta (UPS), assim como as baterias de íons de lítio (LIB) para armazenagem de energia em pequenas e grandes escalas, apresentam um TRL 9, indicando que essas tecnologias estão totalmente

desenvolvidas e prontas para o mercado. Outras subtecnologias eletroquímicas, como baterias de lítio-enxofre (Li-S) e baterias de ar metálico, ainda estão em pesquisa e desenvolvimento (R&D) com TRLs variando de 1 a 8, refletindo um estágio de desenvolvimento menos maduro.

No campo térmico, o armazenamento térmico sensível (STES) e materiais de mudança de fase (PCM) para armazenamento térmico latente têm TRLs que vão de 4 a 9, mostrando uma gama de maturidade de conceitos em teste até tecnologias prontas para implantação comercial. Esses dados são fundamentais para entender o estágio atual de desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia e suas prontidões para aplicação prática, conforme reportado pela ENTEC em 2022. A Figura 3.14 ilustra o nível de TRL das tecnologias de armazenamento de energia, categorizadas por tipo de tecnologia.

Figura 3.14. TRL das tecnologias de armazenamento

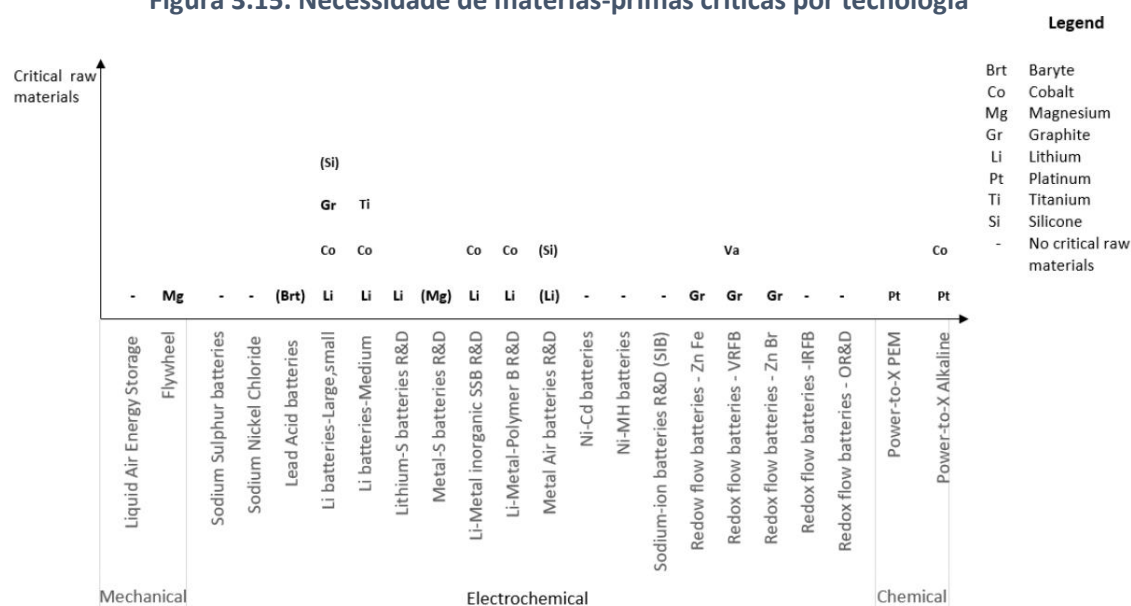


Fonte: Adaptado de ENTEC (2023).

É perceptível que, para cada categoria tecnológica, existem subcategorias que alcançam um TRL de 9, representando sistemas que foram comprovados em ambiente operacional. Entretanto, também é evidente que, em cada grupo, pesquisas e desenvolvimentos adicionais são necessários e esperados. Isso indica um campo dinâmico e em evolução, onde tanto tecnologias consolidadas quanto inovadoras coexistem, com diversas oportunidades para avanços e aperfeiçoamento contínuo.

A Figura 3.15 destaca a necessidade de matérias-primas críticas para diversas tecnologias de armazenamento de energia, conforme identificado pela Comissão Europeia, com destaque para as baterias de íon de lítio.

Figura 3.15. Necessidade de matérias-primas críticas por tecnologia



Fonte: ENTEC (2023).

No que se refere ao armazenamento de energia química, a necessidade por matérias-primas críticas é enfatizada, sendo que para a eletrólise alcalina e PEM, materiais específicos são ressaltados no gráfico. Isso ilustra a importância de considerar a disponibilidade e a sustentabilidade de recursos no desenvolvimento e implementação dessas tecnologias energéticas.

Cabe destacar, neste contexto, a relevância do comportamento dos preços de minerais e metais para a produção de baterias. No caso das baterias de lítio-íon, por exemplo, o lítio, níquel, cobalto e manganês representavam menos de 5% dos custos de um pack de baterias na metade da última década, subindo para mais de 20% atualmente (IEA, 2023b).

O Quadro 3.3 ilustra uma matriz de casos de uso para tecnologias de armazenamento de energia, detalhando como diferentes sistemas se alinham com necessidades específicas do setor de energia. A matriz destaca a versatilidade de tecnologias como Armazenamento Hidrelétrico Bombeado (PHS), Sistemas de Armazenamento por Ar Comprimido (CAES), Volantes de Inércia (FES), e Baterias

Estacionárias, entre outros, em aplicações que variam desde o apoio à geração e armazenamento em larga escala até o suporte de infraestrutura de distribuição e transmissão.

Quadro 3.3. Casos de uso e atores para agrupamento de alto nível de tecnologias de armazenamento

Tecnologias	Serviços de suporte à geração e no mercado atacadista	Serviços na infraestrutura de transmissão	Serviços na infraestrutura de distribuição	Serviços ancilares	Serviços atrás do medidor e gerenciamento da demanda
Bombeamento hidráulico (PHS)	fornecedores de energia, TSO	fornecedores de energia, TSO	DSO	fornecedores de energia, DSO	
Ar comprimido (CAES) e ar líquido (LAES)	fornecedores de energia, TSO	fornecedores de energia, TSO	DSO	fornecedores de energia, DSO	consumidores industriais, agregadores de carga, DSO
Volante de inércia (Flywheel)		TSO		fornecedores de energia, DSO	consumidores industriais, agregadores de carga, DSO
Baterias estacionárias	operadores de plantas com possibilidade de armazenamento, TSO	TSO, agregadores	DSO, operadores de plantas com possibilidade de power-to-x (P2X)	geradores, operadores de renováveis com armazenamento, DSO	DSO, agregadores, agentes privados e industriais
Baterias (Vehicle to grid - V2G)	TSO, agentes privados e industriais	TSO, agregadores	DSO, agregadores	DSO, agentes privados e industriais	DSO, agregadores, agentes privados e industriais
Supercapacitor		TSO		fornecedores de energia, DSO	consumidores industriais, DSO
Power-to-Gas e Power-to-Liquids	fornecedores de energia		fornecedores de energia	fornecedores de energia	fornecedores de energia
Armazenamento térmico	fornecedores de energia, DSO, agentes industriais		fornecedores de energia, DSO, agentes industriais	fornecedores de energia, DSO, agentes privados e industriais	fornecedores de energia, DSO, agentes privados e industriais

Legenda: DSO = operador do sistema de distribuição; TSO = operador do sistema de distribuição.

Fonte: ENTEC (2023).

O Quadro também mapeia a interação dessas tecnologias com os diversos atores do mercado, como Operadores de Sistemas de Transmissão (TSOs), fornecedores de energia, clientes industriais e agregadores, demonstrando que a escolha da tecnologia de armazenamento independe do tipo de ator fornecendo o serviço. O nível de engajamento varia, com fornecedores de energia e TSOs mais presentes no apoio à infraestrutura de transmissão e distribuição. Assim revela-se um panorama complexo e interconectado de aplicações para a tecnologia de armazenamento de energia no apoio ao crescimento e à estabilização das redes energéticas.

3.2.1. Armazenamento eletroquímico

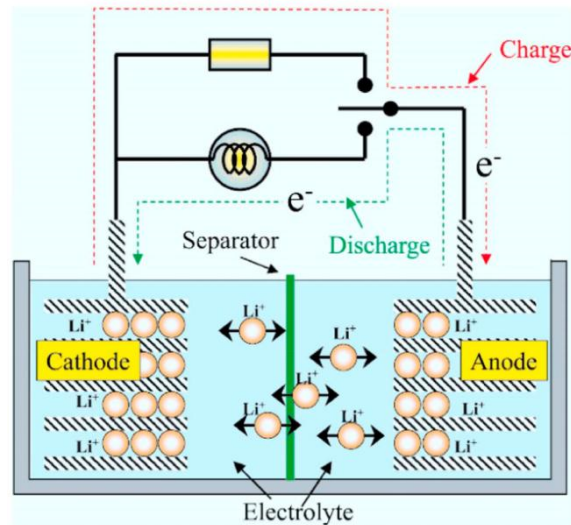
Os sistemas de armazenamento de energia eletroquímica representam uma solução versátil e eficiente para a gestão de energia, destacando-se pela sua capacidade de converter energia elétrica em energia química e vice-versa. Essa conversão ocorre dentro de células eletroquímicas, onde reações químicas são diretamente responsáveis pelo armazenamento ou liberação de energia. Esta categoria engloba diversas tecnologias, incluindo baterias de íons de lítio, baterias de fluxo, baterias de chumbo-ácido entre outras.

Cada tipo de bateria oferece diferentes vantagens em termos de densidade energética, ciclos de vida, eficiência e aplicações específicas. O armazenamento eletroquímico é essencial para uma ampla gama de aplicações, desde pequenos dispositivos eletrônicos portáteis até grandes sistemas de armazenamento de energia para estabilização de redes elétricas e integração de fontes de energia renováveis.

i. Íon de Lítio

As baterias de íons de lítio (Li-íon) representam um avanço significativo na tecnologia de armazenamento de energia, graças à descoberta, em 1979, na Universidade de Oxford, de que compostos como $LiCoO_2$ e $LiNiO_2$ permitem a intercalação reversível de Li-íon. Esta inovação abriu caminho para o desenvolvimento de células recarregáveis sem metal de lítio, com a Sony Corporation lançando a primeira bateria de íon de lítio comercial em 1990. Operando com um princípio de "cadeira de balanço", essas baterias alternam íons de lítio entre os eletrodos de $LiCoO_2$ e grafite, alcançando tensões de até 3,8 V, o que permite armazenar mais energia em comparação com células de hidreto metálico de níquel (SEQUEIRA, 2008).

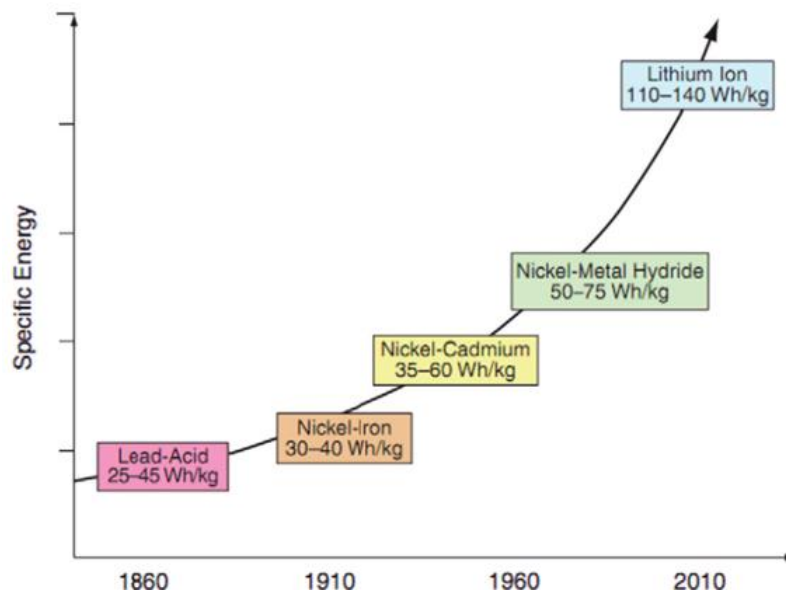
Figura 3.16. Diagrama esquemático de uma bateria de Li-íon



Fonte: HUANG et al. (2015).

As baterias de Li-íon destacam-se em aplicações tanto de baixa quanto de alta potência, além de serem amplamente utilizadas em dispositivos eletrônicos portáteis e gadgets de telecomunicações, devido à sua alta densidade energética e eficiência. A preferência pelo uso das baterias de Li-íon advém de sua capacidade de armazenamento superior, justificado por sua posição de destaque na densidade energética em comparação com outros tipos de baterias, conforme ilustrado na Figura 3.17.

Figura 3.17. Aumento da densidade energética de diferentes tipos de baterias

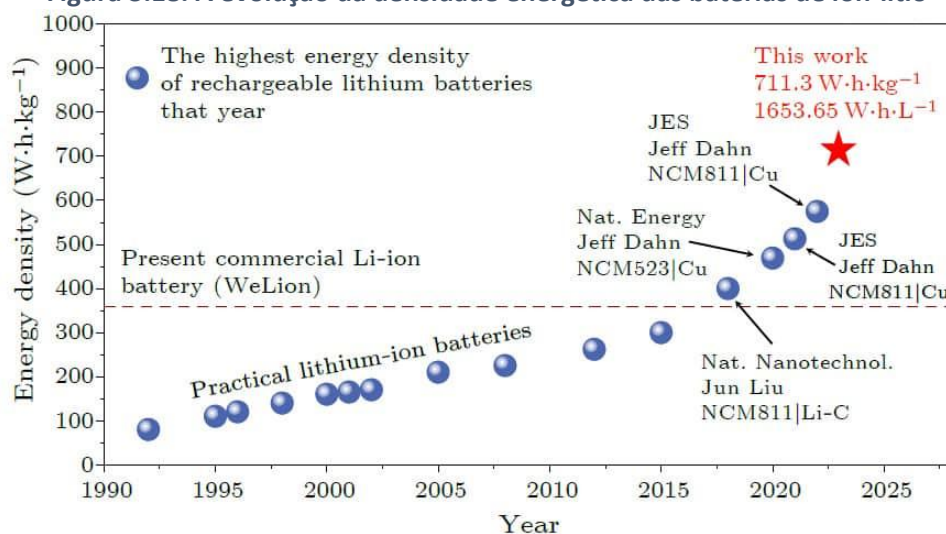


Fonte: TAN (2013).

As baterias de Li-íon têm evoluído significativamente em termos de densidade de energia desde a sua comercialização pela Sony em 1991. Enquanto as primeiras baterias tinham uma densidade de energia de cerca de 80 Wh/kg, os avanços tecnológicos

elevaram esse número para aproximadamente 300 Wh/kg atualmente. Recentemente, pesquisadores alcançaram uma densidade de energia recorde de mais de 700 Wh/kg em baterias recarregáveis tipo pouch. As baterias tipo pouch, ou baterias de polímero de lítio, são conhecidas por sua flexibilidade e eficiência. Elas utilizam uma bolsa de filme laminado em vez de uma carcaça rígida, o que reduz o peso e permite maior densidade de energia. A estrutura flexível facilita a adaptação a diferentes formatos e tamanhos, tornando-as ideais para dispositivos eletrônicos portáteis e veículos elétricos (XIQIAM YU et al., 2023).

Figura 3.18. A evolução da densidade energética das baterias de íon-lítio



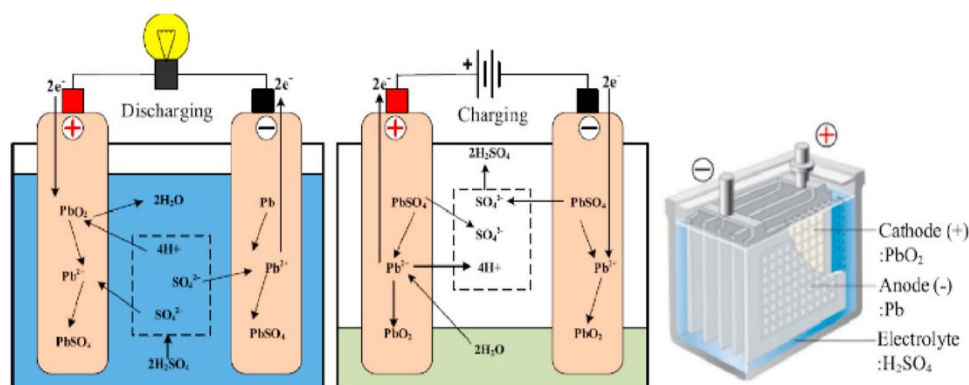
Fonte: XIQIAM YU et al (2023).

Apesar do custo relativamente alto e da necessidade de proteção contra sobrecarga, as baterias de íon de lítio rapidamente dominaram o mercado de dispositivos portáteis, como laptops, câmeras e telefones celulares. Embora exista um interesse em substituir cobalto e níquel por manganês, devido ao custo e à toxicidade, desafios relacionados à estabilidade e preparação de óxido de manganês de lítio ($LiMnO_2$) persistem. A segurança, especialmente em aplicações de maior escala como veículos elétricos e armazenamento de energia estacionário, permanece como uma preocupação primária, com pesquisas em andamento para reduzir custos e garantir a operação segura sob todas as condições (SEQUEIRA, 2008).

ii. Chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido (do inglês, Lead-Acid Batteries – LAB) consistem em células imersas em uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4) que atua como eletrólito. Nestas baterias, o eletrodo positivo é composto por dióxido de chumbo (PbO_2), enquanto o eletrodo negativo é feito de chumbo esponjoso. O processo de descarga energética converte ambos os eletrodos em sulfato de chumbo ($PbSO_4$) (DÍAZ-GONZALEZ, 2012).

Figura 3.19. Diagrama esquemático para baterias de ácido-chumbo durante carga e descarga



Fonte: HANNAN (2015).

As baterias de chumbo-ácido, um dos sistemas de armazenamento de energia mais antigos e amplamente adotados, têm desempenhado um papel crucial em uma variedade de aplicações, incluindo sistemas fotovoltaicos solares, onde na China representam uma fatia significativa do mercado. Essas baterias são particularmente prevalentes em veículos e sistemas de comunicação, mas também encontram uso em aplicações de armazenamento de energia em pequena e média escala devido ao seu baixo custo, alta confiabilidade e eficiência.

As baterias de chumbo-ácido, apesar de algumas limitações, encontraram aplicação em diversos projetos de gerenciamento de energia em grande escala e comerciais ao redor do mundo. Exemplos notáveis incluem o sistema de 8,5 MWh/1h na planta da BEWAG em Berlim, Alemanha; o sistema de 4 MWh/1h no Centro de Demonstração de Tecnologia da Iberdrola em Madri, Espanha; e o sistema de 14 MWh/1,5h na PREPA em Porto Rico. Um dos exemplos mais notáveis de sua aplicação em grande escala é a instalação de armazenamento de chumbo-ácido de um projeto de US\$ 18,2 milhões, com 10 MW / 40 MWh em Chino, Califórnia, em julho de 1988, opera com uma potência nominal de 10 MW durante 4 horas para nivelamento de carga e atualmente é operada pela Southern California Edison Company (CHANG et al., 2009; MOORE, 2006).

Contudo, apesar dos seus pontos fortes, as baterias de chumbo-ácido enfrentam desafios significativos que limitam sua aplicabilidade para a gestão de energia em larga escala, especialmente no contexto de transição energética para fontes renováveis. Sua vida útil limitada (500-1000 ciclos), necessidade de manutenção regular, baixa densidade energética (30-50 Wh/kg), emissão de gases explosivos e vapores ácidos, e desempenho deficiente em baixas temperaturas (necessitando de um sistema de gerenciamento térmico). Além disso, embora as versões reguladas por válvula ofereçam certas melhorias em termos de manutenção e emissões gasosas, elas ainda são mais adequadas para aplicações de backup devido à redução da vida útil do ciclo (CHANG et al., 2009).

No cenário atual, em que a integração de energias renováveis no mercado energético destaca a necessidade de soluções de armazenamento de energia em escala de rede mais eficientes e sustentáveis, a tecnologia de baterias de chumbo-ácido, apesar

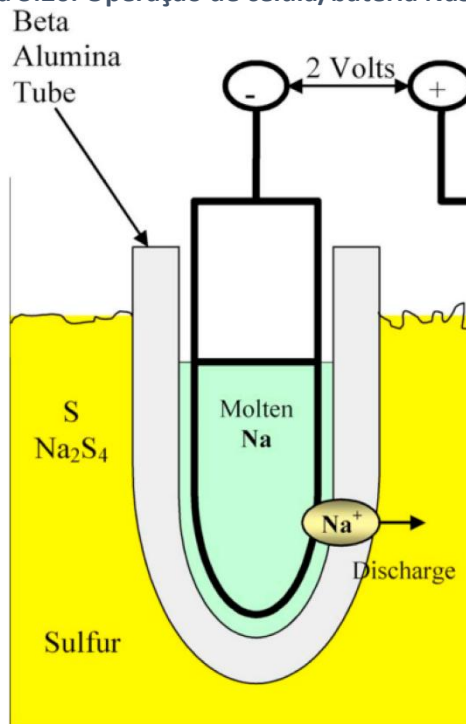
de comprovada e econômica, apresenta limitações que podem restringir seu papel futuro.

iii. Sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre (NaS) representam um sistema projetado para atender às necessidades de aplicações de armazenamento de energia de alta potência (DÍAZ-GONZALEZ, 2012). Os trabalhos iniciais sobre a bateria de sódio-enxofre foram realizados pela Ford Motor Co na década de 1960, mas a tecnologia moderna de sódio-enxofre foi desenvolvida no Japão pela Tokyo Electric Power Co, em colaboração com a NGK Insulators. Essas duas empresas foram responsáveis pela comercialização da tecnologia. As unidades típicas possuem uma potência nominal de 50 kW e uma capacidade de armazenamento de 400 kWh (BREEZE, 2019).

Constituídas por sódio e enxofre como materiais do ânodo e cátodo, respectivamente, utilizam cerâmica *beta* – Al_2O_3 como eletrólito e separador. Durante a fase de descarga, o material do ânodo sofre corrosão, liberando íons Na^+ , enquanto no cátodo ocorre a liberação de ânions S^{2-} . A membrana facilita a liberação de Na^+ no ânodo e a captura de S^{2-} no cátodo, desencadeando a formação de polissulfureto de sódio e, posteriormente, revertendo a reação para gerar Na e S (DÍAZ-GONZALEZ, 2012).

Figura 3.20. Operação de célula/bateria NaS



Fonte: HADJIPASCHALIS (2009).

Operando a altas temperaturas, cerca de 350 °C, essas condições influenciam diretamente o desempenho do sistema de armazenamento, oferecendo vantagens como ausência de autodescarga, baixos custos de manutenção e possibilidade de

reciclagem dos materiais. Contudo, a natureza exotérmica da reação exige um equilíbrio cuidadoso entre a energia fornecida e o desempenho geral da bateria para evitar reduções significativas na eficiência (BREEZE, 2019).

As baterias de sódio-enxofre se destacam por uma das respostas mais rápidas do mercado, com uma velocidade de inicialização reivindicada de apenas 1 milissegundo, ressaltando sua aplicabilidade em sistemas que exigem alta reatividade e confiabilidade a longo prazo (BREEZE, 2019).

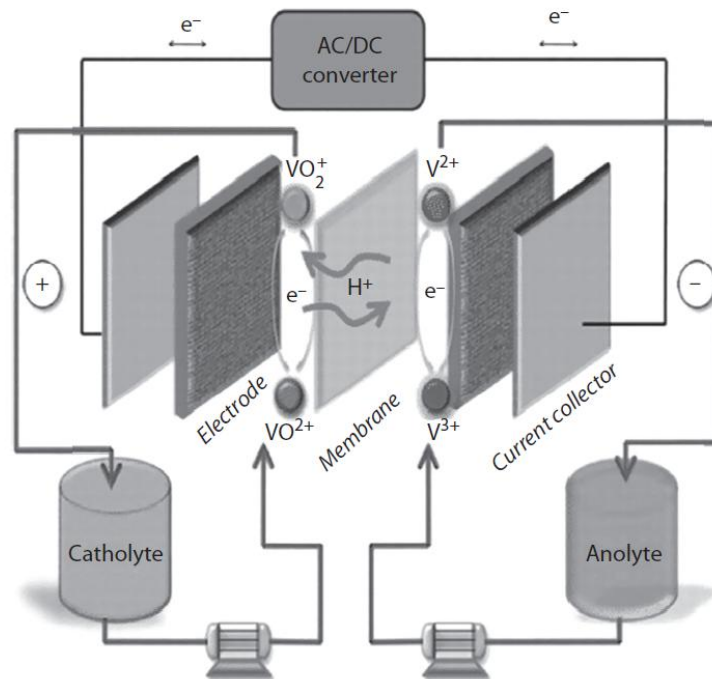
Pesquisas indicam que a redução das resistências no eletrólito pode melhorar a eficiência da bateria, diminuindo as perdas internas e potencializando seu desempenho, o que destaca a importância de inovações contínuas para superar desafios técnicos e otimizar a aplicação das baterias *NaS* em sistemas de armazenamento de energia de grande escala.

iv. Fluxo de Vanádio

A bateria de fluxo de vanádio (VFB) é um tipo de bateria recarregável que utiliza íons de vanádio (V) em diferentes estados de oxidação para armazenar energia potencial química. A pesquisa sobre VFBs começou na Universidade de New South Wales (UNSW) em 1984, liderada pela Prof^a. Skyllas-Kazacos. Seu trabalho concentrou-se na estabilidade do eletrólito de vanádio em altas concentrações e na produção de eletrólitos a partir de matérias-primas. Em 1998, os direitos de propriedade intelectual foram vendidos para a Pinnacle VRB, e a Sumitomo Electric Industries desenvolveu ainda mais a tecnologia, licenciada pela Pinnacle VRB (YANG, 2015).

As VFBs são especialmente vantajosas devido à sua simplicidade de design e facilidade de operação, permitindo um design independente de taxa de potência e capacidade de armazenamento. Eles têm uma longa vida útil do ciclo, gerenciamento térmico ativo mais viável e são robustos contra condições como sobrecarga, descarga profunda e ciclagem de estado de carga parcial. A capacidade de uma VFB pode ser recuperada, e elas são consideradas seguras em comparação com outros sistemas de bateria sólida, principalmente devido ao eletrólito aquoso operando em temperatura e pressão ambiente (YANG, 2015).

Figura 3.21. Princípios de um VFB



Fonte: ZHANG (2018).

Recentemente, o Laboratório Nacional do Noroeste do Pacífico (PNNL) dos EUA desenvolveu um novo eletrólito de vanádio, prometendo aumentar a capacidade de armazenamento de energia em 70%. A nova solução usa ácido clorídrico e ácido sulfúrico como eletrólitos de suporte, permitindo uma faixa de operação de temperatura mais ampla e uma concentração maior de íons de vanádio (ZHANG, 2018).

No entanto, as VFBs têm uma relação energia-volume relativamente baixa, limitada pela solubilidade dos íons de vanádio no eletrólito, e a necessidade de circular eletrólitos líquidos aumenta a complexidade do sistema. As desvantagens tornam as VFBs inadequadas para aplicações móveis e portáteis, sendo mais adequadas para instalações fixas de grande porte.

As baterias de fluxo de vanádio (VFBs) são aplicadas principalmente em áreas como energia renovável, nivelamento de carga e redução de overshoots na rede elétrica, microgrids e energia de reserva. Desde 1997, várias instalações significativas foram realizadas globalmente, começando com uma bateria de 200 kW/800 kWh no Japão, até sistemas mais recentes como uma bateria de 1 MW/5 MWh associada a um campo fotovoltaico concentrado (CPV) no Japão. Além disso, um sistema significativo de 15 MW/60 MWh foi instalado em Hokkaido, representando uma das maiores baterias de fluxo de vanádio em operação (ZHANG, 2018).

Desde 1999, a SEI no Japão concluiu mais de 20 sistemas de demonstração VRB em uma ampla gama de aplicações, incluindo armazenamento de energia eólica, energia de reserva de emergência e nivelamento de carga. Em 2005, um sistema VRFB de 4 MW/6 MWh foi construído em Hokkaido para um parque eólico de 36 MW, marcando um avanço significativo nas aplicações de VFB. Mais recentemente, um sistema de

geração/armazenamento de energia elétrica de classe megawatt com uma VFB e o maior campo CPV do Japão entrou em operação em 2012 (ZHANG, 2018).

A aplicação de baterias de fluxo de vanádio (VFBs) na integração de energias renováveis tem demonstrado avanços significativos, especialmente na China, onde um sistema VFB de 5 MW/10 MWh foi instalado em Liaoning para complementar um parque eólico de 50 MW. Esse sistema, o maior do mundo até 2015, teve como principais funções suavizar a produção de energia eólica e aprimorar o plano de geração, demonstrando eficácia na redução de flutuações de energia comparado a outras estações de armazenamento (ZHANG, 2018).

Em 2016, a Administração Nacional de Energia da China aprovou um projeto de estação de armazenamento de energia de 200 MW/800 MWh em Dalian, focado em nivelamento de carga e suavização de picos de demanda, além de fornecer energia reserva crítica e permitir a partida autônoma de usinas quando necessário. Prevista para integração à rede até o final de 2018, essa estação representa um marco significativo na adoção de VFBs para gestão de energia em grande escala (ZHANG, 2018).

As microrredes representam uma aplicação inovadora das VFBs, proporcionando uma rede elétrica descentralizada que atende a objetivos locais específicos, como confiabilidade e redução de emissões de carbono. Um exemplo notável é uma microrrede inteligente construído em Osaka, Japão, em 2011, que combina uma unidade de geração de energia renovável com um sistema VFB, estabilizando fontes renováveis e garantindo fornecimento de energia de alta qualidade (ZHANG, 2018).

Projetos off-grid, particularmente em regiões remotas sem acesso à rede elétrica nacional, também se beneficiam das VFBs, demonstrando a versatilidade e o potencial desses sistemas em uma variedade de contextos de aplicação, desde suporte a estações de base de comunicação até a melhoria da qualidade de energia em locais isolados, como a implementação de um projeto na Ilha Snake em Dalian pela Rongke Power. Essas iniciativas destacam o papel crescente das VFBs no suporte a energias renováveis e na melhoria da gestão e qualidade de energia em diversas escalas e configurações (ZHANG, 2018).

3.2.2. Armazenamento mecânico

Os sistemas de armazenamento de energia mecânica (MES, na sigla em inglês) desempenham um papel vital na gestão e otimização dos recursos energéticos. Esses sistemas funcionam por meio da conversão de energia elétrica em energia mecânica utilizando princípios de potencial, cinética ou até mesmo de gás pressurizado. Posteriormente, a energia mecânica é convertida de volta em energia elétrica, facilitando assim o equilíbrio entre oferta e demanda. Essa capacidade de transformação rápida e eficiente torna os MES particularmente úteis, pois permitem que a energia armazenada seja prontamente disponibilizada em forma elétrica ou mecânica. Dentre os tipos mais comuns de sistemas de armazenamento de energia mecânica, destacam-se o armazenamento hidrelétrico bombeado (PHS), o armazenamento por volante de inércia (FES), o armazenamento de energia por ar

comprimido (CAES) e os sistemas de armazenamento de energia por gravidade (GES). Cada uma dessas tecnologias apresenta características únicas que contribuem para a diversificação e resiliência do sistema energético, oferecendo soluções escaláveis e adaptáveis às necessidades de armazenamento e gestão de energia (OLABI, 2021).

i. Bombeamento hidráulico

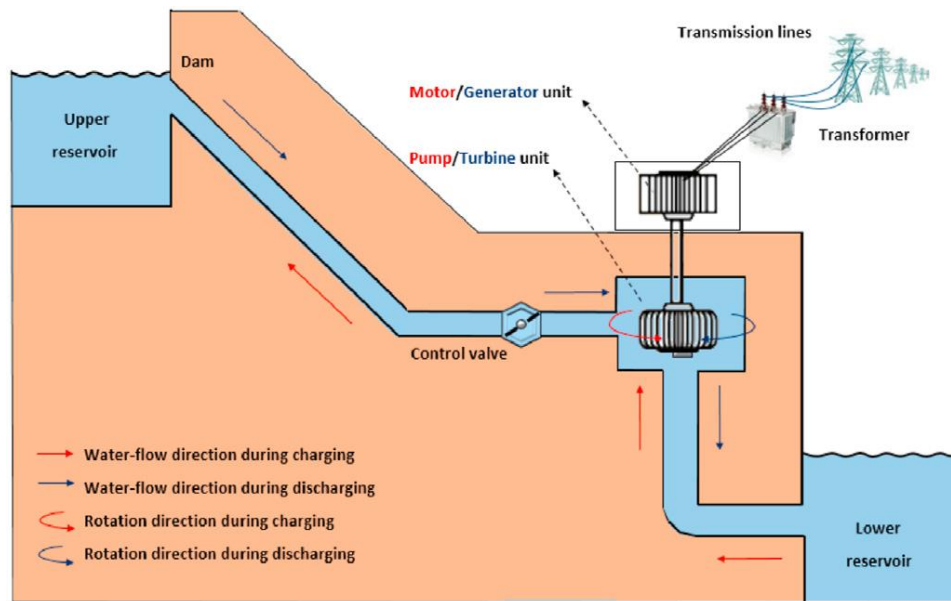
O Armazenamento Hidráulico Bombeado (PHS) representa uma das formas mais maduras e amplamente implementadas de armazenamento de energia em larga escala. Esse sistema armazena energia potencial por meio de diferenças de altura entre dois reservatórios de água, destacando-se a geração hidrelétrica convencional pela sua capacidade de bombear água do reservatório inferior para o superior, permitindo o armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda e sua conversão de volta em energia elétrica quando a demanda é alta (OLABI, 2021).

O PHS é uma inovação centenária na área de armazenamento de energia, que remonta aos primeiros casos conhecidos na Itália e na Suíça na década de 1890. Esta tecnologia chegou aos Estados Unidos em 1930, marcando o início de sua expansão global. Hoje, as instalações de PHS podem ser encontradas ao redor do mundo, atestando sua eficácia e importância no armazenamento de energia hidrelétrica.

As instalações de PSH operam de maneira semelhante às usinas hidrelétricas convencionais, mas com a capacidade de reutilizar a mesma água repetidamente. Quando a demanda por energia da planta é alta, a água é liberada do reservatório superior, descendo por gravidade através de turbinas que rotacionam geradores para produzir eletricidade. Essa água é então coletada no reservatório inferior, onde permanece até que a demanda por eletricidade diminua. Neste momento, as turbinas operam em sentido inverso para bombear a água de volta ao reservatório superior, permitindo que ela seja novamente utilizada para geração de eletricidade quando necessário.

Durante períodos de alta oferta de eletricidade, como durante o dia com a geração solar, ou de baixa demanda, a água é bombeada do reservatório inferior para o superior. Em contrapartida, em momentos de oferta reduzida de eletricidade e/ou alta demanda, como à noite quando a energia solar não está disponível, a água do reservatório superior é liberada para o inferior, gerando eletricidade ao passar pela turbina. Este processo demonstra a flexibilidade e a capacidade do PSH de atuar como uma "bateria gigante", armazenando energia para liberá-la conforme a necessidade, contribuindo significativamente para a estabilização da rede e para a integração de energias renováveis.

Figura 3.22. Sistema de armazenamento por bombeamento hidráulico



Fonte: PAVLOS (2017)

Segundo a edição de 2023 do Hydropower Market Report (EERE, 2023), o PHS representa atualmente 96% de toda a capacidade de armazenamento de energia em larga escala nos Estados Unidos. Com 43 instalações de PHS operacionais, os Estados Unidos reconhecem o potencial para mais que dobrar essa capacidade mediante a adição de novas plantas de PHS. Este potencial sublinha a importância do PHS não apenas como uma solução comprovada para o armazenamento de energia, mas também como um componente crítico para o futuro da geração de energia renovável e da estabilidade da rede elétrica.

A relevância do PHS é amplificada pela sua capacidade de fornecer armazenamento de energia em larga escala e de alta eficiência, oferecendo soluções para os desafios de integração de fontes de energia renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, ao sistema elétrico. Além disso, o PHS contribui para a regulação da frequência da rede e para o fornecimento de reserva de energia, desempenhando um papel vital na manutenção da confiabilidade e segurança energética.

A expansão contínua do PHS ao redor do mundo reflete não apenas sua viabilidade técnica, mas também a crescente necessidade de soluções de armazenamento de energia flexíveis e escaláveis que possam apoiar a transição para um futuro energético mais sustentável e resiliente.

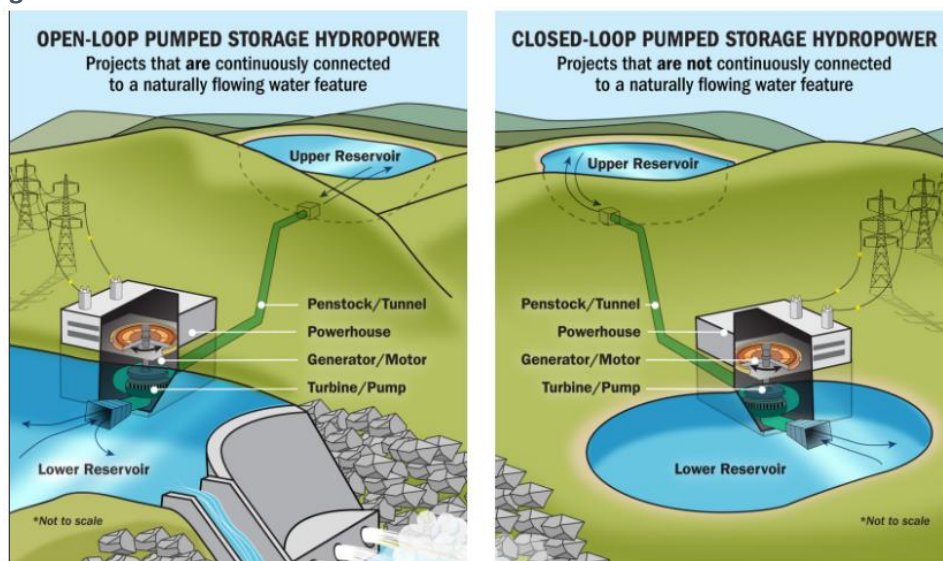
Além das características gerais do PHS, é importante distinguir entre as duas configurações principais desse sistema de armazenamento: sistemas em circuito aberto e em circuito fechado.

Os sistemas em circuito aberto (*Open-Loop* PHS) possuem uma conexão hidrológica contínua com um corpo de água natural, como um rio ou lago. Por essa razão, durante o processo de bombeamento e geração, há um intercâmbio de água entre os reservatórios do PHS e o ambiente natural externo. A vantagem dessa

configuração é a capacidade de aproveitar as variações naturais no fornecimento de água; no entanto, pode apresentar desafios em termos de impacto ambiental e gestão dos recursos hídricos.

Os sistemas em circuito fechado (*Closed-Loop PSH*), diferentemente dos sistemas em circuito aberto, não têm conexão com corpos de água naturais. Os reservatórios são isolados do ambiente externo, minimizando o impacto sobre os ecossistemas locais e permitindo um controle mais rigoroso do volume de água utilizado. Esta configuração é particularmente benéfica em locais onde a conservação dos recursos hídricos é crítica ou onde o impacto ambiental de novos reservatórios deve ser minimizado.

Figura 3.23. Sistema de armazenamento PHS de circuito aberto e circuito fechado



Fonte: EERE (2024).

A escolha entre circuito aberto e fechado depende de vários fatores, incluindo considerações ambientais, disponibilidade de locais apropriados, necessidades de gestão de água e impacto no ecossistema. Enquanto os sistemas em circuito aberto podem ser mais fáceis de integrar em algumas paisagens, os sistemas em circuito fechado oferecem vantagens significativas em termos de mitigação de impactos ambientais e flexibilidade de localização.

Apesar de suas vantagens, o PHS enfrenta desafios significativos, como alto custo de capital (de 100 milhões a 3 bilhões de dólares ou 600 a 2000 \$/kW), impactos ambientais devido à inundação de grandes áreas de terra para a criação de reservatórios e longo tempo de desenvolvimento de projeto (tipicamente 10 anos). Esses fatores geralmente limitam o PHS a aplicações de alta potência. Além disso, a baixa modularidade do PHS em escalas de potência pequenas (kW a MW) pode restringir sua capacidade de mitigar apenas as flutuações do vento sem outros propósitos adicionais, como o aplainamento de picos e a estabilidade da rede (OLABI, 2021).

Do ponto de vista sistêmico, o sistema interligado nacional atribui ao Brasil uma grande vantagem sobre outras localidades em relação ao armazenamento por meio de

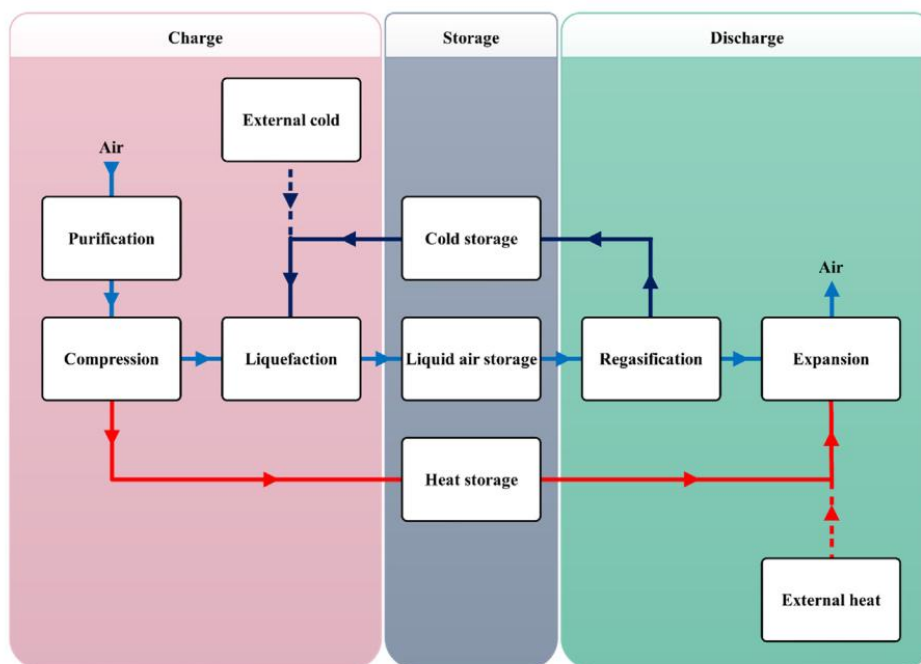
reservatórios, dada a presença e relevância do parque gerador hidroelétrico. Ainda que poucas usinas tenham esta capacidade de reversão, a estratégia de armazenamento nos reservatórios em períodos de abundância energética (proveniente de outras fontes não controláveis como podem ser a energia proveniente da conversão solar e eólica) pela redução do despacho das usinas, promove, igualmente, o armazenamento da água. Neste caso, com a enorme vantagem de se evitar o impacto e custo das perdas pela eficiência dos sistemas de bombeamento. Silenciosamente, tal recurso de armazenamento já tem demonstrado valor como um habilitador da expansão do sistema com novos recursos renováveis e GD, todavia vale destacar que esta vantagem também se atribui a novos empreendimentos de GD ou não, mesmo sem bombeamento, e que o desempenho do armazenamento hidroelétrico pode ser aprimorado com um planejamento adequado, tanto para o despacho diário (onde inclusive algumas centrais de pequeno porte ou fio d'água podem acumular em um pequeno desnível) como para o longo prazo mantendo o estoque otimizado para garantir segurança energética e maior produtividade específica (i.e. maior produção de eletricidade por cada m^3/s de vazão turbinada).

ii. Ar líquido

O sistema de Armazenamento de Energia em Ar Líquido (LAES) representa um avanço significativo na tecnologia de armazenamento de energia, funcionando com princípios semelhantes aos sistemas de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES), mas operando a pressões mais elevadas e temperaturas mais baixas para liquefazer o ar. Esse processo visa aumentar a densidade de armazenamento e facilitar a estocagem. O LAES se destaca por utilizar eletricidade excedente da rede ou gerada por fontes renováveis para purificar, comprimir e liquefazer o ar, armazenando-o posteriormente a temperaturas criogênicas. Durante o período de demanda de pico, o ar líquido armazenado é bombeado e utilizado para gerar eletricidade, aproveitando a energia térmica gerada no processo de compressão do ar.

O LAES utiliza um processo sofisticado para purificar, pressurizar, resfriar e, finalmente, liquefazer o ar, com o objetivo de alcançar uma densidade energética elevada para armazenamento. Durante a fase de armazenamento, o ar líquido é mantido em tanques isolados a temperaturas criogênicas (cerca de -200°C), enquanto o calor recuperado durante o processo de resfriamento é armazenado separadamente. Na fase de descarga, o ar é bombeado para altos níveis de pressão, aquecido, gasificado e expandido através de turbinas para gerar eletricidade, com a opção de utilizar o calor armazenado na fase de carga para pré-aquecer o fluxo de ar líquido antes da expansão, aumentando assim a eficiência do ciclo.

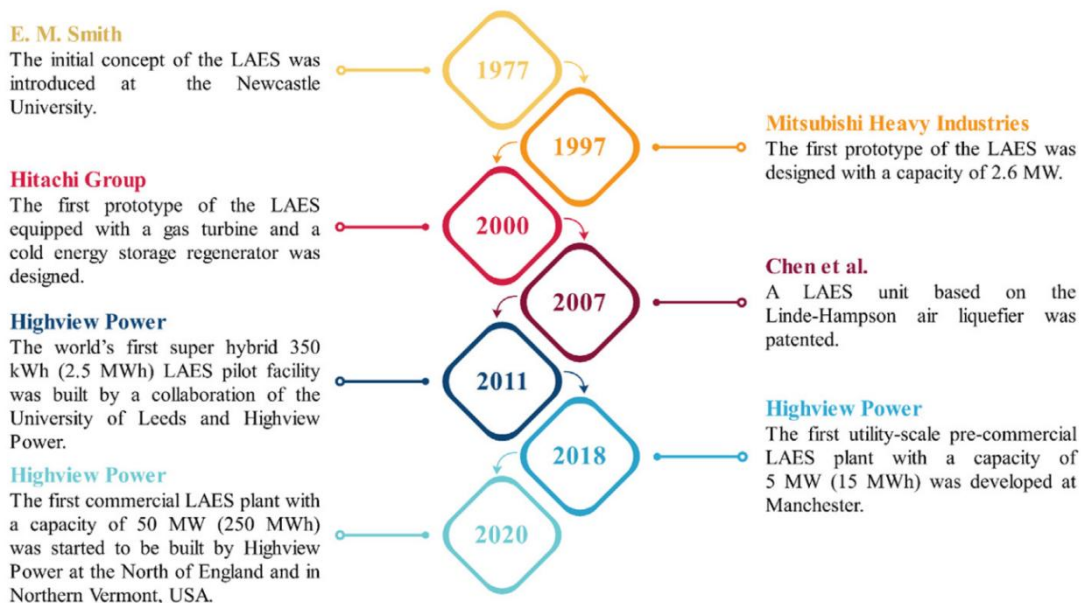
Figura 3.24. Diagrama de blocos simplificado de armazenamento de energia de ar líquido



Fonte: ROUSHENAS (2023).

A história do desenvolvimento do LAES remonta ao final do século 19, com avanços significativos ao longo do século 20, levando à proposição do conceito de LAES em meados do século 20, principalmente para aplicações de armazenamento de energia e corte de picos de demanda. O LAES é composto por três estágios: carregamento, armazenamento e descarga, e apresenta como um dos seus principais benefícios a alta densidade de armazenamento energético e a capacidade de armazenar tanto energia na forma de ar líquido quanto energia térmica (quente e fria).

Figura 3.25. Cronograma de desenvolvimento do armazenamento de energia no ar líquido

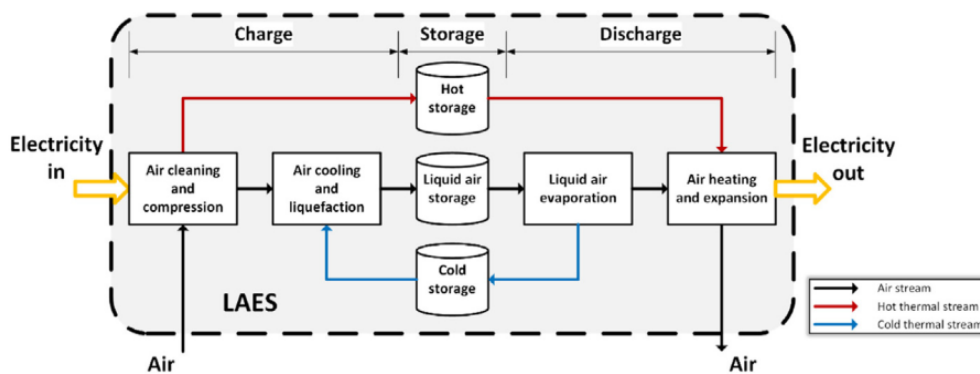


Fonte: BORRI (2021).

Os sistemas LAES podem ser configurados de forma independente, utilizando apenas eletricidade fora de pico ou excedente de fontes renováveis, ou em formatos híbridos, integrando-se a outros processos térmicos externos para melhor aproveitamento das fontes de energia térmica. Esses sistemas híbridos oferecem vantagens como melhor eficiência, aproveitamento de energias térmicas residuais de fontes próximas e aumento da potência e flexibilidade de sistemas tradicionais de geração de energia. No entanto, a hibridização pode aumentar a complexidade do sistema, exigindo estratégias operacionais específicas e apresentando desafios que têm sido explorados na literatura principalmente através de análises termodinâmicas e econômicas, estudos de sensibilidade e otimização de processos.

Embora existam diversas metodologias para a liquefação do ar e sua utilização na recuperação ou geração de energia, a Figura X representa um sistema LAES direto típico que ilustra o processo de forma geral.

Figura 3.26. Fluxograma do princípio de funcionamento de um sistema LAES típico



Fonte: VECCHI (2021).

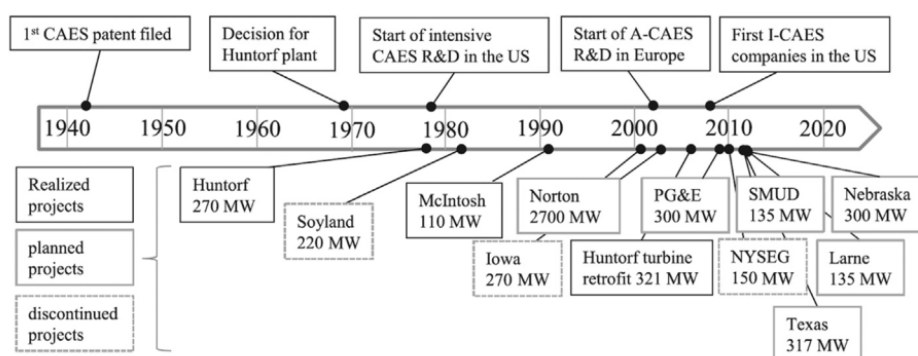
Apesar de os sistemas LAES não se destacarem em termos de eficiência energética (cerca de 60%), eles oferecem alta densidade energética (até 250 Wh/kg) e uma expectativa de vida útil prolongada, com milhares de ciclos de carga e descarga. Além disso, apresentam uma relação custo-efetividade competitiva (US\$ 330-660/kWh), tornando-os promissores para fins de armazenamento de eletricidade em escala de rede, variando de alguns MW a centenas de MW. Uma explicação detalhada sobre as diversas tecnologias e métodos operacionais de sistemas LAES pode ser encontrada no capítulo sobre Sistemas de Armazenamento de Energia Líquida.

iii. Ar comprimido

O Armazenamento de Energia por Ar Comprimido (CAES) é um processo em que a energia é armazenada sob a forma de ar comprimido a alta pressão em cavernas. As cavernas podem ser criadas em formações de sal ou rocha, ou utilizar cavidades existentes, como estratos de aquíferos. Em locais onde essas formações geológicas não estão disponíveis, tanques de aço de alta pressão são algumas vezes instalados sob o solo, implicando em custos de sistema mais elevados (KOOHI-FAYEGH, 2020).

As instalações de CAES, que podem variar de alguns quilowatts a centenas de megawatts, oferecem durações de carga e descarga de energia de minutos a dias, com tempos de resposta moderados e bom desempenho em carga parcial. A inovação em CAES remonta à metade do século XX, com o patenteamento de S. Laval em 1949 para armazenamento de energia em cavernas subterrâneas, marcando o início da era das aplicações de CAES (KOOHI-FAYEGH, 2020).

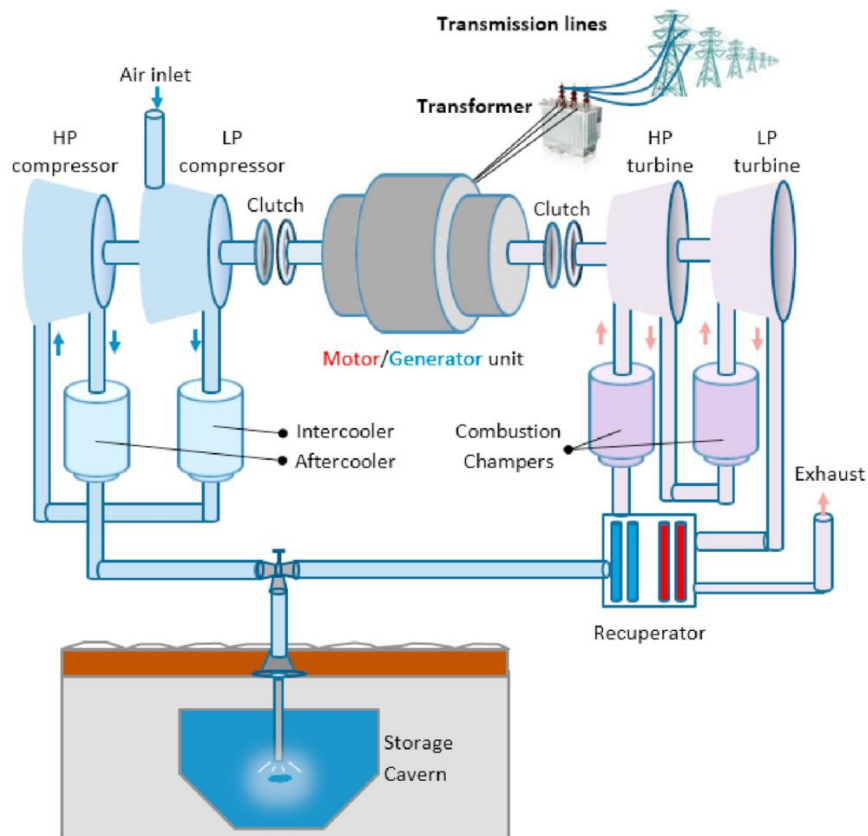
Figura 3.27. Projetos de pesquisa e desenvolvimento e CAES em escala piloto ao longo da história



Fonte: BUDT (2016).

O sistema CAES armazena energia ao comprimir ar e guardá-lo em cavernas subterrâneas ou minas abandonadas durante períodos de excesso de oferta energética. Durante períodos de baixa demanda energética, a energia é armazenada comprimindo o ar em um espaço hermético, tipicamente entre 4 e 8 Mpa. Para extrair a energia armazenada, o ar comprimido é retirado do reservatório, aquecido e depois expandido através de uma turbina de alta pressão. O ar é então misturado ao combustível e queimado com o escapamento, expandido através de uma turbina de baixa pressão. Ambas as turbinas de alta e baixa pressão estão conectadas a um gerador para produzir eletricidade (CHEN, 2009).

Figura 3.28. Diagrama esquemático do sistema de armazenamento de energia de ar comprimido



Fonte: PAVLOS (2017).

O CAES é projetado para operar diariamente, respondendo eficientemente a condições de carga parcial e podendo rapidamente alternar entre modos de geração e compressão. As plantas de CAES podem responder a variações de carga para fornecer acompanhamento de carga, sendo projetadas para sustentar ciclos frequentes de partida/parada.

Dependendo do manejo térmico durante a compressão e antes da etapa de expansão, existem três tipos de sistemas CAES: isotérmico, diabático e adiabático. Os dois únicos sistemas comerciais de CAES existentes, localizados em Huntorf, Alemanha, e McIntosh, Alabama, EUA, ambas baseadas no método diabático. Esse método difere das turbinas a gás convencionais ao separar o processo de compressão do ar de combustão do ciclo da turbina a gás, permitindo uma operação mais eficiente. Essencialmente, ao desacoplar a compressão do trabalho da turbina, essas instalações conseguem gerar até três vezes mais energia para a mesma quantidade de entrada de gás natural. Isso não só melhora a eficiência energética, reduzindo o consumo específico de gás, como também diminui as emissões de CO₂ em 40 a 60%. A eficiência energética varia de aproximadamente 42% sem recuperação de calor residual para cerca de 55% com sua utilização (ACP, 2024).

Alternativamente, o método adiabático, que ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento, promete eficiências ainda maiores, até 70%, pela recuperação e reutilização do calor gerado na compressão durante a expansão da turbina. Este avanço

poderia eliminar a necessidade de queima de gás natural adicional para aquecer o ar descomprimido, representando um potencial significativo para melhorias futuras na eficiência do CAES (ACP, 2024).

No caso do CAES Isotérmico é uma inovação emergente que procura superar as restrições dos sistemas tradicionais de CAES, tanto diabáticos quanto adiabáticos. A tecnologia diferencial do CAES Isotérmico reside na sua capacidade de manter a temperatura do ar constante durante as fases de compressão e expansão, possibilitando uma maior eficiência no armazenamento e recuperação de energia.

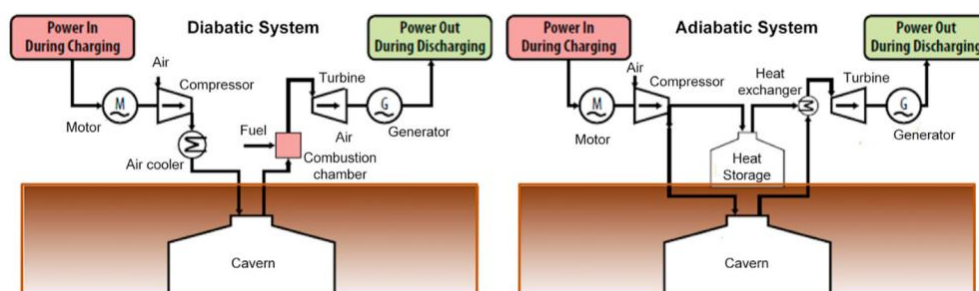
Diferente do CAES tradicional, que necessita de múltiplas etapas para manipular a temperatura do ar comprimido, o método isotérmico se esforça para alcançar a compressão e expansão do ar em uma única etapa, visando melhorar a eficiência de ida e volta e reduzir custos associados ao processo. Idealmente, esse método elimina a necessidade de armazenar o calor da compressão externamente, representando uma abordagem mais direta e eficiente (ACP, 2024).

No entanto, o CAES Isotérmico enfrenta desafios tecnológicos significativos, principalmente relacionados à gestão térmica durante a compressão e expansão, que exige uma grande área de superfície de contato para a transferência de calor eficaz. Apesar desses desafios, soluções inovadoras, como a injeção de finas gotículas de água no pistão, estão sendo exploradas para manter o processo o mais isotérmico possível.

Independentemente do método utilizado, o CAES requer locais de armazenamento de grande volume devido à baixa densidade de armazenamento do ar comprimido. Cavernas de sal artificiais, aquíferos naturais ou campos de gás natural esgotados são considerados locais viáveis, cada um com suas vantagens e desafios específicos.

O desenvolvimento e a implantação de plantas CAES destacam-se como alternativas viáveis às PHS, com custos de capital e operacionais competitivos. A integração de avanços tecnológicos, como o aproveitamento eficiente do calor residual e a modularidade no design da planta, promete expandir ainda mais o potencial do CAES como uma solução de armazenamento de energia elétrica sustentável e eficiente.

Figura 3.29. Diagrama do sistema de armazenamento de energia de ar comprimido diabático e adiabático



Fonte: FUCHS (2015).

Embora as tecnologias de CAES sejam maduras, elas continuam sendo objeto de estudos que visam identificar como suas eficiências atuais (42-55%) podem ser melhoradas. Modelos de simulação dinâmica para CAES diabático, que envolvem a formulação dos balanços de massa e energia dentro do armazenamento, foram desenvolvidos para validar operações diárias típicas e fornecer insights comparando as suposições adiabáticas e isotérmicas dentro da caverna (KOOHI-FAYEGH, 2020).

Quadro 3.4. Vantagens e desvantagens do CAES

Vantagens	Desvantagens
Os sistemas CAES podem ser facilmente otimizados para se adequar a qualquer local específico.	A eficiência do sistema é relativamente baixa. Algumas demonstrações conseguiram eficiências de até 75%, no entanto, outras mostraram eficiências tão baixas quanto 40%.
São capazes de partidas a frio, ou seja, podem iniciar a operação a partir de condições de desligamento sem depender da rede para energia.	As cavernas subterrâneas são vistas como riscos pelas empresas de utilidade pública.
Proporcionam um grande benefício econômico, pois armazenam energia enquanto a demanda é baixa (energia a menor custo) e fornecem essa energia em períodos de pico de demanda, quando o custo é maior.	Tempo de resposta lento.
A exploração deste método de armazenamento pode levar à criação de oportunidades de emprego em relação aos recursos humanos necessários para a execução.	-
Possuem alta capacidade de armazenamento de energia e saída de potência.	-
Possuem alta duração de descarga na capacidade máxima de saída de potência.	-

Fonte: SALKUTI (2018).

iv. Volante de inércia

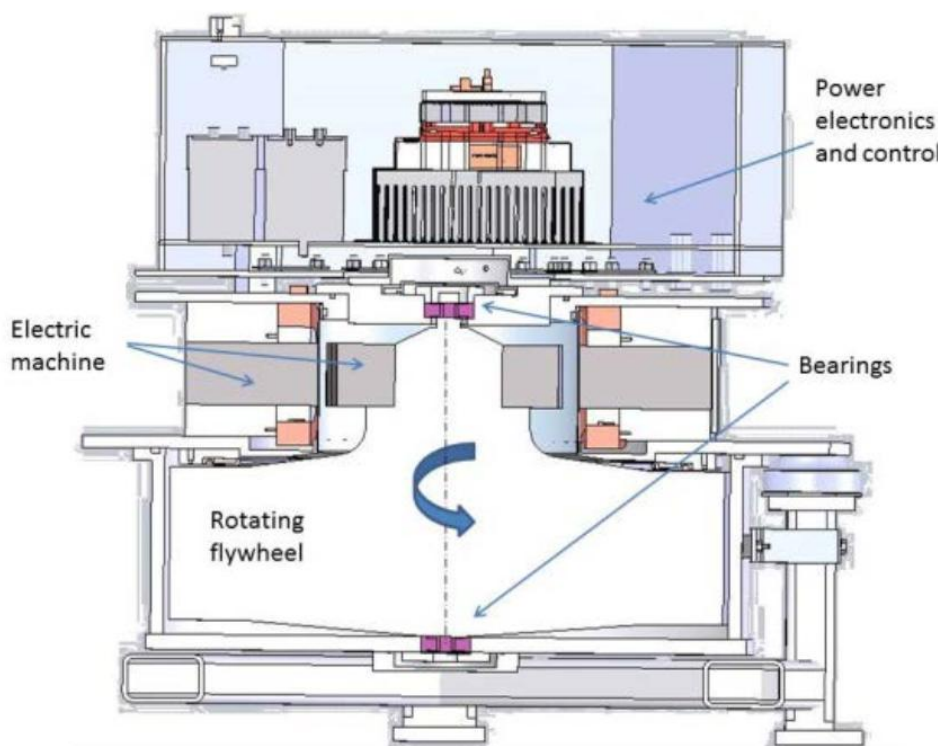
O sistema de Armazenamento de Energia por Volante de Inércia (do inglês Flywheel Energy Storage System – FESS) representa uma solução avançada para o armazenamento de energia cinética, utilizando um volante acionado por uma máquina elétrica que pode funcionar tanto como motor quanto gerador. Este sistema inclui eletrônica de potência para conduzir a máquina e conectar-se à rede elétrica ou carga. Os FESS oferecem uma solução dinâmica para o armazenamento de energia cinética, utilizando uma máquina elétrica—que pode empregar tecnologias como ímãs permanentes, máquinas assíncronas e de relutância—para acionar um volante. Este sistema permite funcionar tanto como motor quanto gerador, com a eletrônica de potência facilitando a conexão com a rede elétrica ou cargas específicas. O sistema

opera aplicando um torque para acelerar o volante até altas velocidades, armazenando assim energia cinética. Inversamente, a energia é liberada aplicando um torque negativo, desacelerando o volante e devolvendo energia à rede ou carga (EERA 2016).

Os desenvolvimentos na tecnologia FESS levaram à classificação em dois grupos principais baseados na composição material do volante:

- Volantes metálicos: operam tipicamente em velocidades mais baixas (abaixo de 10.000 rpm) com sistemas de levitação magnética para contrabalancear seu peso, tornando-os adequados para aplicações estacionárias onde o peso não é um fator crítico (EERA, 2016).
- Volantes de materiais compostos: alcançam velocidades mais altas (até 50.000 rpm) e são feitos de materiais como fibras de carbono, oferecendo alta resistência mecânica e menor densidade. Embora ofereçam maiores densidades energéticas, seu custo elevado e complexidade de fabricação limitam seu uso a aplicações específicas onde o custo não é uma questão crítica (EERA, 2016).

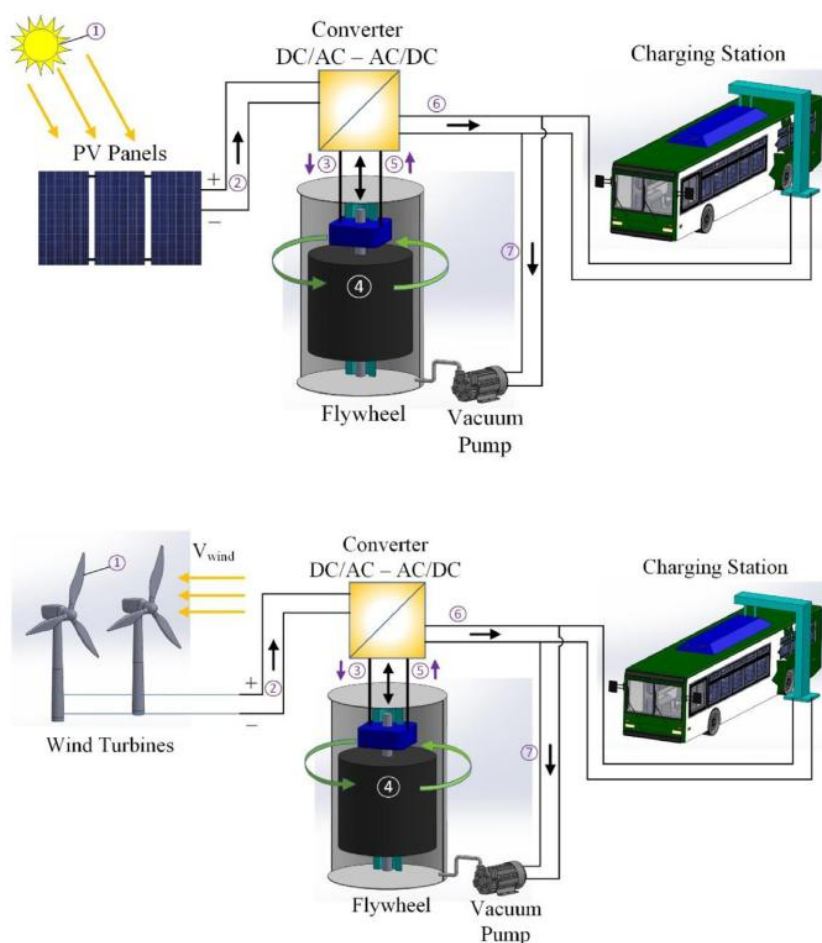
Figura 3.30. Esquema Básico de Armazenamento de Energia Cinética baseado em *Flywheel*



Fonte: EERA (2016).

A tecnologia dos volantes de inércia é considerada madura e está bem estabelecida no mercado industrial, com mais de 20 fabricantes identificados. Embora TRL tenha alcançado o nível de 9 em alguns produtos comerciais, há espaço para melhorias em termos de custos de fabricação e equipamento para torná-la competitiva com outras soluções de armazenamento de energia.

Figura 3.31. Uma estação de carregamento rápido ligada ao FESS com energia primária renovável



Fonte: ERDEMIR (2020).

A tecnologia de volante é caracterizada por tempos de descarga relativamente curtos e uma limitada classificação de potência do sistema. Os tempos de descarga curtos podem ser vistos tanto como uma vantagem quanto uma desvantagem: tempos curtos permitem que a tecnologia seja usada para aplicações de qualidade de energia, mas limitam seu uso em aplicações de grande escala. No entanto, a agregação de vários volantes em uma instalação maior pode cobrir parte deste problema.

Quadro 3.5. Vantagens e desvantagens do FESS

Vantagens	Desvantagens
Independência entre Potência e Energia – A capacidade de ajuste quase independente entre armazenamento de energia e potência de saída.	Complexidade dos Rolamentos Duráveis e de Baixa Perda – Exige rolamentos de alta qualidade para minimizar perdas e garantir durabilidade.
Resposta Rápida à Demanda de Potência – Capacidade de responder imediatamente às variações na demanda de energia.	Limites de Estresse Mecânico e Fadiga – Desafios de integridade estrutural em altas velocidades de rotação devido ao estresse mecânico e fadiga.

Alta potência e densidade energética – Capacidade de armazenar uma grande quantidade de energia em um espaço compacto.	Limites de Material em Velocidades de Ponta – Velocidades operacionais máximas limitadas pelas propriedades dos materiais, especialmente em velocidades próximas a 700M/sec.
Alta Vida Útil de Ciclo e Calendário – Expectativa de longa vida útil tanto em termos de ciclos quanto de duração total.	Modos de Falha Potencialmente Perigosos – Riscos significativos em caso de falha, devido à alta energia cinética armazenada.
Eficiência Geral Relativamente Alta – Boa eficiência no processo de armazenamento e recuperação de energia, apesar de algumas perdas.	Perdas Parasitas e Intrínsecas Relativamente Altas – Consideráveis perdas durante a operação, apesar da eficiência geral ser relativamente alta.
Tempo Curto de Recarga – Processo de carregamento rápido, permitindo rápida reposição da energia armazenada.	Tempos Curtos de Descarga – Capacidade limitada para fornecer energia por períodos prolongados, restringindo algumas aplicações de grande escala.

Fonte: EPRI (2002).

Os volantes são adequados para uma variedade de aplicações, incluindo transporte para reduzir emissões de CO₂, integrar energia renovável ao proporcionar estabilidade de rede, regulação de frequência e suporte de tensão, e aplicações industriais como fornecimento ininterrupto de energia, seja para garantia do fornecimento ou aumento da eficiência. A flexibilidade de instalação dos volantes, inclusive em aplicações embarcadas, destaca-se como uma vantagem significativa dessa tecnologia.

v. Gravidade

O Armazenamento de Energia por Gravidade (GES) surge como uma inovadora abordagem para superar as limitações da Energia Hidrelétrica Armazenada por Bombeamento (PHES), que, apesar de ser uma das principais formas de armazenamento de energia em grande escala, apresenta desafios relacionados ao custo de capital, impacto ambiental e necessidade de condições geográficas específicas. A ideia central do GES é utilizar o potencial da gravidade, armazenando energia ao elevar uma massa para uma posição mais alta e, posteriormente, gerar eletricidade quando essa massa é liberada para descer, acionando um gerador.

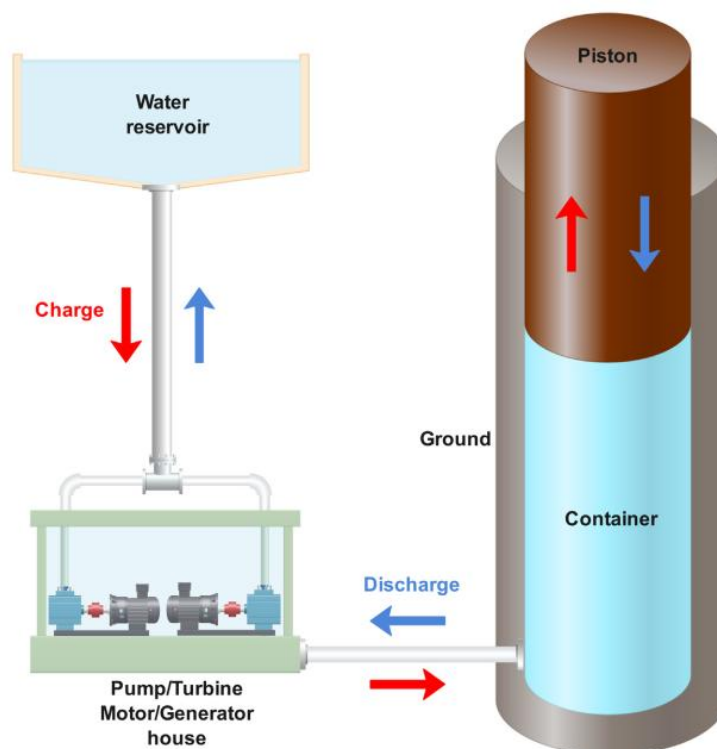
Este conceito ainda é recente e não conta com uma vasta literatura ou aplicações comprovadas em larga escala, contrastando com a PHES que é amplamente utilizada e estabelecida. As poucas publicações existentes e materiais disponíveis on-line revelam diferentes propostas para a implementação do GES, variando entre sistemas “úmidos” e “secos”. Embora ainda em estágio preliminar de desenvolvimento e reconhecimento pela comunidade científica e industrial, o GES representa uma promessa significativa para o futuro do armazenamento de energia, alavancando o princípio da gravidade sem a necessidade de uma geografia especializada, potencialmente abrindo caminho para uma implementação mais ampla e flexível desta tecnologia (ROUSHENAS,2023).

De acordo com essas fontes, a tecnologia GES pode vir em diferentes configurações, sendo classificada em configurações GES úmidas e secas. Estas tecnologias são apresentadas esquematicamente e discutidas em princípio na próxima seção.

O sistema de Armazenamento de Energia Gravitacional Hidráulico (HGES) é uma variação avançada do conceito de armazenamento de energia hidrelétrica, incorporando um pistão de grande massa dentro de um cilindro vertical. Em vez de depender de grandes massas de água em reservatórios elevados, o HGES utiliza a movimentação vertical de um pistão para armazenar e liberar energia. Durante períodos de baixa demanda de energia, a água é bombeada para elevar o pistão, armazenando energia potencial. Quando a energia é necessária, o pistão é liberado para descer, forçando a água através de uma turbina hidráulica e gerando eletricidade (ROUSHENAS, 2023).

Diferentes projetos desse sistema já foram propostos, visando otimizar o armazenamento de energia por gravidade. Cada configuração busca maximizar a eficiência e a viabilidade em ambientes variados, não dependendo estritamente de características geográficas específicas como é o caso em projetos tradicionais de PHES. Com uma abordagem engenhosa, o HGES representa um passo adiante na busca por soluções de armazenamento de energia que são tanto escaláveis quanto adaptáveis a diferentes contextos ambientais e de mercado.

Figura 3.32. Diagrama esquemático do sistema HE-HGES



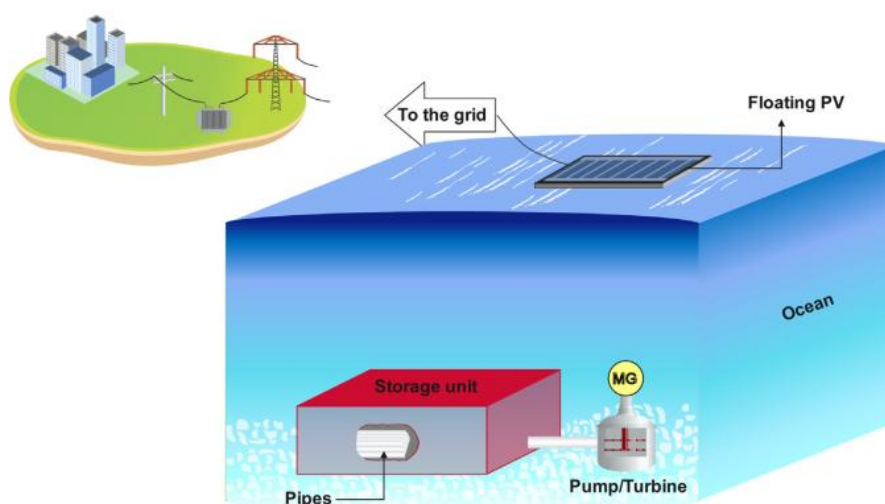
Fonte: ROUSHENAS (2023).

O Armazenamento de Energia Gravitacional em Águas Profundas (do inglês, Deep ocean gravitational energy storage – DOGES) é uma solução inovadora projetada para complementar as fazendas eólicas offshore ou usinas fotovoltaicas. O cerne do sistema é composto por um conjunto turbinado/bomba imerso, conectado a um recipiente submerso projetado para suportar as altas pressões encontradas no leito oceânico, além de equipamentos adicionais para controle e monitoramento.

O recipiente submerso pode assumir diversas formas, como um grande tanque vazio ou um conjunto modular de tubulações ancoradas por cabos. Uma configuração típica do GES oceânico é ilustrada para o tipo de tanque mencionado. Durante o período de carga, presume-se que o tanque esteja cheio de água. Com a geração excessiva de eletricidade, a energia é transferida para a bomba reversível através do cabo elétrico, e o processo de carga continua até que o tanque esteja completamente vazio. No processo de descarga, a alta pressão da água no fundo do mar, causada pelo efeito gravitacional da água salgada, cria um fluxo de alta pressão que impulsiona a bomba, agora atuando como uma turbina hidráulica. A água impulsionada pela bomba preenche o tanque até que ele esteja totalmente cheio novamente (ROUSHENAS, 2023).

O dimensionamento do DOGES é ajustável ao tamanho da planta de geração de energia offshore. Como exemplo, um recipiente de 360 m³ a uma profundidade de 1000 m poderia gerar 984 kWh com eficiência de 90%. Esse sistema representa um passo significativo na busca por soluções de armazenamento de energia altamente escaláveis e eficientes, especialmente adaptadas para complementar a produção de energia renovável em ambientes marinhos (ROUSHENAS, 2023).

Figura 3.33. Esquema 3D de um sistema DOGES conectado a um parque fotovoltaico flutuante



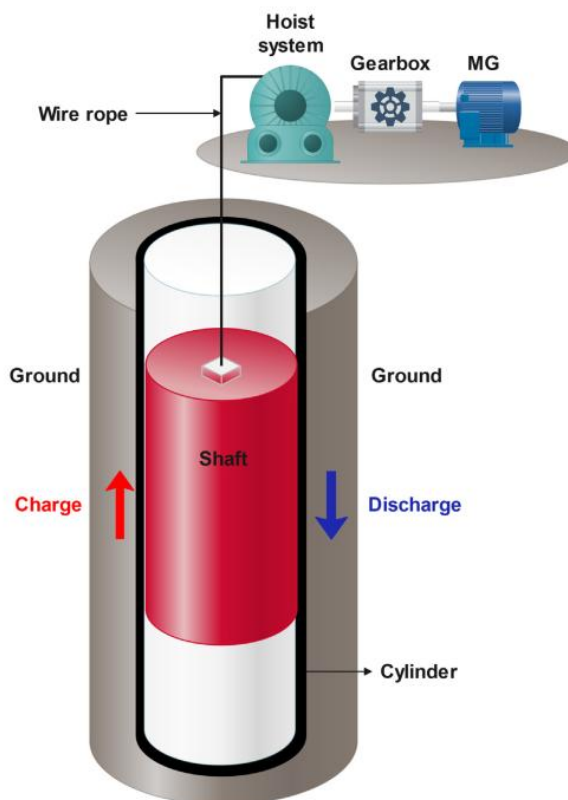
Fonte: CAZZANIGA (2017).

O conceito de Armazenamento de Energia Gravitacional Subterrâneo, conhecido também como gravitricity, baseia-se no uso de poços de minas já existentes. O uso de um caminho vertical profundo (um buraco no chão) para transportar uma grande massa (na forma de um eixo) é o principal princípio desse conceito de GES para carregar e

descarregar eletricidade. Conforme ilustrado, a pesada massa está conectada a motores elétricos reversíveis por meio de cabos. O motor eleva a massa para armazenar eletricidade no modo de carga. No modo de descarga, a massa é liberada e os cabos acionam o motor, que agora atua como gerador, produzindo eletricidade através de um processo de conversão de energia de potencial para cinética e desta para energia elétrica.

Este conceito, que era utilizado antigamente por mineiros com cabos guia e guinchos, demonstrou ter uma eficiência consideravelmente alta, na faixa de 80-90%, e uma vida útil notável, enquanto seu tempo de resposta às flutuações pode ser extremamente curto, na ordem de 1-2 segundos. Tal pesquisa atraiu um grande investimento em pesquisa para construir um protótipo de 250 kWh na África. Com essas características, o gravitricity destaca-se como uma técnica promissora e eficiente dentro das opções de sistemas de armazenamento de energia mecânica.

Figura 3.34. Ilustração de um armazenamento subterrâneo de energia gravitacional

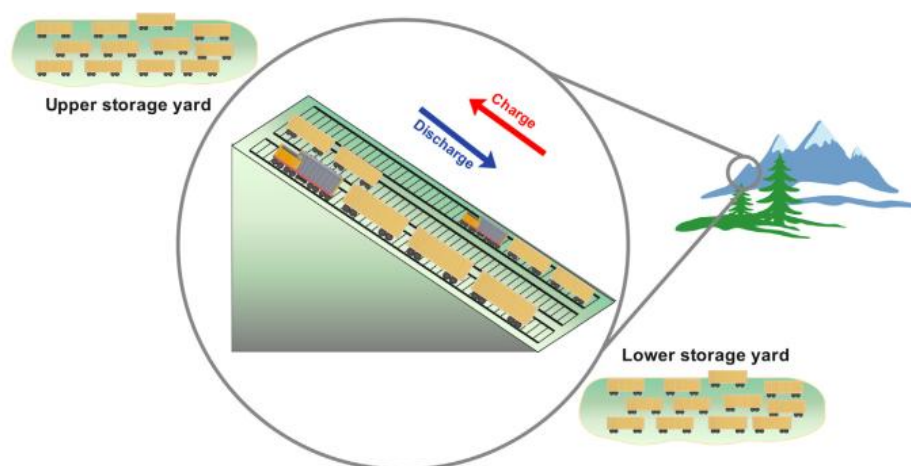


Fonte: ROUSHENAS (2023).

O Armazenamento de Energia Gravitacional Baseado em Ferrovias é uma abordagem desenvolvida pela empresa Advanced Rail Energy Storage (ARES) da Califórnia. Nesse sistema, a energia excedente de fontes renováveis ou a eletricidade fora do pico da rede é utilizada para elevar massas pesadas (blocos de concreto, neste caso) através de uma ferrovia para altitudes mais elevadas, criando assim uma grande energia potencial que pode ser liberada para conversão de energia a qualquer momento.

O sistema ARES é descrito esquematicamente como bastante adequado para armazenamento de eletricidade de longo prazo em escala utilitária, com uma vida útil de 40 anos sem degradação de desempenho e perdas térmicas. A capacidade de performance do sistema depende substancialmente do peso dos caminhões/carros de massa, bem como da inclinação e distância entre as estações superior e inferior. Em uma planta piloto em Nevada, 75.000 toneladas de peso com 210 carros de massa através de 10 trilhos múltiplos são transportados para o ponto de elevação mais alto, permitindo gerar eletricidade a uma taxa de 50 MW durante o processo de descarga.

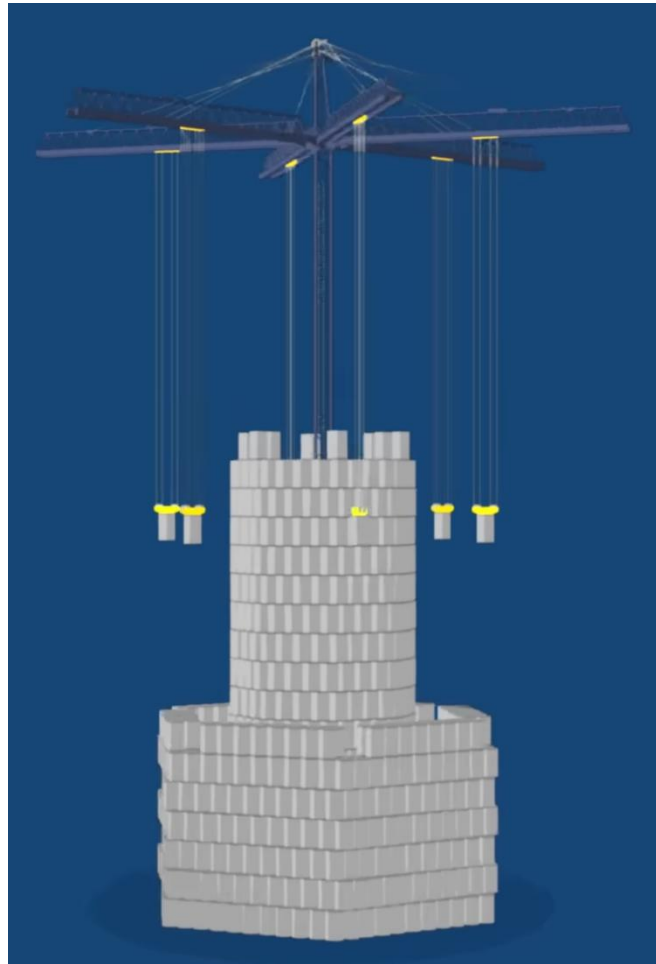
Figura 3.35. Esquema do sistema ARES



Fonte: ROUSHENAS (2023).

Em dezembro de 2023 se noticiou a conexão do projeto de armazenamento em Rudong, China. Tem se noticiado a conexão do primeiro projeto comercial de porte sistêmico (25MVA) de armazenamento gravitacional (sem bombeamento hidroelétrico) para equilibrar as variações da produção de eletricidade de fontes renováveis (JOWETT, 2024). Neste sistema de armazenamento, blocos de concreto são empilhados, com o uso de pontes rolantes, para armazenar energia e são baixados para descarregar. Segundo indicado na reportagem de Kennedy (2021) a eficiência do ciclo deve situar-se entre 80e 85% e a vida útil esperada é de 35 anos para sistemas que podem atingir entre 10 e 35 MWh de capacidade e uma potência de saída de 5MW.

Figura 3.36. Ilustração do sistema de armazenamento gravitacional com pontes rolantes



Fonte: (KENNEDY, 2021).

3.2.3. Armazenamento térmico

O armazenamento térmico de energia é um componente crítico para o avanço de sistemas energéticos eficientes e sustentáveis, atuando como uma ponte vital entre a produção e o consumo de energia. Classificados em três métodos principais, sensível, latente e termoquímico, esses sistemas oferecem soluções variadas para o armazenamento de energia térmica, cada qual com suas vantagens e desvantagens específicas. A escolha entre esses métodos depende das especificações e do tipo de aplicação desejada, seja para armazenamento de calor ou frio.

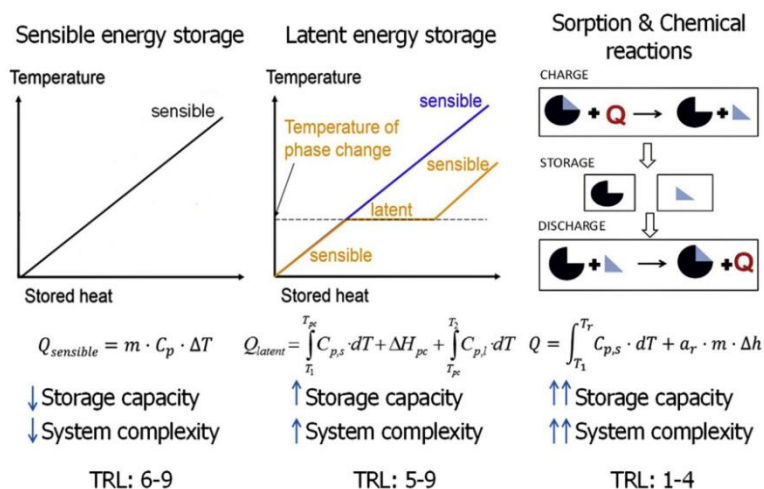
Além da classificação por método, os sistemas de armazenamento térmico também podem ser diferenciados pela duração do armazenamento, o que inclui aplicações de curto prazo, variando de minutos a várias horas, e de longo prazo, que podem se estender de alguns dias a vários meses. O armazenamento sazonal de calor e frio, em particular, emergiu como um elemento fundamental para a eficiência energética, dada a sua capacidade de equilibrar a oferta e a demanda energética ao longo de meses.

O armazenamento de energia térmica não se limita apenas à conservação do calor ou do frio recebido; inovações recentes possibilitam a conversão da eletricidade em energia térmica, que posteriormente é armazenada usando um dos três métodos mencionados. Essa abordagem abre novos caminhos para a integração de fontes de energia renováveis e a otimização dos sistemas energéticos, enfatizando a importância do armazenamento térmico na transição para um futuro energético mais limpo e sustentável.

i. Sensível

O armazenamento de energia térmica sensível (do inglês, Sensible thermal energy storage), refere-se ao método pelo qual a energia térmica é armazenada e perceptível através da variação de temperatura do material de armazenamento. Este processo pode envolver tanto o armazenamento de calor quanto de frio, manifestando-se em um aumento ou diminuição da temperatura do material, respectivamente. A seleção dos materiais para essa forma de armazenamento depende amplamente das características específicas de cada aplicação, sobretudo da faixa de temperatura que o material deve suportar durante os ciclos de carga e descarga.

Figura 3.37. Características das diferentes tecnologias de armazenamento de energia térmica, incluindo os seus níveis de prontidão tecnológica



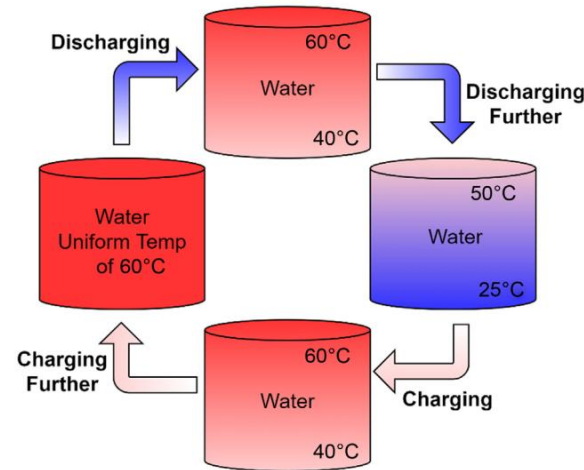
Fonte: PALACIOS (2020).

Diversos materiais, tanto em fases líquidas quanto sólidas, podem ser utilizados para o armazenamento de energia térmica sensível. A água, por suas propriedades como alta capacidade térmica, alta condutividade térmica e alta densidade, além de ser amplamente acessível e de baixo custo, emerge como uma opção otimizada para muitas aplicações. No entanto, a utilização da água enfrenta limitações devido ao ponto de ebulição de 100°C sob pressão atmosférica, exigindo sistemas de pressurização para temperaturas de armazenamento mais elevadas, o que aumenta a complexidade do sistema em termos de vedação e requisitos mecânicos. Para o armazenamento de frio em temperaturas abaixo de 0°C, a água pode necessitar de aditivos anticongelantes,

como glicol, ou ser mantida na fase sólida (gelo), o que apresenta desvantagens em comparação à água em estado líquido.

O exemplo mais comum de sistema de armazenamento térmico sensível utiliza um tanque de armazenamento de calor com água. Durante o processo de carga, o tanque atinge uma temperatura uniforme (por exemplo, 60°C) e, na descarga, a temperatura das camadas superiores permanece alta enquanto as inferiores esfriam rapidamente. O processo de descarga prossegue até que a temperatura atinja um nível mínimo, eficaz para aplicações de aquecimento. Materiais como óleos industriais, líquidos orgânicos, areia/rochas e metais também são comumente utilizados para o armazenamento de energia térmica sensível, cada um com propriedades termofísicas específicas adequadas a diferentes aplicações. A escolha do material e do sistema depende fundamentalmente das necessidades térmicas da aplicação, equilibrando fatores como capacidade térmica, condutividade e densidade com as limitações e vantagens de cada material.

Figura 3.38. Ciclo de carga/descarga de uma unidade de armazenamento sensata típica (um tanque de água quente)



Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

Quadro 3.6. Alguns materiais sensíveis de armazenamento de energia térmica e suas propriedades termofísicas (acima da faixa de temperatura de armazenamento)

Material de armazenamento	Tipo de material	Faixa de temperatura (°C)	Calor específico (kJ/kg.K a 20°C)	Densidade (kg/m³ a 20°C)
Água	Líquido	0-100	4.190	1000
Sal solar	Líquido	240-565	1.443-1.540	1730-2090
Óleo de motor	Óleo industrial	≤160	1.880	888
Óleo Caloria HT43	Óleo industrial	12-260	2.200	867
Etanol	Líquido orgânico	≤78	2.400	790

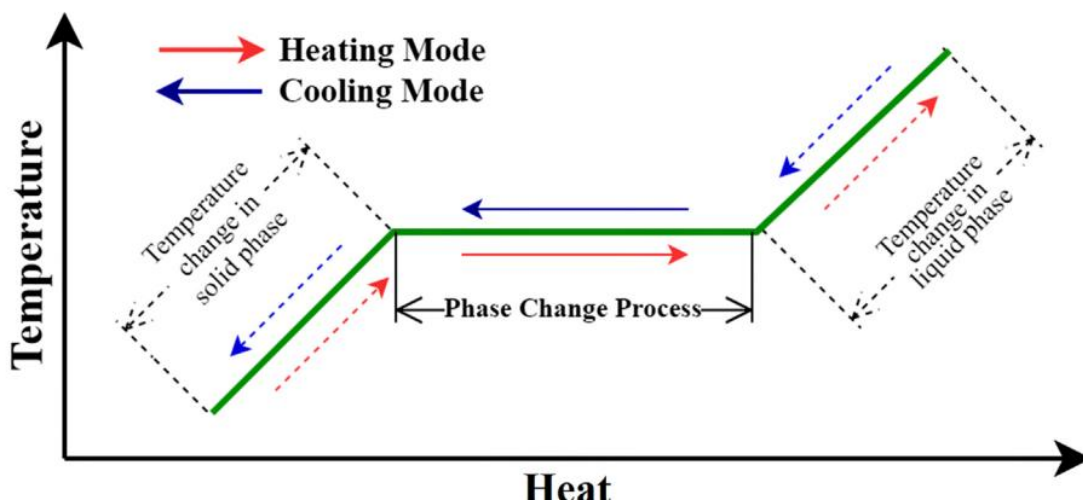
Isopentanol	Líquido orgânico	≤ 148	2.200	831
Pedra de areia	Sólido	200-1300	1.3	1700
Ferro fundido	Sólido	200-400	0.56	7200

Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

ii. Latente

O armazenamento de energia térmica latente não altera a temperatura do material de armazenamento durante o processo de carga e descarga. Em vez disso, a energia térmica é armazenada através da mudança de fase do material, um processo conhecido como entalpia de mudança de fase. Para armazenamento de calor, isso significa que, durante a fase de carga, o material muda de sólido para líquido a uma temperatura constante, e, durante a descarga, o material retorna à sua fase sólida original. O processo é inverso para o armazenamento de frio: o material é convertido em sólido durante a carga e volta à fase líquida durante a descarga. Esses materiais são comumente referidos como Materiais de Mudança de Fase (PCMs).

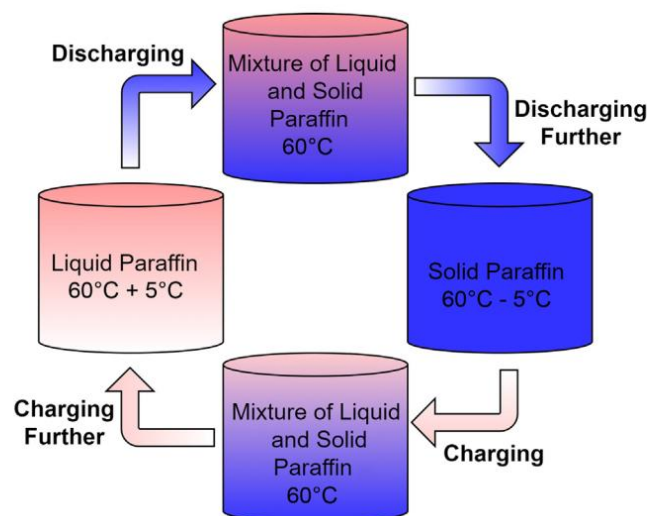
Figura 3.39. Química do ciclo de mapeamento e descarga de um sistema de armazenamento de energia térmica latente com material sólido de mudança de fase líquida



Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

Devido à entalpia de mudança de fase dos materiais ser geralmente muito maior do que a necessária para alterar suas temperaturas, o armazenamento de energia térmica latente oferece uma densidade de armazenamento de energia consideravelmente mais alta do que os sistemas de armazenamento térmico sensível. A utilização de parafina para o armazenamento de calor em temperatura média é um exemplo comum, apresentando um gradiente de temperatura de 5°C acima ou abaixo da temperatura de mudança de fase ao final dos processos de carga e descarga.

Figura 3.40. Ciclo de carga/descarga de armazenamento de calor latente para um material típico de mudança de fase de armazenamento de calor de temperatura média



Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

Os PCMs estão disponíveis para uma ampla faixa de temperaturas, abrangendo desde aplicações de resfriamento até propósitos de aquecimento de alta temperatura. O fator crítico na seleção de um material para uma aplicação específica é a temperatura necessária para o propósito de aquecimento ou resfriamento, que deve coincidir com a temperatura de mudança de fase do material. Além da compatibilidade de temperatura, considerações econômicas, fatores de segurança e propriedades termofísicas dos materiais também são determinantes. Uma lista detalhada de PCMs, abordando suas vantagens e desvantagens, é discutida em profundidade no capítulo sobre Armazenamento de Energia Térmica Latente.

Quadro 3.7. Alguns materiais de mudança de fase comumente usados em sistemas de armazenamento de energia térmica latente e suas propriedades termofísicas

Material de mudança de fase	Mudança de fase temperatura (°C)	Capacidade de calor latente (kJ/kg)
Gelo de água	0	335
Parafina	RT60/RT58	214.4-232
Eritritol	117.7	339.8
Na/K/NO3 (0.5/0.5)	220	100.7
NaNO3	310	172
LiF-CaF2 (80.5%-19.5%)	767	816
GR25	23.2-24.1	45.3
RT25-RT30	26.6	232.0

Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

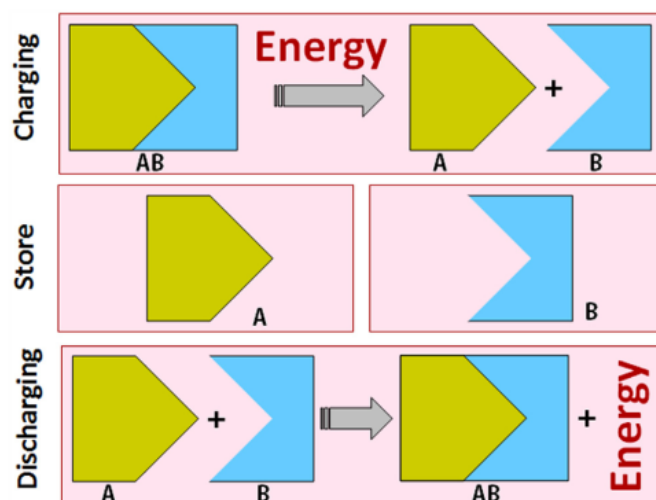
iii. Termoquímico

O armazenamento de energia térmica termoquímico representa uma abordagem distinta em comparação aos métodos sensível e latente, destacando-se por seu fundamento químico em vez de processos físicos. Enquanto os métodos sensível e latente se baseiam na mudança de temperatura ou de fase do material de

armazenamento sem alterar sua composição química, o armazenamento termoquímico envolve reações químicas que transformam a estrutura química do material durante os processos de carga e descarga.

Durante a fase de carga, uma reação química endotérmica absorve energia térmica e divide o material de armazenamento em dois componentes distintos. Na fase de descarga, esses componentes são reunidos através de uma reação exotérmica, liberando calor que pode ser extraído do sistema. Essa abordagem é particularmente adequada para o armazenamento de calor em altas temperaturas. Entre os ciclos de carga e descarga, há um período de repouso, durante o qual os materiais separados são armazenados. Este intervalo deve ocorrer com mínima ou nenhuma perda de energia, o que torna comum o armazenamento próximo ao nível da temperatura ambiente em sistemas termoquímicos (ARABKOOHSAR, 2021).

Figura 3.41. Funcionamento de uma unidade de armazenamento de calor termoquímico

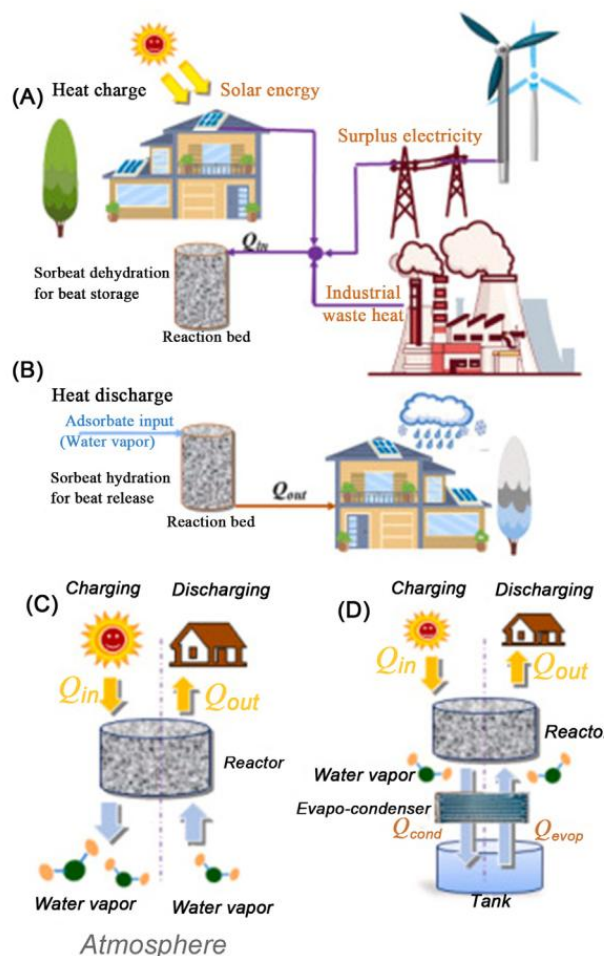


Fonte: (ROUSHENAS, 2023).

Além das reações exotérmicas/endotérmicas, o processo de sorção também é uma alternativa para o armazenamento termoquímico de energia. Esse processo envolve a adesão de um material secundário ao material principal por absorção (quando um fluido é dissolvido por um líquido ou sólido) ou adsorção (quando moléculas de uma substância se fixam na superfície de um adsorvente). Um exemplo disso é a adsorção de vapor de água em zeólitas, que libera calor no processo de descarga, enquanto a dessorção de água da superfície interna das zeólitas, necessitando de calor, caracteriza o processo de carga (ARABKOOHSAR, 2021).

Como apresentado na Figura 3.42, em sistemas residenciais, o carregamento (A) do sistema termoquímico por hidratação/desidratação (TCES) pode ser feito utilizando eletricidade excedente, energia solar ou calor residual da indústria, enquanto a descarga (B) requer uma entrada de água. O sistema que utiliza reações de hidratação/desidratação pode ser aplicado em sistemas abertos (C) ou fechados (D).

Figura 3.42. Carregamento (A) e descarga (B) do TCES em sistemas abertos (C) e fechados (D)



Fonte: LI (2023).

3.2.4. Armazenamento químico

Os sistemas de armazenamento de energia química realizam a conversão de eletricidade em energia potencial por meio de reações químicas. Recentemente, esses métodos, como a produção de hidrogênio de baixo carbono, o qual utiliza energia renovável para a produção do hidrogênio, ganharam atenção significativa, tornando-se um dos temas mais discutidos na área de energia. Devido à falta de soluções sustentáveis para a indústria de transporte pesado, como substitutos adequados para combustíveis de aviões, caminhões e navios, o interesse por esses métodos químicos de armazenamento de energia está crescendo. A promoção de tecnologias de energia renovável em quase todos os setores tem avançado bem, exceto no transporte pesado.

Para a geração de hidrogênio verde, são necessários eletrólitos para separar o hidrogênio das moléculas de oxigênio na água. Existem várias tecnologias de eletrólise, cada uma com suas vantagens e desvantagens específicas. Além disso, para criar hidrocarbonetos, o hidrogênio verde deve reagir com carbono, e para produzir amônia, é necessário adicionar nitrogênio ao hidrogênio. A captura de carbono tem ganhado atenção paralela ao hidrogênio verde como um dos pilares das tecnologias Power-to-X

(PtX), beneficiando-se tanto pela produção de combustíveis sustentáveis quanto pela contribuição para sistemas energéticos convencionais mais verdes e um ambiente mais limpo.

Amônia, embora possua um bom valor calorífico, não tem sido tradicionalmente considerada como combustível devido à sua queima lenta. No entanto, com os avanços tecnológicos, motores de navios que podem usar amônia como combustível sustentável estão se tornando comercialmente disponíveis. Amônia tem potencial de aquecimento global zero e várias aplicações industriais.

De modo geral, a eficiência e custo-efetividade do hidrogênio verde e métodos PtX dependem muito da disponibilidade de recursos, do produto, dos métodos específicos utilizados no processo e da forma como o produto final é usado. Como regra geral, podemos dizer que, incluindo as perdas de conversão de eletricidade de AC para DC, um eletrólito apresenta uma eficiência de 60% a 65%, com perdas adicionais nos processos de compressão e liquefação, além de perdas posteriores para a produção de metano, metanol ou amônia.

i. Hidrogênio

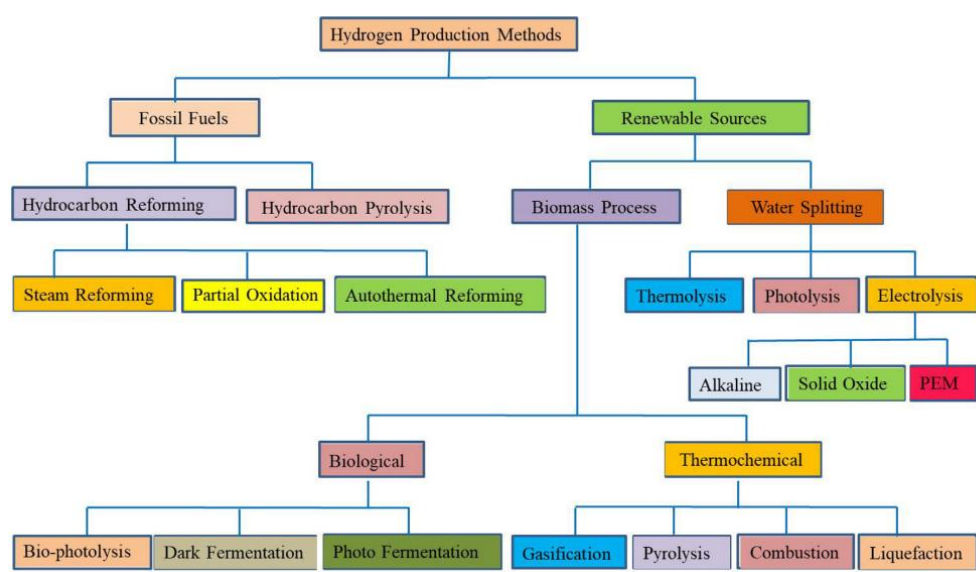
As energias renováveis são fundamentais na transição energética dos combustíveis fósseis para a produção de energia sustentável e limpa. No entanto, sua natureza instável e intermitente representa um grande desafio para uma transição completa em direção ao uso de energias renováveis, destacando a necessidade de sistemas de armazenamento de energia em escala de rede para gerenciar a produção excessiva de energia por fontes renováveis e suprir escassezes (GIELEN, 2019). Entre as limitadas tecnologias de armazenamento de energia em escala de rede, o armazenamento de hidrogênio, considerando seu potencial de descarbonização, é visto como uma solução promissora para alcançar um mercado de energia 100% renovável. O hidrogênio pode ser usado como um portador de energia para transportar a energia gerada para outros locais.

O hidrogênio, sendo o primeiro elemento na tabela periódica, é conhecido como o componente mais abundante, simples e leve do universo, encontrado na água e compostos orgânicos, e tem a maior energia por massa entre os combustíveis. A exploração do hidrogênio remonta ao século 16, com Paracelsus na Suíça observando reações que formavam gás, e avanços significativos continuaram ao longo dos séculos, incluindo a primeira produção de hidrogênio por eletrólise da água no início do século 19 e o desenvolvimento da primeira célula a combustível movida a hidrogênio. Os sistemas baseados em hidrogênio incluem quatro fases: produção, armazenamento, segurança e utilização, cada uma essencial para o avanço do uso de hidrogênio, células a combustível e energias renováveis intermitentes em várias aplicações, desde usinas estacionárias e energia portátil até transporte e conversão em outros materiais e combustíveis (PARRA, 2019).

A produção de hidrogênio pode ser realizada por uma variedade de métodos, incluindo reforma a vapor, oxidação parcial, reforma autotérmica, biophotólise,

fermentação escura, fotofermentação, gaseificação, pirólise, termólise, fotólise e eletrólise (KUMAR, 2019). Tradicionalmente, o hidrogênio é produzido pela quebra e reforma de combustíveis fósseis, um método econômico, porém com considerações ambientais negligenciadas. Esse hidrogênio é utilizado em várias aplicações, como produção de fertilizantes, refino petroquímico, processamento de alimentos, fabricação de semicondutores e geração de energia (JANG et al., 2019). Contudo, com o desenvolvimento das energias renováveis e uma crescente consciência ambiental, a produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água tem ganhado destaque. A produção de hidrogênio baseada em recursos renováveis cria um elo entre as energias renováveis e a modernização do fornecimento de energia, transporte, indústria e estabilidade da rede (EL-EMAM, 2019). Prevê-se que a produção de hidrogênio verde a partir de recursos renováveis por eletrólise da água se torne o método dominante de produção de hidrogênio nas próximas décadas, devido à sua capacidade de se beneficiar das energias renováveis, produzir hidrogênio puro e utilizar diretamente a energia de corrente contínua de unidades de energia renovável, como painéis solares fotovoltaicos. Atualmente, apenas 4% do hidrogênio global é produzido por eletrólise da água, mas espera-se que esse número aumente significativamente nos próximos anos com novas iniciativas e devido às urgentes necessidades e vantagens mencionadas (BAREIL, 2019).

Figura 3.43. Métodos de produção de hidrogênio



Fonte: KUMAR (2019).

Tabela 3.2. Vários métodos de produção de hidrogênio, juntamente com suas vantagens, desvantagens, eficiência e custo

Método de Produção de Hidrogênio	Vantagens	Desvantagens	Eficiência (%)	Custo [\$ /kg]
Reforma a Vapor	Tecnologia desenvolvida & Infraestrutura existente	Produção de CO, CO2 e fornecimento instável	74–85	2.27

Oxidação Parcial	Tecnologia estabelecida	Produção de óleos pesados e coque de petróleo junto com H ₂	60–75	1.48
Reforma Autotérmica	Tecnologia bem estabelecida & Infraestrutura existente	Produção de CO ₂ como subproduto, uso de combustíveis fósseis	60–75	1.48
Biophotólise	Consumo de CO ₂ , produção de O ₂ como subproduto, condições suaves de operação	Baixos rendimentos de H ₂ , necessidade de luz solar, necessidade de grande reator, sensibilidade ao O ₂ , alto custo do material	10–11	2.13
Fermentação Escura	Método simples, produção de H ₂ sem luz, sem limitação de O ₂ , neutro em CO ₂ , envolve reciclagem de resíduos	Eliminação de ácidos graxos, baixos rendimentos de H ₂ , baixa eficiência, necessidade de grande volume de reator	60–80	2.57
Fermentação Foto	Envolve reciclagem de águas residuais, utiliza diferentes águas residuais orgânicas, neutro em CO ₂	Baixa eficiência, baixa taxa de produção de H ₂ , necessidade de luz solar, necessidade de grande volume de reator, sensibilidade ao O ₂	0.1	2.83
Gaseificação	Matéria-prima abundante, barata e neutra em CO ₂	Rendimentos de H ₂ flutuantes devido a impurezas da matéria-prima, disponibilidade sazonal e formação de alcatrão	30–40	1.77–2.05
Pirólise	Matéria-prima abundante, barata e neutra em CO ₂	Formação de alcatrão, quantidade de H ₂ flutuante devido a impurezas da matéria-prima e disponibilidade sazonal	35–50	1.59–1.70
Termólise	Limpa e sustentável, subproduto de O ₂ , matéria-prima abundante	Altos custos de capital, toxicidade dos elementos, problemas de corrosão	20–45	7.98–8.40
Fotólise	Subproduto de O ₂ , matéria-prima abundante, sem emissões	Baixa eficiência, material fotocatalítico não eficaz, requer luz solar	0.06	8–10
Eletrólise	Tecnologia estabelecida, zero emissões, infraestrutura existente, subproduto de O ₂	Problemas de armazenamento e transporte	60–80	10.30

Fonte: KUMAR (2019).

No contexto do hidrogênio de baixo carbono, produzido a partir da eletrólise da água, destacam-se três tipos principais de eletrólise para produção de hidrogênio, eletrólise de membrana de troca de prótons (do inglês, Proton exchange membrane - PEM), eletrólise alcalina da água (do inglês, Alkaline water electrolyzer - AWE) e eletrólise de óxido sólido (do inglês, Solid oxide electrolyzer - SOE), cada um com características únicas e aplicações potenciais.

A eletrólise PEM é conhecida pela sua operação em altas densidades de corrente e resposta rápida às operações dinâmicas, atraindo atenção considerável nos últimos anos. Introduzida na década de 1960, utiliza membranas polissulfonadas como eletrólito (condutor de prótons), oferecendo alta eficiência, alta densidade de corrente, resposta

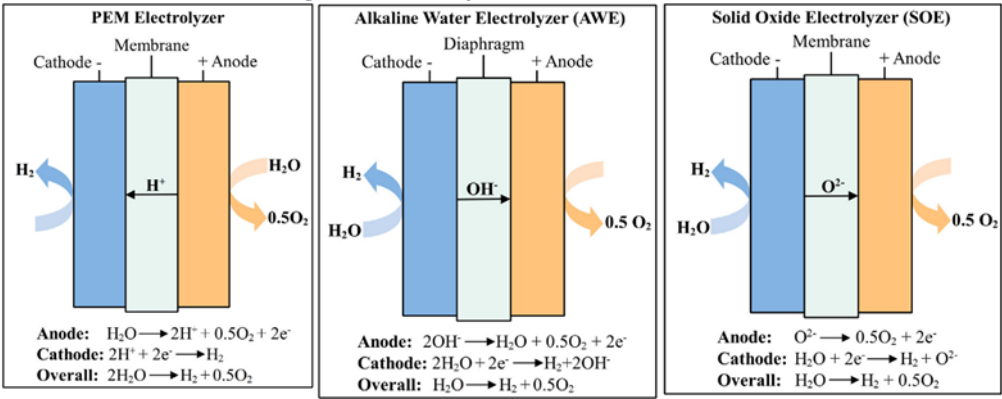
rápida, baixa permeabilidade e operação em alta pressão e baixa temperatura, tornando-se uma escolha ambientalmente favorável para a produção ultrapura de hidrogênio. No entanto, os altos custos de investimento e manutenção limitam sua aplicabilidade comercial (KUMAR, 2019; NIKOLAIDIS, 2017).

A eletrólise AWE, apresentada pela primeira vez em 1789, opera em temperaturas baixas usando soluções aquosas de KOH/NaOH como eletrólitos, mas enfrenta desafios como baixa eficiência, operação sob baixa pressão e densidade de corrente restrita. Essa tecnologia é caracterizada pelo uso de um diafragma de amianto e materiais de níquel, produzindo hidrogênio e oxigênio a partir da água com limitações na eficiência e na pressão operacional (KUMAR, 2019; BURNAT, 2015).

O SOE, introduzido na década de 1980, destaca-se pela produção de hidrogênio puro com alta eficiência, operando em temperaturas elevadas (500°C–800°C), onde a água é introduzida como vapor. Utiliza condutores O^{2-} feitos de níquel/zircônia estabilizada com ítria ou materiais condutores de prótons de cerâmica para melhorar a eficiência. Embora ofereça vantagens significativas em termos de eficiência e capacidade de produzir hidrogênio puro, enfrenta desafios relacionados à degradação e à falta de estabilidade do material (LIANG, 2009).

Cada método de eletrólise tem suas vantagens, como alta eficiência e capacidade de operar em diferentes condições de pressão e temperatura, mas também enfrentam desafios distintos, incluindo altos custos, necessidade de materiais especiais e questões de durabilidade, definindo assim o seu nicho específico de aplicação na produção de hidrogênio.

Figura 3.44. Esquemas de eletrolisadores



Fonte: KUMAR (2019).

Quadro 3.8. Vantagens e desvantagens de diferentes tecnologias de eletrólise de água

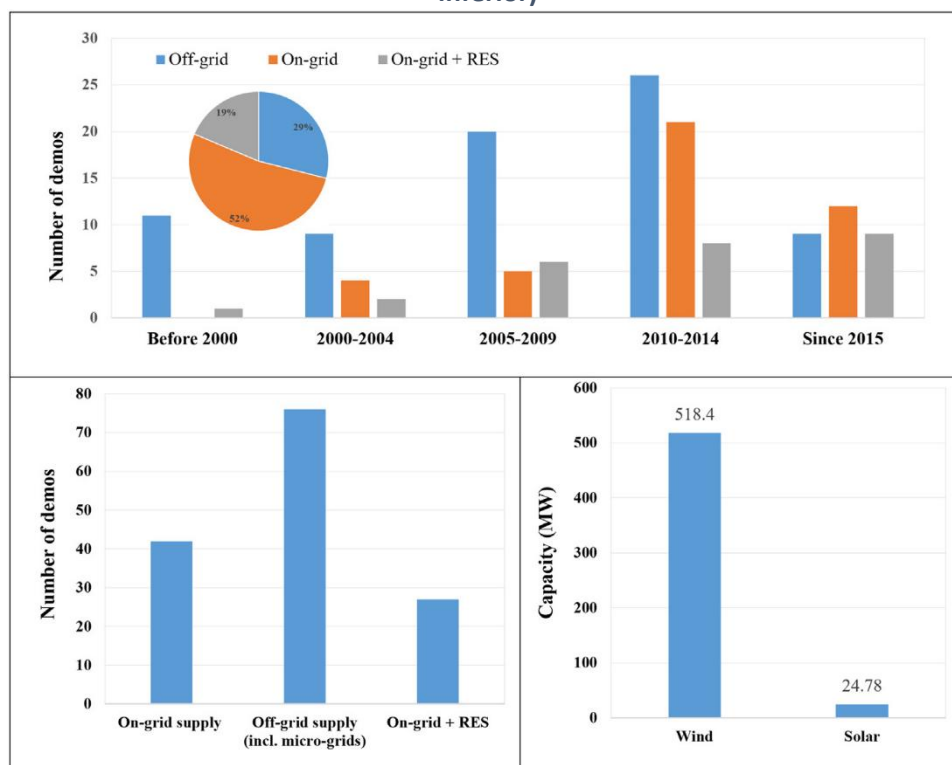
Processo de Eletrólise	Vantagens	Desvantagens
Eletrólise Alcalina	Tecnologia bem estabelecida, eletrocatalisadores não nobres, tecnologia de baixo custo, eficiência energética (70–80%), comercializada	Densidades de corrente baixas, formação de carbonatos no eletrodo reduz o desempenho do eletrolisador, baixa pureza dos gases, pressão operacional baixa (3–30 bar), operação dinâmica baixa

Eletrólise de Óxido Sólido	Maior eficiência (90–100%), eletrocatalisadores não nobres, alta pressão de trabalho	Estágio laboratorial, design de sistema grande, baixa durabilidade
Eletrólise Microbiana	Utiliza diferentes águas residuais orgânicas	Em desenvolvimento, taxa de produção de hidrogênio baixa, baixa pureza do hidrogênio
Eletrólise PEM	Altas densidades de corrente, design de sistema compacto e resposta rápida, maior taxa de produção de hidrogênio com alta pureza dos gases (99,99%), maior eficiência energética (80–90%), operação dinâmica alta	Nova e parcialmente estabelecida, alto custo dos componentes, ambiente ácido, baixa durabilidade, comercialização a curto prazo

Fonte: KUMAR (2019).

A utilização do hidrogênio abrange uma variedade de aplicações sustentáveis, incluindo seu uso em células de combustível para geração de energia tanto em unidades estacionárias quanto móveis, como veículos e para melhorar a eficiência dos processos de combustão convencionais. Além disso, o hidrogênio pode ser injetado em redes de distribuição de gás natural para aumentar o valor calorífico do gás, ser usado diretamente em queimadores de hidrogênio para fornecimento de calor e água quente em residências, ou ainda como material base para tecnologias Power-to-X, abrangendo uma gama ampla de produtos finais derivados do hidrogênio. Esta ampla gama de aplicações demonstra o potencial do hidrogênio como um vetor energético fundamental no futuro dos sistemas energéticos sustentáveis (SYSTEMS, 2014).

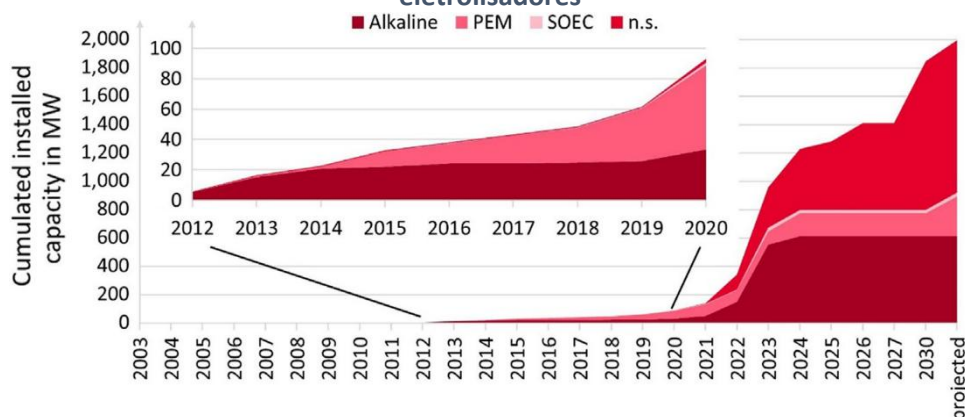
Figura 3.45. A mudança das fontes de energia dos projetos ao longo do tempo (painel superior), fonte de energia e origem da energia renovável utilizada nos projetos (painel inferior)



Fonte: CHEHADE (2019).

Em termos de prática e estado atual, a tecnologia Power-to-Hydrogen (PtH), que se refere à produção de hidrogênio por meio de eletrólise, tem visto um crescimento significativo, com mais de 260 projetos implementados globalmente até 2020, destacando-se a Alemanha como pioneira (CHEHADE, 2019). Estes projetos abrangem uma variedade de fontes de energia, sendo as renováveis cada vez mais utilizadas para alimentar os sistemas de PtH. Segundo Chehade et al. (2019), existem três categorias principais de fontes de energia para os sistemas PtH: off-grid, on-grid e on-grid mais fonte de energia renovável. A fonte off-grid fornece eletricidade de plantas de energia renovável próximas ou microgrids isolados da rede principal. Por sua vez, a fonte "on-grid mais energia renovável" refere-se à eletricidade gerada pela conexão direta do PtH tanto a unidades de energia renovável quanto à rede elétrica. Historicamente, as unidades de fornecimento de energia off-grid superavam as on-grid, mas essa tendência inverteu-se desde 2015, destacando uma preferência crescente pela utilização de energias renováveis, especialmente eólica. Recentemente, observa-se um aumento no uso de fontes de energia on-grid em projetos de demonstração, possivelmente devido ao seu papel na estabilização da rede elétrica nacional e na oferta de serviços de balanceamento da rede. De fato, após 2015, uma porcentagem significativa de projetos passou a incluir serviços de balanceamento de rede, marcando uma mudança na distribuição das fontes de energia utilizadas nos projetos PtH ao longo do tempo (KUMAR, 2019).

Figura 3.46. Comparação entre capacidades cumulativas de diferentes tipos de eletrolisadores



Fonte: WULF (2020).

3.2.5. Armazenamento elétrico

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica são cruciais para melhorar a eficiência e a confiabilidade das redes de distribuição de energia. Estes sistemas armazenam energia diretamente em forma elétrica, sem a necessidade de conversão para uma forma intermediária de energia. O armazenamento elétrico abrange tecnologias como supercapacitores e bobinas de supercondutividade, também conhecidas como armazenamento de energia magnética supercondutora (SMES). Essas tecnologias se caracterizam por altas taxas de carga e descarga, excelente estabilidade ciclística e a capacidade de liberar energia rapidamente, o que as torna ideais para

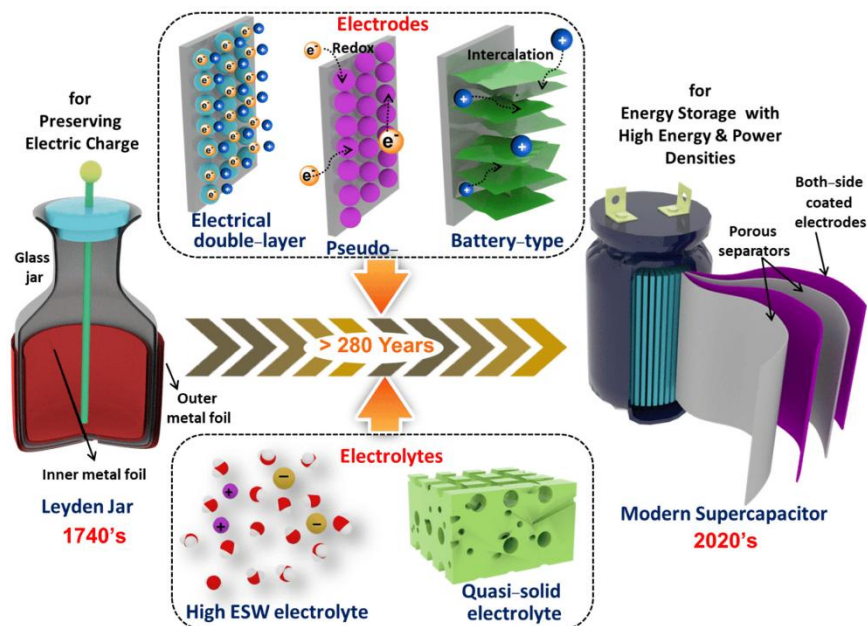
aplicações que exigem liberações instantâneas de energia, como na estabilização de redes elétricas e no fornecimento de energia de qualidade. Embora o armazenamento elétrico não possua a mesma densidade energética que outras formas de armazenamento, sua rapidez e eficiência na liberação de energia oferecem uma solução valiosa para o gerenciamento de picos de demanda e a melhoria da eficiência energética em uma variedade de sistemas.

i. Supercapacitor

Os supercapacitores, também conhecidos como capacitores eletroquímicos ou ultracapacitores, armazenam carga elétrica em uma dupla camada elétrica na interface entre um eletrodo de carbono de alta área superficial e um eletrólito líquido. Por esse mecanismo ser altamente reversível, os supercapacitores podem ser carregados e descarregados a altas taxas de potência milhares de vezes, com baixa perda de capacitância. A área superficial do eletrodo e a distribuição do tamanho dos poros nos supercapacitores determinam a capacitância e, conseqüentemente, a capacidade de armazenamento de energia do dispositivo. A quantidade de energia armazenada pelos supercapacitores é significativamente maior que a dos capacitores convencionais, devido ao uso de um material eletrodo à base de carbono poroso de alta área superficial.

Os supercapacitores possuem uma alta densidade de potência e estabilidade cíclica, destacando-se, especialmente no uso em veículos elétricos e dispositivos portáteis. O conceito de dupla camada elétrica, proposto por H. von Helmholtz no século 18, pavimentou o caminho para o desenvolvimento dos supercapacitores, que foram comercializados pela primeira vez pela Standard Oil Company do Ohio e posteriormente pela Nippon Electrical Corporation nos anos 70. Desde então, o termo "supercapacitor" ganhou popularidade, especialmente na Ásia, enquanto o "Pinnacle Research Institute" introduziu o termo "ultracapacitor" na América do Norte na década de 1980. Nas últimas décadas, inovações como pseudocapacitância, comportamento tipo-bateria, e dispositivos híbridos e assimétricos impulsionaram o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia eletroquímica de alta performance e próxima geração (LAKSHMI, 2023).

Figura 3.47. Representação esquemática mostrando a evolução dos dispositivos supercapacitores modernos através dos vários desenvolvimentos em seus componentes potenciais



Fonte: LAKSHMI (2023).

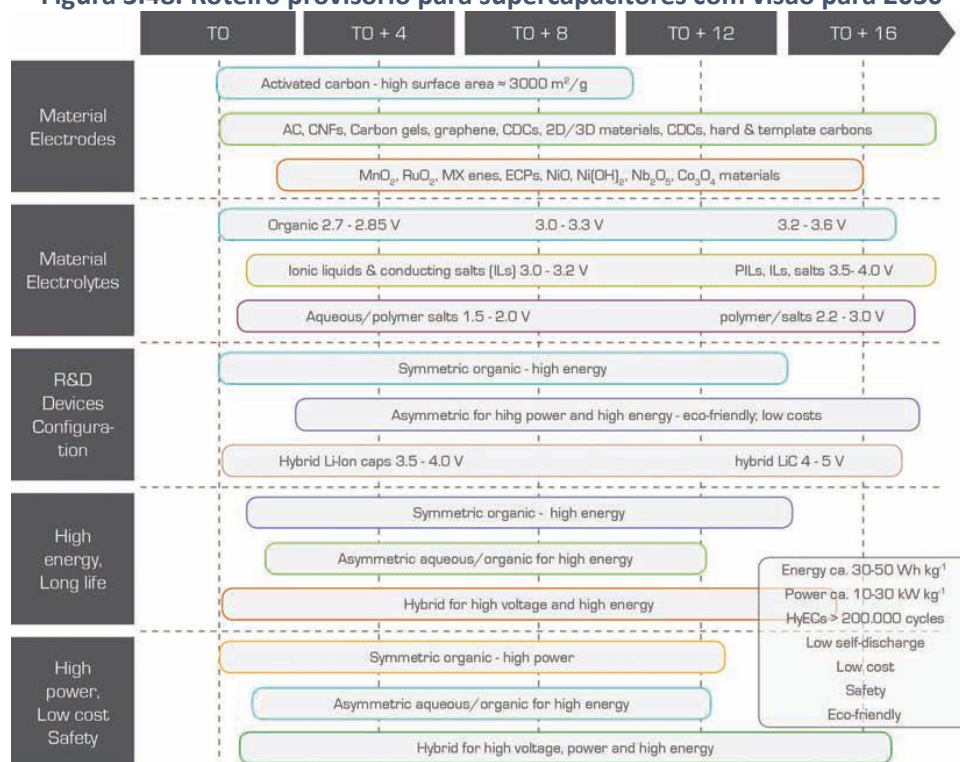
Enquanto os supercapacitores apresentam uma alta potência específica (10-20 kW/kg) em comparação com as baterias, eles possuem uma baixa densidade de energia específica e volumétrica (<8 Wh/kg). Uma tecnologia relacionada, que busca melhorar a densidade de energia dos supercapacitores mantendo a alta capacidade de potência, ciclabilidade e vida útil, é o capacitor de íon-lítio (LCAP). O LCAP possui um eletrodo positivo tipo supercapacitor, enquanto o eletrodo negativo contém um composto de intercalação de lítio (eletrodo tipo bateria). A tecnologia de ponta indica um aumento de três a cinco vezes na densidade de energia em relação a um supercapacitor, com um perfil de descarga similar e apenas uma ligeira redução na capacidade de ciclagem (EERA, 2015).

A maturidade da tecnologia dos supercapacitores é relativamente recente, datando de sua primeira descoberta em 1957. A utilização em nichos foi observado desde o início dos anos 1980, e um uso mais amplo dos supercapacitores acelerou nos últimos 15 anos. Atualmente, os supercapacitores são amplamente comercializados em aplicações híbridas de ônibus, trens e automotivos, além de aplicações de energia de reserva, como sistemas de controle de pitch de turbinas eólicas e fontes de alimentação ininterruptas. Eles estão na fase de demonstração/piloto para sistemas de armazenamento de energia na rede, seja como tecnologia autônoma ou hibridizada com uma segunda tecnologia de alta densidade energética e baixo custo, como baterias de fluxo e baterias de íon-lítio de alta energia. A tecnologia LCAP está em desenvolvimento há quase uma década, e espera-se que os pilotos sejam implementados nos próximos anos tanto em aplicações de transporte quanto de armazenamento de energia na rede (EERA, 2015).

Os supercapacitores são particularmente adequados para aplicações de alta potência, despertando crescente interesse de concessionárias elétricas que buscam melhorias de desempenho e confiabilidade em várias áreas, com níveis de potência

muito mais altos e tensões de transmissão de até 12 kV e tensões de distribuição de até 1500 V. As principais características são extremamente atraentes para uma variedade de aplicações em redes elétricas, incluindo: tempo de resposta rápido em milissegundos, alta eficiência energética (mais de 95%), alta densidade de potência e longa vida útil do calendário e do ciclo. Diversas funções valiosas podem ser desempenhadas pelos supercapacitores em redes elétricas, como estabilização de linhas de transmissão, controle de frequência terciário e secundário, e suavização da intermitência de renováveis, oferecendo soluções inovadoras para os desafios enfrentados pelo setor elétrico (EERA, 2015).

Figura 3.48. Roteiro provisório para supercapacitores com visão para 2030



Fonte: STAITI (2012)

4. DIFUSÃO E PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS

A partir da análise das principais tecnologias de GD e AD identificadas na literatura e suas características e aplicações, a presente seção apresenta a trajetória de difusão destes recursos no cenário global e nacional. Além da análise do status atual das tecnologias de GD e AD, apresenta-se uma visão geral das perspectivas de difusão para os próximos anos e décadas, bem como as tendências associadas à evolução de alternativas tecnológicas e condicionantes da evolução destas alternativas em termos

de maturidade tecnológica. Para tal, a seção se divide em duas partes, associadas a cada um dos recursos: geração e armazenamento distribuídos.

4.1. Geração distribuída

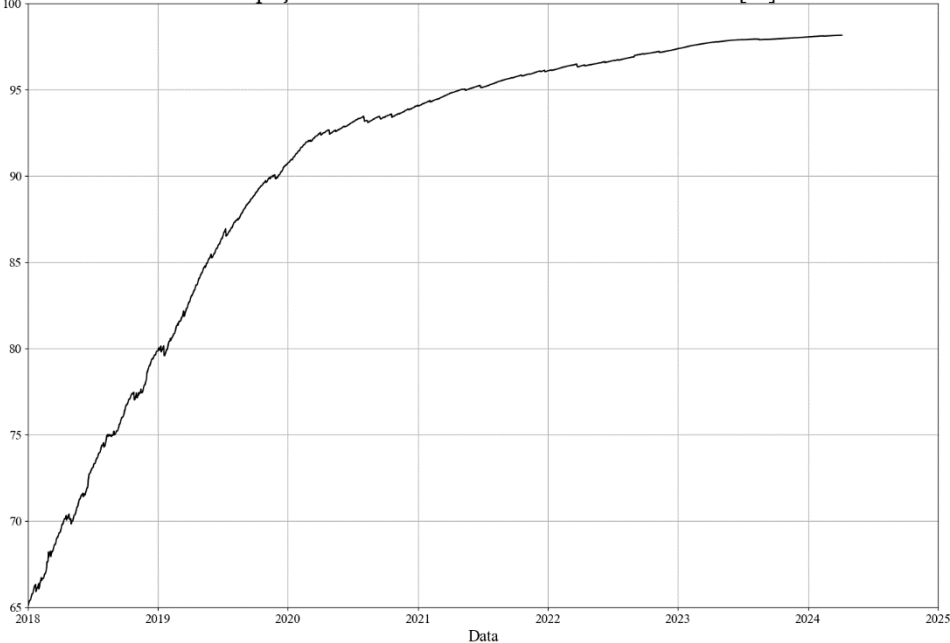
No Brasil, até 2023, foram instalados cerca de 2,3 milhões de sistemas de GD, acumulando 26,6 GW de potência instalada (Tabela 4.1). No cenário atual, 99% da capacidade instalada de GD no Brasil é proveniente da fonte solar fotovoltaica (ANEEL, 2024a). Nos últimos anos, ela vem se tornando praticamente hegemônica como recurso energético para GD no Brasil, como ilustra a Figura 4.1.

Tabela 4.1. Potência instalada de MMGD no Brasil por tipo de geração (conexão até 31.12.2023)

Tipo de geração	Quantidade	Potência Instalada (kW)	%
CGH	73	64.983	0,24%
EOL	98	17.358	0,07%
UFV	2.340.109	26.372.544	99,01%
UTE	568	181.074	0,68%
Total	2.340.848	26.635.960	

Fonte: ANEEL (2024a)

Figura 4.1. Evolução da contribuição da energia solar fotovoltaica na GD
Participação da Potência Instalada Fotovoltaica na GD [%]



Fonte:(ANEEL, 2024b)

No horizonte 2050, a principal fonte de projeções de difusão de GD no Brasil é a EPE, através do PNE 2050, publicado em 2020. As projeções previam a revisão do

sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) em 2020 e aplicação de tarifa binômia para novas conexões, além da perspectiva de queda de custos das tecnologias.

Tabela 4.2. Projeção de MMGD no horizonte 2050

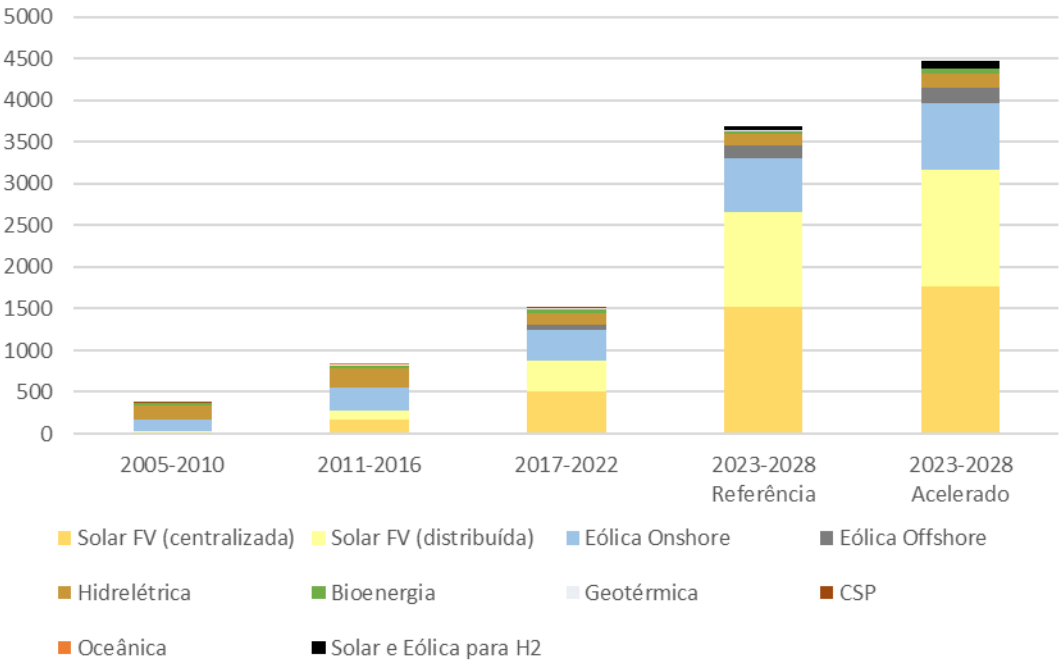
Indicador	2030		2040		2050	
	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão
Potência Instalada	3.180	13.669	5.525	27.728	8.395	49.888
Energia Gerada	1.146	2.720	2.092	5.729	3.664	10.452
% da Carga Total	1,6	2,5	2,8	3,9	4,8	5,6

Fonte: EPE (2020)

4.1.1. Solar fotovoltaica

A análise da IEA (2023c) sobre a difusão de fontes de energia renováveis para o período entre 2023 e 2028 continua destacando a forte participação da geração solar fotovoltaica, com a GD representando cerca de 30% da expansão nos cenários de referência e acelerado (Figura 4.2). Destaca-se, na análise do mercado fotovoltaico, o papel da China. Em 2023, o país quase dobrou a capacidade de manufatura associada à produção de módulos fotovoltaicos, gerando um excesso de oferta que reduziu os preços dos módulos em quase 50% entre janeiro e dezembro de 2023 (IEA, 2023c).

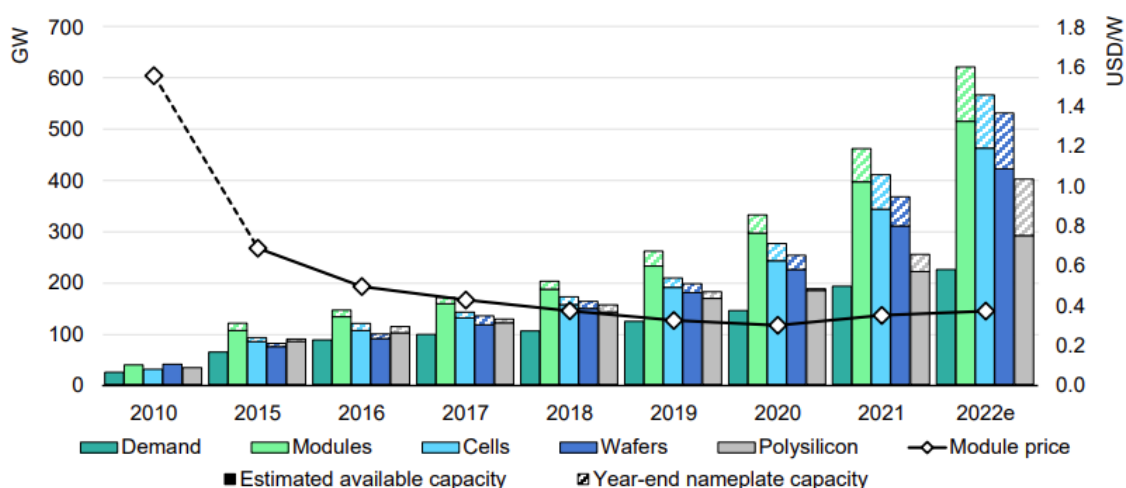
Figura 4.2. Crescimento da capacidade instalada de renováveis por tecnologia, cenários de referência e acelerado, 2005-2028 (em GW)



Fonte: IEA (2023c)

A expansão da cadeia de produção associada à geração solar FV superou o crescimento da demanda, com predominância da tecnologia de silício cristalino (mais de 95% da capacidade instalada). Como pode se observar na Figura 4.3, essa evolução da produção foi acompanhada de reduções progressivas nos preços dos módulos, que reduziu mais de 80% na última década, em função de economias de escala e contínuas inovações ao longo da cadeia de suprimento (IEA, 2022c).

Figura 4.3. Capacidade global de produção, demanda e preço médio de venda dos módulos FV (2010-2022)



Fonte: IEA (2022c)

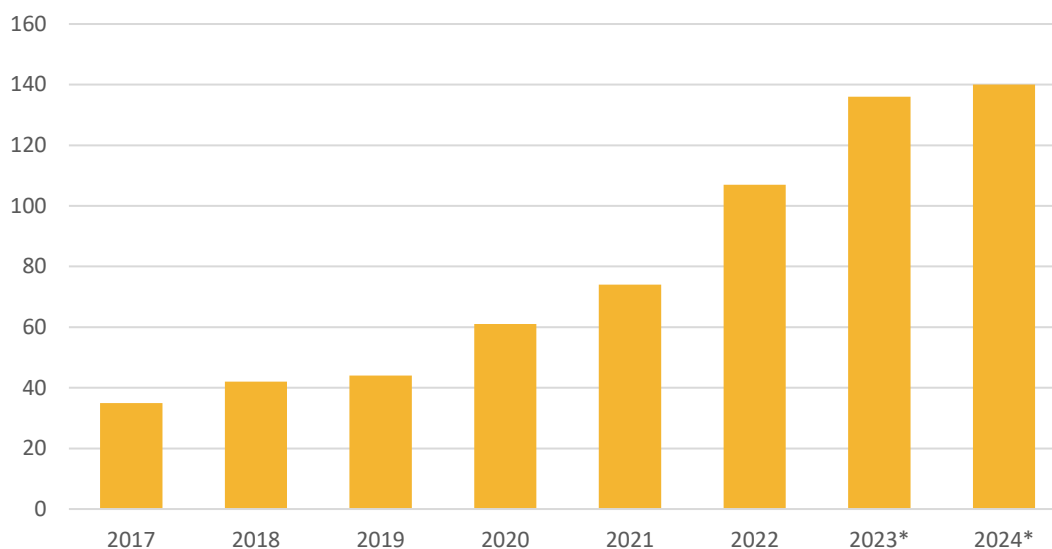
No horizonte de 2050, a fim de atender aos objetivos de descarbonização e em linha com a necessidade de limitação do aumento da temperatura global em 2°C e, idealmente, 1,5°C, a IRENA (2019) prevê a manutenção da relevância da geração solar na expansão global de renováveis, com cerca de 40% da capacidade instalada em 2050 associada a projetos distribuídos. Nesse caso, embora aplicações centralizadas ainda predominem em 2050, a análise destaca a expansão acelerada da GD fotovoltaica, em função de políticas de incentivos e medidas de suporte à difusão, como incentivos fiscais e mecanismos de compensação da energia injetada, além do engajamento do consumidor com a transição energética.

Destaca-se, ainda, que as instabilidades observadas no setor energético global desde a deflagração da pandemia, que culminou em desafios logísticos e interrupção de projetos, e a invasão da Ucrânia pela Rússia, observou-se um aumento nos preços da eletricidade em mercados atacadistas e varejistas em diversos locais do mundo e o aumento de políticas voltadas à diversificação imediata do fornecimento de energia, o que tornou projetos de GD fotovoltaica mais competitivos (IEA, 2023e).

Assim, a expansão global da GD fotovoltaica tem superado as projeções formuladas pelas principais agências e instituições nas últimas décadas. Em 2022, a GD representou 48% da adição global de capacidade solar fotovoltaica, com o maior crescimento anual da história e expectativa de superação desta marca nos próximos dois anos (BERTOLI; ROZITE; VEERAKUMAR, 2023). Assim, estima-se que em 2024 a GD

fotovoltaica atinja a marca de 140 GW, um crescimento de 30% comparado a 2022 e 300% comparado a 2017 (Figura 4.4).

Figura 4.4. Capacidade global adicionada de GD fotovoltaica por ano, 2017-2024 (em GW)

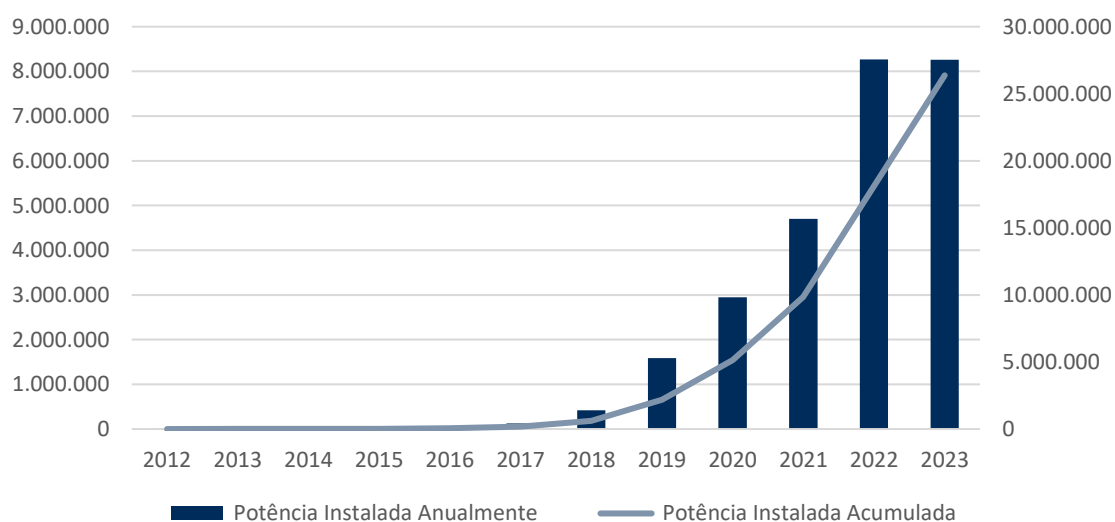


* Nota: Valores de 2023 e 2024 são estimados.

Fonte: IEA (2023d)

No caso brasileiro, a expansão da GD fotovoltaica não foi diferente. Em 2012, quando o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE, em um modelo de *net metering*) foi implementado, a potência instalada de GD foi de cerca de 1 MW. Em 2023, a potência instalada anualmente foi superior a 8GW, acumulando mais de 26 GW de GDFV no país (Figura 4.5).

Figura 4.5. Difusão da GD fotovoltaica no Brasil, em capacidade instalada anual (esquerda) e acumulada (direita), em kW (2012-2023)



Fonte: ANEEL (2024a)

Em 2015, a Plataforma Cenários Energéticos (PCE Brasil 2050) apresentou diferentes trajetórias de evolução da matriz energética brasileira para o horizonte até 2050, desenvolvidas a partir do diálogo com a sociedade civil e instituições acadêmicas, e elaborada por quatro equipes de cenaristas, com diferentes visões:

- a) COPPE/UFRJ (Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro), em que o foco está na ampliação de programas de eficiência energética como medida de redução de gases de efeito estufa;
- b) GREENPEACE Brasil, que visualiza a diversificação da matriz elétrica com novas energias renováveis e a descentralização do sistema elétrico;
- c) SATC (Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina, com apoio da Associação Brasileira do Carvão Mineral), que apresenta uma matriz elétrica focada na segurança do suprimento e utilização de recursos energéticos nacionais, além da otimização de custos; e
- d) ITA (Instituto Tecnológico de Aeronáutica), que valoriza a tecnologia como recurso para a sustentabilidade, destacando a eficiência energética, sistemas distribuídos e a gestão da demanda.

É possível perceber, portanto, que os cenários apresentados destacam, em maior ou menor medida, a participação de RED na matriz elétrica nacional de longo prazo. Além disso, cada um dos cenaristas desenvolveu dois cenários: o *business-as-usual* (BAU) e um que refletisse um Fator de Eficiência Energética (FEE). Em termos de diversificação da matriz nos cenários FEE, nota-se a relevância da GDFV em todos os cenários projetados, sobretudo quando comparado com a participação na matriz elétrica em 2013, quando esta fonte estava na última posição do quadro (Figura 4.6).

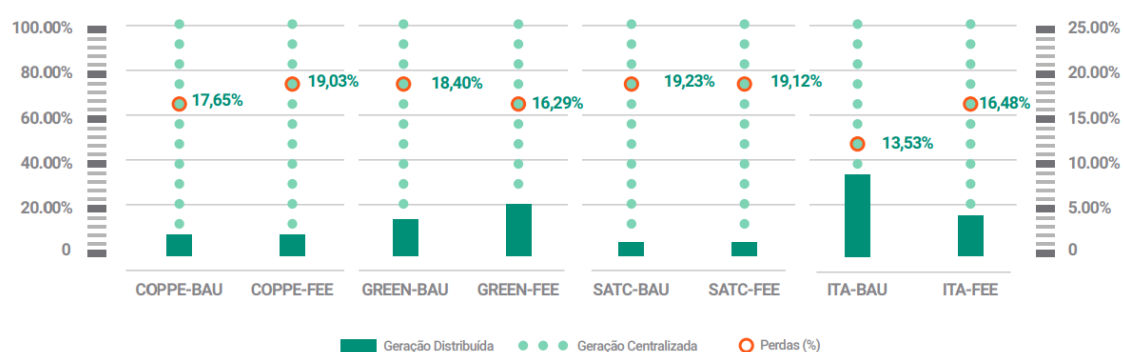
Figura 4.6. Diversificação das matrizes nos cenários FEE a partir da capacidade instalada em 2050



Fonte: PCE Brasil (2015)

Destaca-se, ainda, que a partir da Figura 4.6 é possível identificar apenas a GDFV, mas os cenários consideram outras fontes, como o gás natural. De fato, no cenário do Greenpeace, cerca de um quarto da capacidade instalada de gás natural está sob a forma de cogeração, associada a GD (PCE BRASIL 2050, 2015). A Figura 4.7 apresenta a participação da GD na matriz elétrica em 2050 em cada um dos cenários. Nos mais arrojados – ou com maior descentralização, como os cenários BAU do ITA e FEE do Greenpeace -, a participação da GD varia entre pouco mais de 20% e 35% da matriz, enquanto nos demais cenários a participação é inferior a 20%.

Figura 4.7. Composição das matrizes em 2050

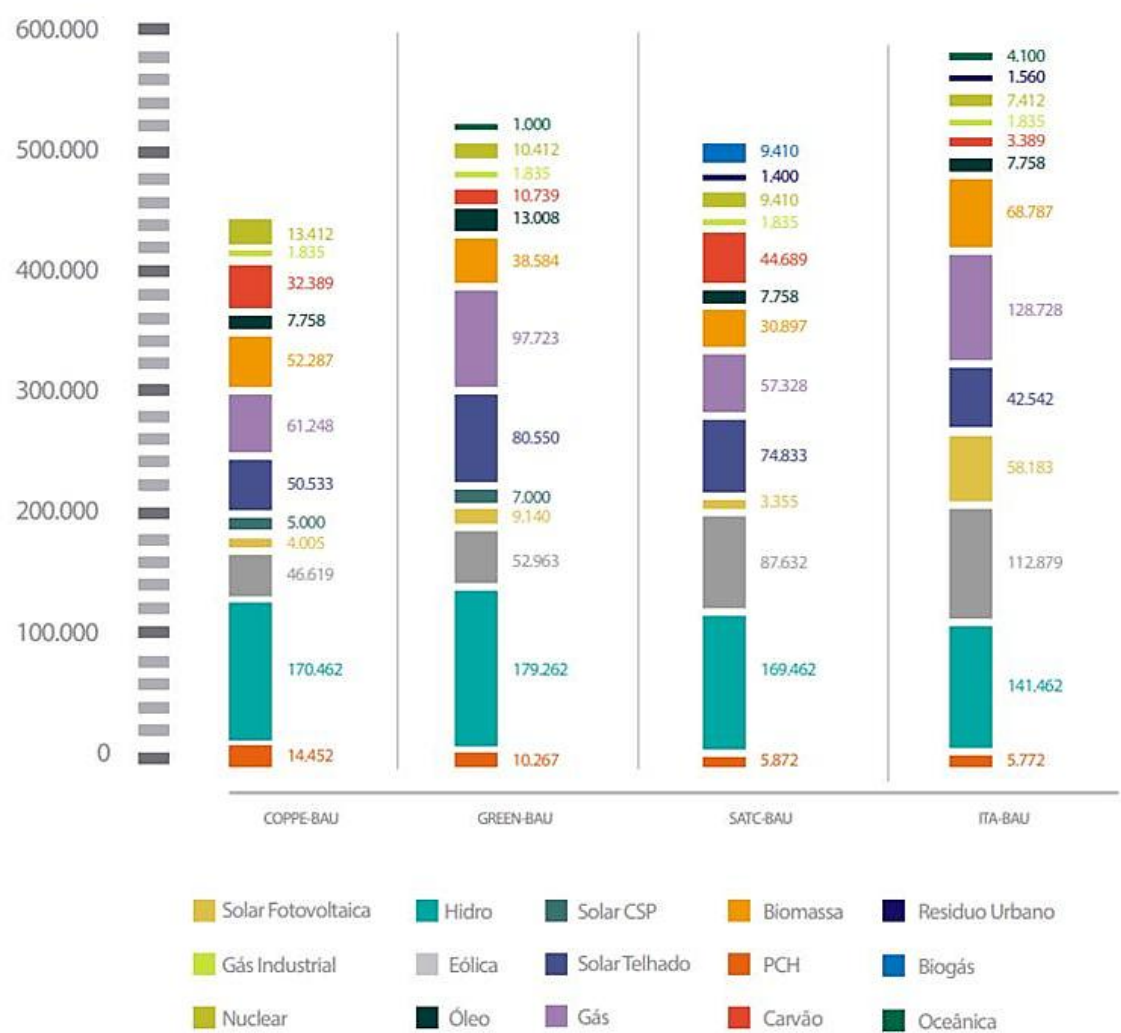


Fonte: PCE Brasil (2015)

Na Figura 4.8, estão descritos os cenários BAU apresentados por cada um dos cenaristas. A GDFV possui uma participação mais expressiva no cenário GREEN-BAU, com cerca de 16% da capacidade instalada na matriz elétrica, ou 80 GW. Por sua vez, o cenário ITA apresenta a menor participação da GDFV. Apesar de ter o ganho de escala da GDFV incorporada em seu cenário, uma das primeiras hipóteses adotadas é a redução

de custos da energia eólica e a valorização da biomassa, o que permite maior diversificação da matriz apresentada em 2050.

Figura 4.8. Composição da Matriz Elétrica em 2050 – Cenários BAU (em MW instalado)



Fonte: PCE Brasil (2015)

Nos cenários FEE (Figura 4.9), a GDFV atinge a marca de 127 GW no horizonte 2050, sendo responsável por cerca de 27% da matriz elétrica e superando a geração hidroelétrica (22%) e eólica (23%) centralizadas no cenário do Greenpeace. Esse cenário resulta de hipóteses mais agressivas de eficiência energética e a adoção de medidas mais amplas de redução de CO2, levando à progressiva diminuição da participação de combustíveis fósseis e projetos de larga escala com impactos ambientais expressivos, como usinas hidrelétricas com reservatórios.

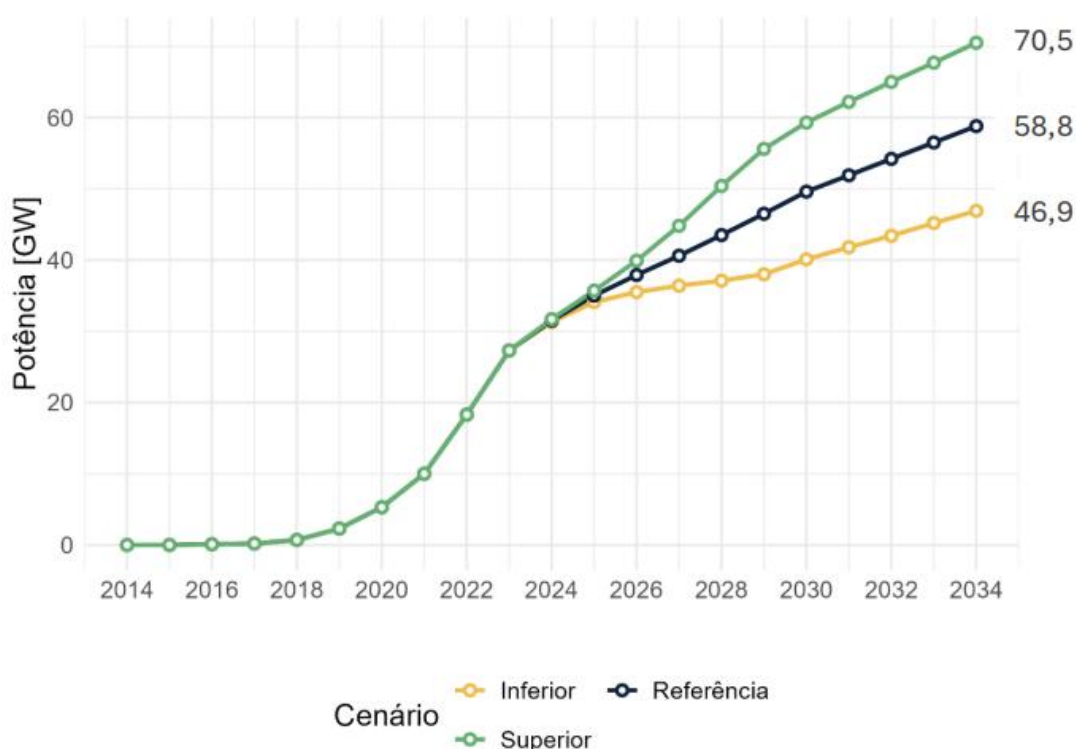
Figura 4.9. Composição da Matriz Elétrica em 2050 – Cenários FEE (em MW instalado)



Fonte: PCE Brasil (2015)

No horizonte decenal, a EPE analisou as perspectivas para a difusão da MMGD até 2034, apresentada na Figura 4.10 e com resultados complementares dispostos na . Destaca-se que, no cenário de referência, a geração solar fotovoltaica representa 98,3% da capacidade instalada (EPE, 2024a).

Figura 4.10. Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW), por cenário



Fonte: EPE (2024a)

Figura 4.11. Resumo dos resultados projetados para MMGD até 2034, por cenário

Cenário	Inferior	Referência	Superior
Adotantes Acumulados (2034), em milhões	5,9	7,2	8,6
Potência Acumulada (2034), em GW	46,9	58,8	70,5
Geração (2034), em GWméd	7,2	9,3	11,3
Investimentos (2024 a 2034), em R\$ bilhões	70,4	116,6	162,0

Fonte: EPE (2024a)

4.1.2. Eólica

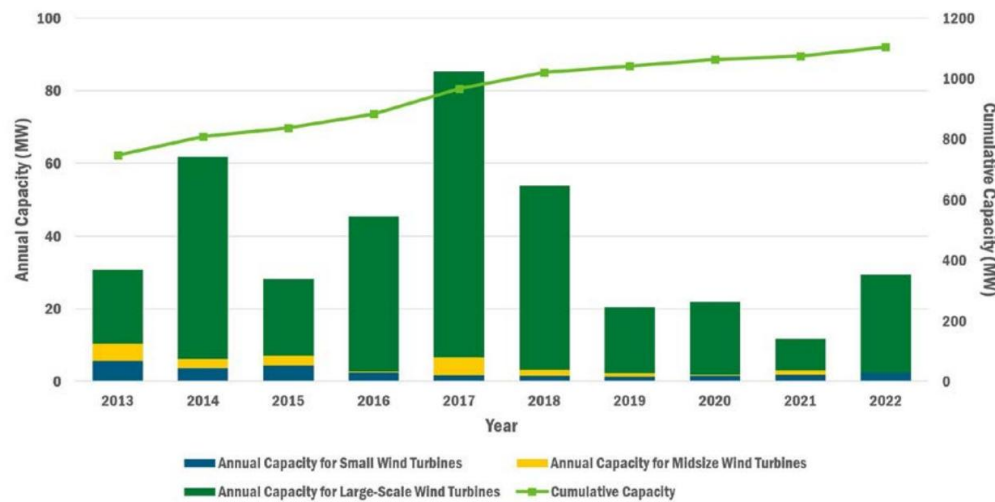
A GD eólica pode ser definida como sistemas eólicos desenvolvidos em aplicações distribuídas e conectados à rede de distribuição (70 kV ou menos), seja atrás do medidor, na frente (junto à rede) ou off-grid, incluindo todos os tipos de turbinas e modelos de negócio aplicáveis (IEA Wind, 2021).

Os Estados Unidos destacam-se na análise do mercado de geração eólica distribuída. O Departamento de Energia dos EUA (DOE) e laboratórios nacionais como o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) possuem programas específicos para identificação do potencial da GD eólica no país, acompanhamento do mercado e definição de estratégias para redução de custos.

Entre 2003 e 2022, o país contava com 1.104 MW de GD eólica, com mais de 90 mil turbinas espalhadas em mais de 50 estados e territórios. No ano de 2022, foram adicionados cerca de 30 MW a partir de 1.755 turbinas, representando investimentos da ordem de \$84 milhões. Dentre os tipos de consumidores, a análise por capacidade total de GD eólica aponta para a predominância dos consumidores industriais e empresas do setor elétrico (*utilities*). Por outro lado, a análise por número de projetos revela que as instalações mais frequentes são no segmento residencial e rural, que possuem menor escala (MCCABE, 2022). Nos projetos analisados, a seguinte classificação é adotada (PNNL, 2023):

- a) Turbinas de pequena escala são aquelas com capacidade nominal inferior a 100 kW;
- b) Turbinas médias são aquelas entre 101 kW e 1 MW; e
- c) Turbinas grandes são aquelas superiores a 1 MW, e representam a maior parte dos projetos desenvolvidos nas duas últimas décadas (Figura 4.12).

Figura 4.12. Capacidade instalada anual de GD eólica nos EUA, por tipo de turbina



Em termos de projeção de difusão, o relatório *Distributed Wind Energy Futures Study*, publicado pelo NREL em 2022 evidencia o potencial econômico (definido como projetos com taxa de retorno positiva) para a GD eólica nos EUA no horizonte de 2035, a partir da construção de 8 cenários (Tabela 4.3).

Tabela 4.3. Descrição dos cenários de potencial da GD eólica nos EUA

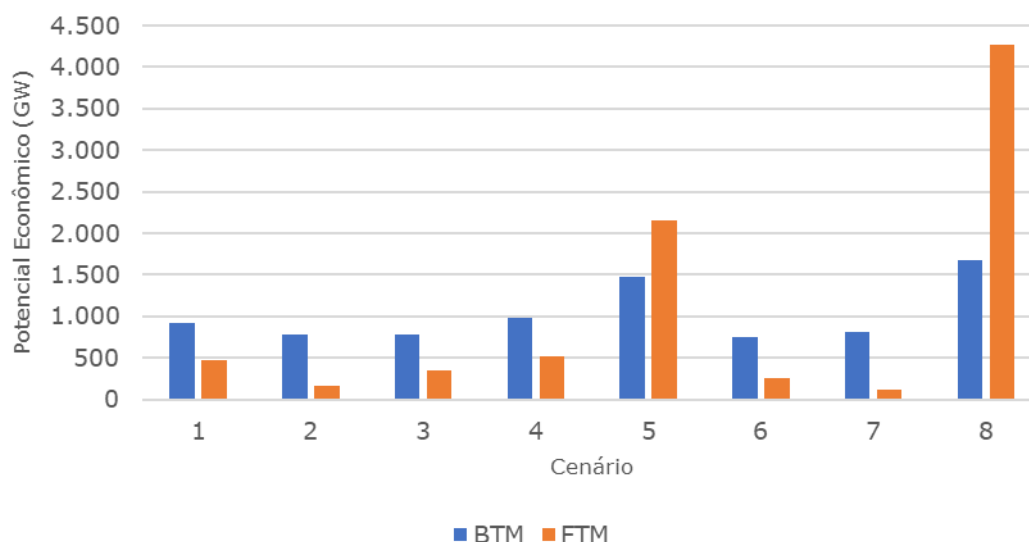
Nº	Cenário	Descrição
1	Base 2022	Custos e políticas base (2022)
2	Base 2035	Projeções de custo <i>business as usual</i> para 2035; inclui políticas projetadas para valoração de RED
3	Custo e performance	Considera melhorias de custo e performance para turbinas de grande escala
4	Financiamento	Considera melhoria nas condições de financiamento
5	ITC	Crédito fiscal de 30% para GD (solar e eólica). Demais parâmetros são iguais ao Base 2035

6	Valor dos RED	Considera o impacto da valoração dos RED, incluindo mecanismos de compensação e preços do mercado atacadista
7	Localização	Redução do fator de distanciamento (por padrão, considera-se um recuo mínimo de 1,1 vezes a altura da ponta da turbina. Nesse caso, o fator é de 0,55)
8	Otimista	Combina projeções de custo avançadas para 2035 e as condições dos cenários 3, 4, 5, 6 e 7, refletindo as melhores condições para GD solar e eólica

Fonte: McCabe (2022)

Os resultados dos cenários são apresentados na Figura 4.13. Na projeção-base para 2022 (Cenário 1), identifica-se quase 1 TW de potencial econômico para sistemas eólicos atrás do medidor, além de 500 GW para aplicações na frente do medidor. Para 2035, a projeção *business-as-usual* (Cenário 2) é inferior, como resultado do fim de políticas de incentivo a GD eólica de pequeno porte, como o crédito fiscal de 26% para investimentos em sistemas menores do que 100 kW instalados até janeiro de 2023 e o crédito de \$0,015/kWh para a energia gerada em sistemas com construção iniciada entre 2020 e 2021. Além disso, para 2035, políticas de *net-metering* para sistemas BTM já devem ter sido extintas ou estarem em fase de transição (McCabe, 2022).

Figura 4.13. Potencial econômico da GD eólica em todos os cenários, para aplicações atrás (BTM) e na frente do medidor (FTM) (em GW)

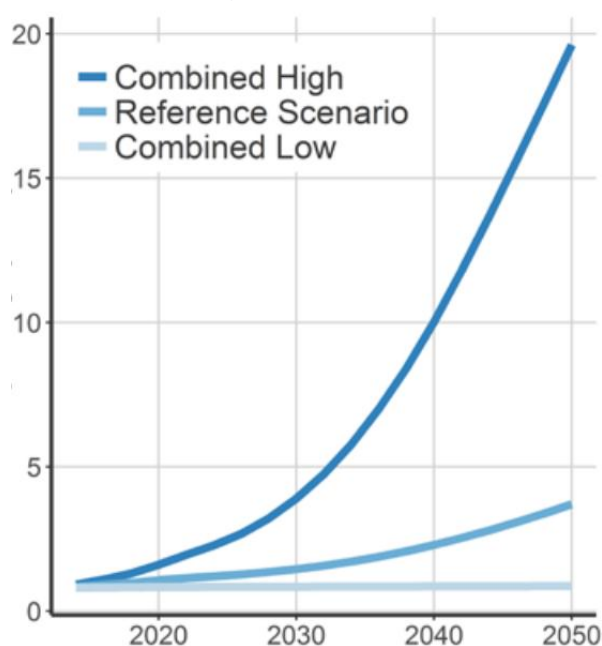


Fonte: Elaboração própria a partir de McCabe (2022)

Em suma, os resultados permitem observar que o potencial econômico dos projetos de GD eólica são altamente sensíveis à presença de políticas de incentivo, sobretudo aquelas que impactam os custos do projeto diretamente. De modo geral, a transformação do potencial econômico em capacidade instalada de geração, sobretudo em aplicações distribuídas, está associada à disponibilidade de áreas com recursos eólicos adequados e maiores tarifas de eletricidade. Não obstante, a análise aprofundada do caso base para 2022 identifica que as áreas rurais são o segmento com maiores oportunidades para a GD, representando 70% do potencial econômico para aplicações BTM e 97% para FTM no ano de 2022 (MCCABE, 2022).

Em anos anteriores, Lantz *et al* (2016) avaliaram, a partir do potencial econômico para o mercado de GD eólica nos EUA e as tendências de adoção da tecnologia, cenários de difusão que apontam para uma capacidade acumulada de 1,5 GW e 3,7 GW de GD eólica até 2030 e 2050, respectivamente, em um cenário de referência (Figura 4.14). Em um cenário mais arrojado (intitulado *Combined High*), que considera a redução dos custos da tecnologia, ampliação do acesso a financiamento e um mercado de eletricidade favorável à GD eólica, esta capacidade atinge 3,9 GW e cerca de 20 GW em 2030 e 2050, respectivamente (LANTZ *et al.*, 2016).

Figura 4.14. Projeção de capacidade instalada acumulada de GD eólica nos EUA (em GW, 2015-2050), em diferentes cenários



Fonte: LANTZ *et al* (2016)

Em nível global, destaca-se o papel do Programa de Colaboração Técnica em Energia Eólica da Agência Internacional de Energia, que em sua Tarefa 41¹ tem reunido pesquisadores na análise do uso da energia eólica como um RED. A análise do PNNL (2023) aponta para um mercado global de GD eólica de cerca de 2 GW em 2022, focando principalmente em turbinas de pequena escala, cuja definição pode variar de acordo com o país (Tabela 4.4).

Tabela 4.4. Capacidade instalada de projetos eólicos de pequena escala por país (em MW)

País	Capacidade acumulada	Anos de referência	Definição de pequena escala
Alemanha	39,75	Até 2022	0 – 50 kW
Argentina	6,50	Até 2022	Não há

¹ O Task 41 do Wind Technical Collaboration Programme (TCP) da IEA tem como objetivo promover a colaboração internacional e pesquisa acerca do uso da energia eólica como um RED. O grupo conta com instituições participantes dos EUA, Espanha, China, Canadá, Dinamarca, Irlanda, Coreia do Sul, Áustria, Bélgica, Japão e Polônia (IEA Wind, 2021).

Austrália	1,47	2001-2022	0 – 10 kW
Áustria	0,29	Até 2022	0 – 50 kW
Brasil	0,62	2013-2022	0 – 75 kW
Canadá	13,47	Até 2018	Não há
China	704,32	2007 – 2022	0 – 100 kW
Coréia do Sul	4,08	Até 2019	Não há
Dinamarca	611,09	1977 – 2022	0 – 100 kW
Estados Unidos	156,77	2003 - 2022	0 – 100 kW
Índia	5,00	Até 2022	0 – 10 kW
Itália	200,78	Até 2022	0 – 250 kW
Japão	12,88	Até 2019	0 – 20 kW
Nova Zelândia	0,19	Até 2015	Não há
Reino Unido	141,51	Até 2019	0 – 100 kW
Total	1.898,71	Até 2022	

Fonte: Adaptado de PNNL (2023)

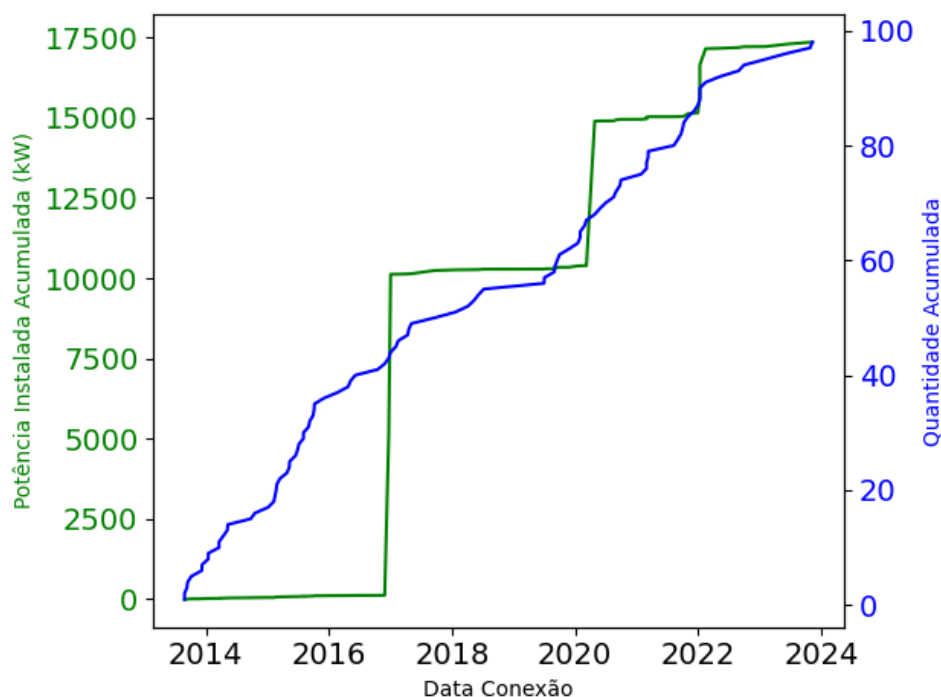
Identifica-se que os países possuem desafios técnicos, econômicos, de mercado e de performance similares no que tange a expansão do mercado de GD eólica (PNNL, 2023). Na China, o número de fornecedores de turbinas eólicas de pequena escala é limitado, em função da rápida adoção da GD solar fotovoltaica. Na Índia, por outro lado, há um maior número de fabricantes e opções de turbinas. No entanto, o fim do programa governamental de incentivo ao desenvolvimento destes sistemas, que fomentou o surgimento desta variedade de fornecedores, impactou o mercado negativamente.

No Japão e na Coreia do Sul, a aceitação social é um fator relevante para o desenvolvimento do mercado, tal como os custos das turbinas e a falta de padronização entre diferentes fornecedores. Nos mercados europeus, o mercado de GD eólica tem evoluído em aplicações como sistemas isolados, operações rurais, torres de telecomunicação, produção de hidrogênio e demanda local por aquecimento (PNNL, 2023).

Não obstante, reafirma-se o impacto do desenvolvimento de políticas, normas e incentivos sobre a competitividade de projetos de GD eólica. Dois exemplos são os casos da Espanha, em que os preços elevados de eletricidade estão estimulando a adoção desta tecnologia; e da Grécia, que introduziu em 2020 um procedimento de licenciamento para projetos eólicos com capacidade inferior a 60 kW, resultando na certificação de dois tipos de pequenas turbinas eólicas até o momento (PNNL, 2023).

No caso brasileiro, como apresentado, a eólica possui uma pequena participação na capacidade instalada de GD. Até o primeiro trimestre de 2024, o país conta com 28,3 GW de potência instalada, dos quais pouco mais de 17 MW (0,06%) são associados à geração eólica, em 98 sistemas distribuídos (ANEEL, 2024a). Destes, apenas dois projetos correspondem a 10 MW e outros 6.5 MW estão concentrados em outros cinco empreendimentos. A Figura 4.15 ilustra a difusão da GD eólica no Brasil onde é possível notar que nem em número de projetos nem em potência instalada se observa aceleração do crescimento da adoção desta tecnologia.

Figura 4.15. Evolução da GD eólica no Brasil



Fonte: ANEEL (2024b)

Entre 2014 e 2017, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) conduziu um estudo² sobre o mercado de aerogeradores de pequeno porte no Brasil, resultando em dois informes técnicos: sobre os potenciais consumidores, interessados na adoção da MMGD eólica, e a percepção dos produtores da tecnologia.

No primeiro informe, Pereira, Montezano e Dutra (2015) identificaram, a partir de um questionário respondido por 67 potenciais consumidores, uma inclinação positiva à adoção da tecnologia (75% indicaram interesse na compra de um aerogerador de pequeno porte), motivada principalmente por uma potencial redução na conta de energia elétrica (54% das respostas). Quanto à propensão a investir, 61% dos consumidores limitaram o custo inicial pelo qual estavam dispostos a pagar em R\$ 10 mil. Essa limitação representa um desafio para os produtores, em função do estágio incipiente do mercado à época.

Este estágio embrionário do mercado de GD de pequeno porte é destacado no segundo informe técnico (DUTRA; PEREIRA; MONTEZANO, 2015), através do tempo de atuação dos fabricantes e revendedores entrevistados: quase a totalidade possuía menos de 5 anos de atuação. A maior parte dos aerogeradores possuía potência entre 1 e 6 kW, em linha com a experiência internacional, e predominantemente eram de eixo horizontal. Um fabricante destacou o desenvolvimento de um aerogerador de eixo vertical, motivado pela experiência com a comercialização de modelos horizontais, que se demonstraram pouco adequados para o meio urbano em função do alto grau de

² Informações gerais sobre o estudo estão disponíveis em: <https://cresesb.cepel.br/app/>

turbulência dos ventos – associado à presença de obstáculos – e o nível de ruídos decorrentes.

Dentre os principais compradores potenciais, os fabricantes destacaram principalmente os consumidores residenciais (urbanos), comerciais e industriais, rurais (fazendas) e universidades. O segmento de telecomunicações foi um nicho apontado por um fabricante, mas que deve ser alvo de atenção em novos negócios. Naquele momento, no entanto, 60% dos entrevistados indicaram que o ambiente de negócios para o futuro era desfavorável ou indiferente. Outro indicativo de que o mercado não apresentava sinais de pleno desenvolvimento é a diversificação de atividades dos produtores: 60% comercializam ao menos uma alternativa tecnológica de geração, como GD solar fotovoltaica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

Apesar disso, Dutra, Pereira e Montezano (2015) identificaram uma visão otimista dos fabricantes em relação aos investimentos futuros. Em relação às aplicações já realizadas, 80% dos participantes da pesquisa realizaram investimentos com recursos próprios, e 60% contaram com recursos de instituições de fomento à pesquisa. Além disso, estes investimentos foram destinados principalmente à expansão da produção e aprimoramento do produto. No entanto, as perspectivas de novos investimentos previam superação dos montantes investidos, seguindo a tendência de expansão e melhoria da produção, mas também incluindo a diversificação da produção e aperfeiçoamento do produto.

Com base nestes estudos, os autores sinalizaram algumas recomendações a fim de consolidar potenciais estratégias de fomento ao segmento de aerogeradores de pequeno porte, a saber:

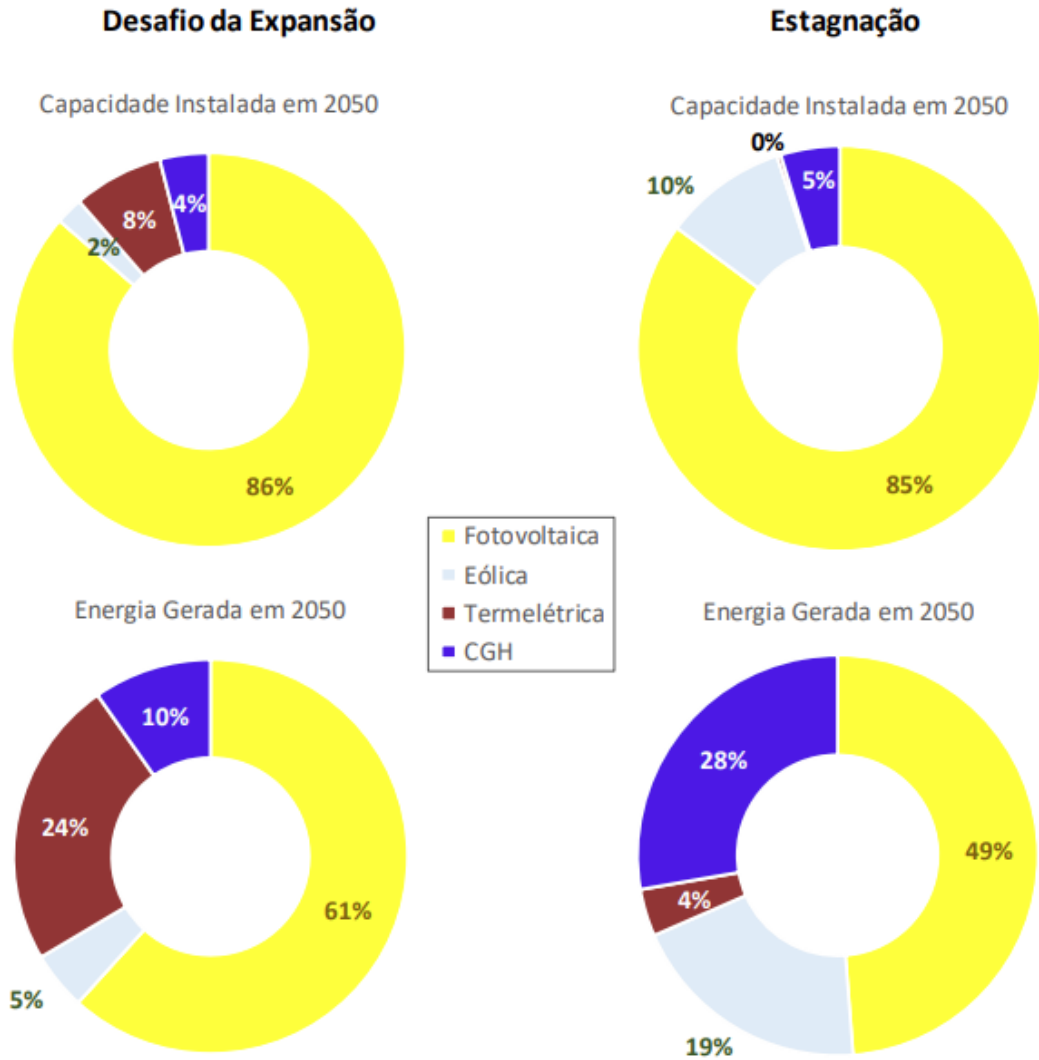
- a) Desenvolvimento de um fórum de discussão entre agentes de mercado, a fim de organizar o segmento e reduzir assimetrias de informação;
- b) Desenvolver banco de dados de instalações de sistemas eólicos de pequeno e médio porte, ou aprimorar o banco de dados da ANEEL com informações complementares;
- c) Desenvolver mercado certificador, a fim de garantir credibilidade e informação para o consumidor final;
- d) Promover linhas de financiamento específicas para as empresas produtoras;
- e) Fomentar a divulgação para outros segmentos da sociedade, incluindo aspectos técnicos e ambientais; e
- f) Promover uma harmonização de regras tributárias aplicáveis a este mercado, em função do impacto sobre o custo.

4.1.3. Biomassa

Nas perspectivas de difusão da MMGD para o planejamento de longo prazo, considerando o Plano Nacional de Energia 2050, identifica-se potencial para expansão

da participação da geração termelétrica a biomassa, sobretudo no cenário de desafio da expansão (Figura 4.16), atingindo cerca de 3,9 GW (EPE, 2020).

Figura 4.16. Composição da matriz de MMD no horizonte 2050



Fonte: EPE (2020)

No horizonte decenal (2034), por sua vez, o cenário de referência para MMD considera uma potência acumulada de 58,8 GW, dos quais 0,8% (cerca de 470 MW) correspondem a participação da GD termelétrica a biomassa (EPE, 2024a). Ademais, identifica-se a contribuição da biomassa³ na geração total de eletricidade a partir da autoprodução e GD, correspondendo a 33 TWh, 38 TWh e 43 TWh em 2024, 2029 e 2034, respectivamente. Em 2034, a biomassa corresponde a 25% da geração por autoprodução e GD (EPE, 2024b).

³ Compreende biogás, bagaço-de-cana, lixívia e lenha.

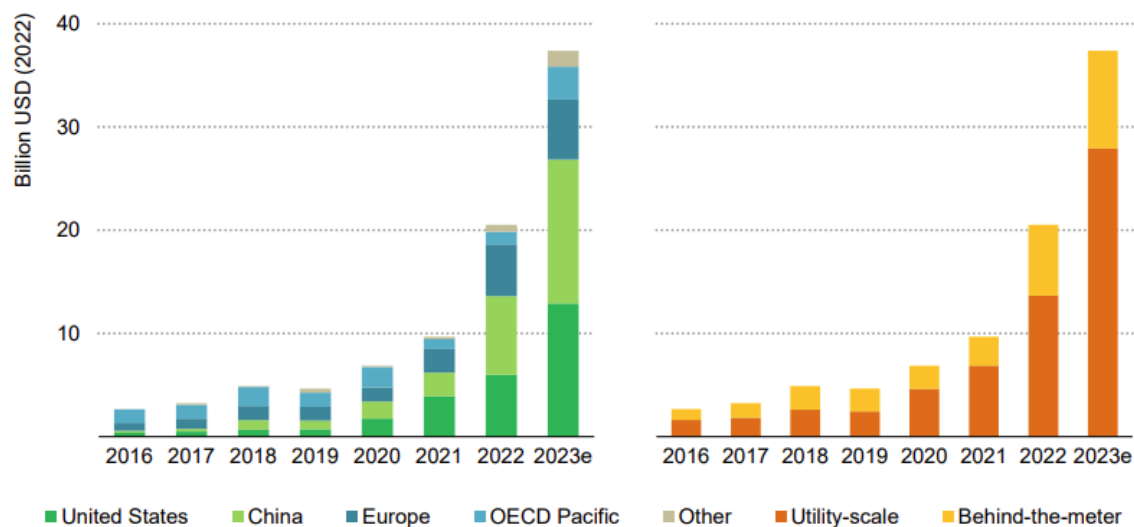
Sob a ótica da tecnologia, conforme já apresentado na seção 3.1.3, diversas rotas tecnológicas para o aproveitamento da biomassa já estão disponíveis. Conforme analisado pela EPE (2016), a difusão da GD nestas rotas depende de uma análise da relação entre escala e custos. No caso específico da digestão anaeróbica, a geração de eletricidade distribuída a partir do biogás já é uma rota tecnológica dominada, cuja competitividade dependerá de fatores como os custos de investimentos das unidades de biodigestão, em especial da unidade de biodigestão de resíduos urbanos, que necessita de uma unidade de triagem, e os custos das matérias-primas, que são, essencialmente, consequência da logística.

4.2. Armazenamento distribuído

O armazenamento de energia é considerado *player*-chave na evolução da transição energética, considerando não apenas seu papel na integração de fontes renováveis intermitentes – como solar e eólica -, mas também sua atuação na descarbonização de segmentos relevantes do mercado de energia e prestação de serviços ao longo de toda a cadeia de valor do setor elétrico (IRENA, 2017). Segundo análise da CGEE (2017), além destas funções, as tecnologias de armazenamento de energia permitirão maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia e resiliência, além de viabilização da geração distribuída e do consumidor *off-grid*.

Apesar da difusão da tecnologia de armazenamento ter se concentrado em projetos de larga escala, nota-se, nos últimos anos, uma participação crescente de projetos atrás do medidor nos investimentos realizados (Figura 4.17). No ano de 2022, os investimentos em baterias superaram a faixa dos 20 bilhões de dólares, com destaque para a participação dos Estados Unidos, China e Europa, que representaram 90% deste montante. Segundo a análise da IEA (2023a), essa concentração pode ser resultado da complexa cadeia de valor associada às tecnologias, bem como um reflexo da necessidade de revisão de políticas e desenhos de mercado.

Figura 4.17. Investimento em armazenamento de energia (baterias) por geografia (esquerda) e segmento (direita), 2016-2023*, em bilhões de dólares

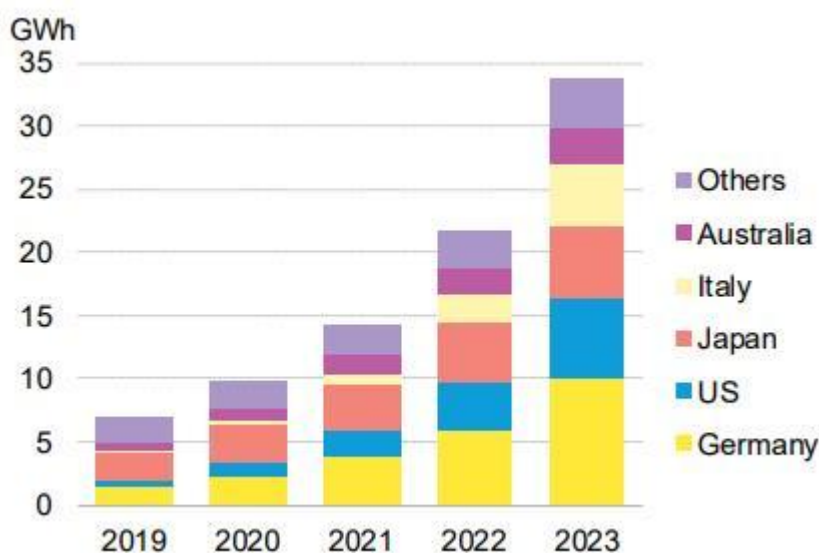


Nota: Valores para 2023 são estimados.

Fonte: IEA (2023a).

No mercado residencial, a análise da BNEF (2023) destaca que a difusão do armazenamento tem ganhado velocidade, mas ainda se concentra em países específicos, como Alemanha, Itália, Japão, EUA e Austrália que, em estimativas para o fim de 2023, representaram cerca de 88% da capacidade instalada acumulada (Figura 4.18).

Figura 4.18. Capacidade instalada acumulada de armazenamento residencial, por região

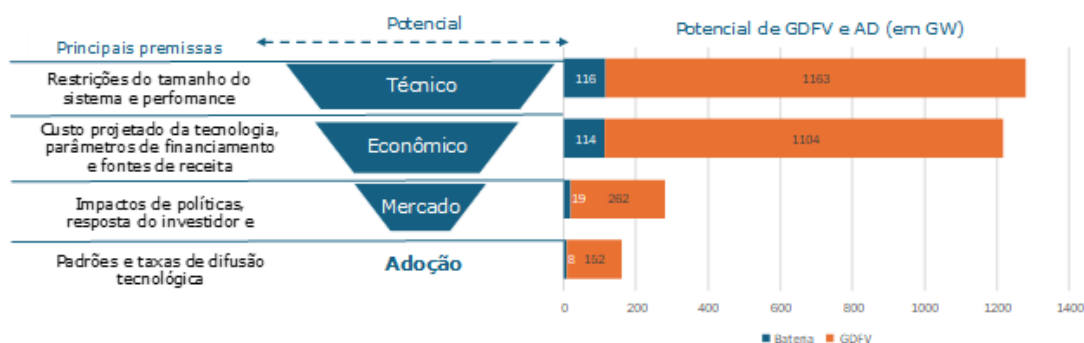


Fonte: BNEF (2023)

Sobretudo em sistemas residenciais, a difusão do AD tem sido motivada por consumidores com GD que utilizam o sistema de armazenamento para uso noturno do excedente de geração solar. Em 2023, mais de 70% dos novos sistemas de GD residenciais comercializados já eram associados a sistemas de armazenamento na Alemanha e na Itália (BNEF, 2023).

Em uma análise do mercado de armazenamento distribuído associado à GD nos EUA, no horizonte de 2050, Prasanna *et al* (2021) apontam para um alto potencial econômico (Figura 4.19), mas que não é convertido em adoção pelos consumidores, sobretudo em função do período longo de *payback*: em 2030, estima-se que o período médio para retorno do investimento seja de 11 anos para o setor residencial, 12 anos para o comercial e 8 anos para o industrial.

Figura 4.19. Metodologia para determinação do potencial econômico e adoção de GD e AD no caso Base, em 2050



Fonte: Adaptado de Prasanna *et al* (2021)

Ao mesmo tempo, dois fatores podem contribuir para uma ampliação da adoção destes sistemas no longo prazo: uma combinação de redução de custos das baterias e alta valoração da energia de reserva (backup); e uma redução combinada de custos da bateria e dos painéis fotovoltaicos. Além disso, as condições locais são determinantes para a adoção dos sistemas, bem como a presença de tarifas de eletricidade variáveis, que incluem um componente de demanda ou alguma variação horária (PRASANNA *et al*, 2021). Tais diferenças podem ser observadas nos cenários de adoção de GD e AD e seus respectivos resultados, apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Potencial econômico e adoção de GDFV e AD em todos os cenários (2050)

Cenário	Descrição	Bateria		GDFV	
		Potencial Econômico (GW/GWh)	Adoção acumulada projetada (GW/GWh)	Potencial Econômico (GW)	Adoção acumulada projetada (GW)
Caso base	Projeções de custo moderadas para GDFV e AD; valor da energia de reserva é considerado	114/228	8/16	1.104	152
Custo avançado AD	Projeção de alta redução de custo para AD e moderada para GDFV	147/294	11/22	1.114	160
Custo avançado GDFV	Projeção de alta redução de custo para GDFV e moderada para AD	116/232	11/22	1.142	223
Custo avançado GDFV + AD	Projeção de alta redução de custo para GDFV e para AD	147/294	16/32	1.143	234
Sem energia de reserva	Redução moderada de custo para GDFV e AD, sem preço de energia de reserva	85/170	5/10	1.100	146
Sem energia de reserva + custo avançado AD	Projeção de alta redução de custo para AD, sem preço de energia de reserva	116/232	7/14	1.110	150
2x preço de energia de reserva	Redução moderada de custo para GDFV e AD, com o dobro do preço de energia de reserva	138/276	11/22	1.060	139
2x preço de energia de reserva + custo avançado AD	Projeção de alta redução de custo para AD, com o dobro do preço de energia de reserva	245/490	17/34	1.085	151
Extensão <i>net metering</i>	Todos os estados adotam o <i>net metering</i> de 2020 até 2050	111/222	8/16	1.080	209
Net Billing nacional	Todos os estados migram para o <i>net billing</i> de 2020 até 2050	114/228	8/16	1.105	145

Fonte: Adaptado de Prasanna *et al* (2021)

Cabe destacar, ainda, que são considerados requisitos fundamentais para a integração dos sistemas de armazenamento à matriz energética o desenvolvimento de sistemas eletrônicos e *softwares* de supervisão e controle de baterias, novos materiais que assegurem a confiabilidade, durabilidade e segurança e a minimização de impactos ambientais nos processos de fabricação, operação e descarte (CGEE, 2017).

Segundo levantado pela IEA (2023f) apesar do aumento de 180% da produção de lítio entre 2017 e 2022, a demanda superou a oferta em 2021 e 2022. Segundo a mesma referência, cerca de 60% da demanda de lítio, 30% de cobalto e 10% de níquel foi dedicada para veículos elétricos em 2022 (15%, 10% e 2% respectivamente em 2017). Assim, para o curto prazo, a mineração do lítio precisará expandir rapidamente para continuar apoiando a velocidade de difusão e demanda por tecnologias de energia limpa (neste caso, energias de fluxo e que não podem ser armazenadas em sua forma natural como a energia solar e eólica).

Para o futuro, um objetivo importante da inovação para baterias está na diversificação dos projetos para reduzir a dependência do lítio, o material crítico que tem sido mais difícil de substituir pelas tecnologias atuais e de maior risco de déficit de fornecimento e outras tecnologias promissora tem cerca de 10 anos de atraso (NREL, 2021). Ainda relacionado aos materiais críticos, estão os objetivos com soluções tecnológicas de difícil combinação como por um lado a compactação com o mínimo uso dos materiais e maior densidade energética contrastado, por outro lado, com a manutenibilidade (para extensão de vida) ou com projetos que favoreçam a separação e a reciclagem destes materiais.

Avançando na análise em relação ao mercado brasileiro, há pouca informação consolidada a respeito da difusão – atual ou futura – e os custos associados. No estudo da GREENER sobre o mercado de GDFV, uma pesquisa com integradores revelou que 49% ofereciam sistemas híbridos (GDFV com baterias) e, destes, apenas 25% realizaram ao menos uma venda. Do total, dos 12% de respondentes que venderam algum sistema, 95% tiveram a venda limitada a 5 sistemas, indicando o estágio nascente do mercado (GREENER, 2024).

Ainda na pesquisa sobre a oferta de sistemas a partir de integradores de GDFV, o estudo levantou os principais fabricantes de sistemas de baterias estacionárias para aplicação associada a GD. Dentre as 10 marcas mais citadas estão: Moura, Freedom, Unipower, Deye, Huawei, BYD, Dyness, Growatt, PHB Solar e WEG (GREENER, 2024).

Em 2021, a Greener publicou um estudo estratégico sobre o mercado de armazenamento, onde analisou cenários para o futuro das tecnologias de baterias. Três cenários foram avaliados: a dominação do mercado por uma ou duas tecnologias centrais; a coexistência de várias tecnologias; e o surgimento de uma ou poucas novas “*killer technologies*” (GREENER, 2021). Os comentários são apresentados no Quadro 4.1.

Quadro 4.1. Cenários para o futuro das tecnologias de baterias

Cenário	Comentário
Mercado de baterias será dominado por uma ou duas	Cenário plausível. A mobilidade elétrica exige baterias com elevada densidade energética. Dentre as tecnologias

tecnologias âncora. Demais tecnologias apenas serão comercializadas para aplicações nicho.	disponíveis em escala industrial, apenas a tecnologia de lítio consegue atender esta demanda. Ganhos de aprendizado e de escala facilitarão o uso de baterias de lítio também para o mercado estacionário; Baterias de chumbo possivelmente ainda serão relevantes para aplicações 'clássicas', tais como sistemas de backup simples ou baterias de arranque automotivo.
Haverá uma coexistência de várias tecnologias de baterias: Lítio para mobilidade elétrica e dispositivos eletrônicos; Baterias de fluxo, baterias ar-zinco e baterias de chumbo para aplicações estacionárias;	Possível, mas menos provável. A industrialização de novas tecnologias exige investimentos muito elevados. Adicionalmente, a fragmentação da demanda entre várias tecnologias reduzirá os ganhos de escala que poderão ser capturados no futuro
Surgimento de uma ou poucas novas 'killer technologies'	Possível, mas pouco provável no curto e médio prazo

Fonte: GREENER, 2021

Associados a esses cenários, os resultados dos projetos de P&D estratégicos no âmbito da Chamada nº 21/2016 da ANEEL, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” podem ser utilizados como base para políticas e regulamentos acerca da aplicação dos sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro, considerando a diversidade de abordagens incluídas nos projetos, que consideram desde a rede básica até os consumidores finais (SILVA, 2022). O Box 4.1 apresenta uma síntese da Chamada e os projetos desenvolvidos em seu âmbito.

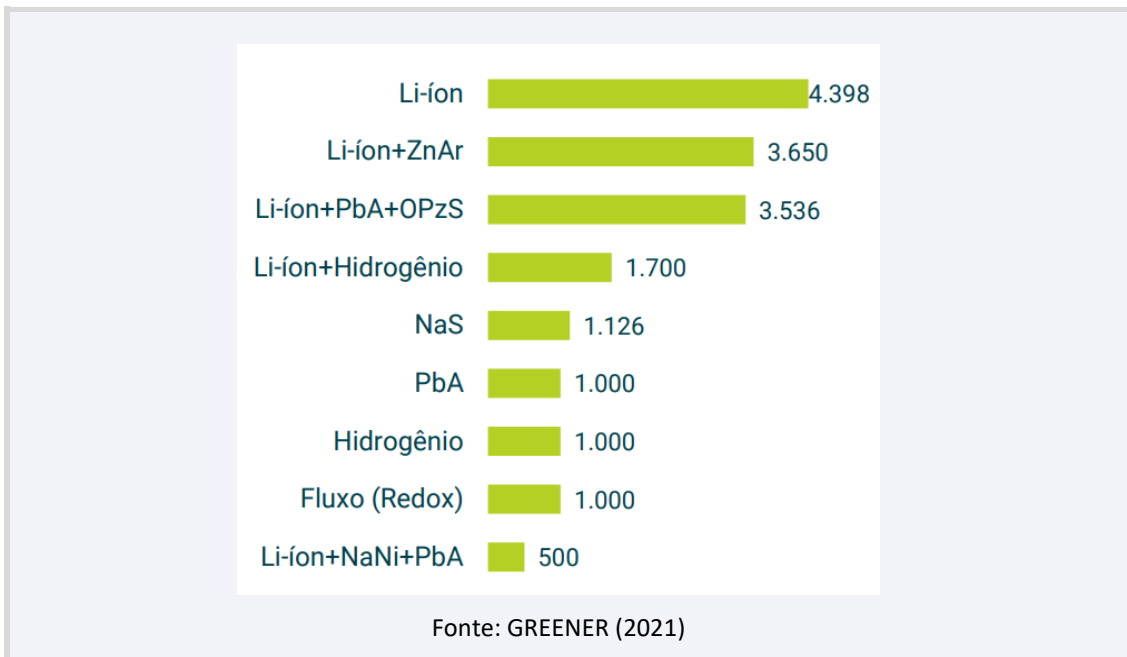
Box 4.1. A Chamada Estratégica ANEEL nº 21/2016

Em 2016, foi aprovada pela Diretoria da ANEEL a abertura da Chamada Estratégica de P&D nº 21, com o objetivo de receber a proposição de arranjos técnicos e comerciais para avaliação e inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro, de forma integrada e sustentável, buscando também criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica, propriedade intelectual e infraestrutura de produção nacional (ANEEL, 2017).

Como requisito, os projetos deveriam demonstrar a viabilidade técnico-econômica dos sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro, e fornecer subsídios para um arcabouço legal e regulatório que assegure o funcionamento das tecnologias. Assim, os projetos devem incluir a construção de uma planta piloto de armazenamento conectada direta ou indiretamente à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica. A análise deve contemplar os impactos na rede elétrica, operação e planejamento, impactos ambientais e identificação de modelos de negócio que viabilizem a inserção da tecnologia no mercado nacional (INT; MCTIC, 2017).

Cerca de 15 MWh em 23 projetos foram aprovados (2 foram cancelados). A análise das tecnologias (Figura 4.20) destaca o íon-lítio como predominante, além das de chumbo-ácido e hidrogênio, que também apresentaram relevância. Os projetos tinham previsão de R\$ 370 milhões em investimentos (GREENER, 2021). A chamada previa a conclusão dos projetos até 2022, mas os resultados ainda não foram divulgados.

Figura 4.20. Tecnologias avaliadas (kWh)



Em uma análise do mercado potencial de sistemas de armazenamento de energia no Brasil, a ABAQUE (2016) considera as seguintes aplicações:

- Locais em que tecnologias de produção distribuída possam ser substituídas com vantagem pelo armazenamento de energia, como no caso dos geradores a diesel, seja para garantia de confiabilidade quanto para em aplicações voltadas à redução do custo da energia no horário de ponta;
- Onde as tecnologias de armazenamento sejam naturalmente requeridas, como sistemas isolados, microrredes e geração intermitente; e
- Em aplicações em que o armazenamento pode resultar em maior eficiência na operação da rede elétrica, ganhos operativos, redução de custos relacionados a perdas técnicas e otimização do despacho, entre outros benefícios (INT; MCTIC, 2017).

O estudo foi conduzido em 2015 e, a partir desta análise, que não se restringe a aplicações distribuídas, foi identificado o potencial de aplicação dos sistemas de armazenamento no país, com uma demanda estimada de 95 GWh até 2023 (Tabela 4.6).

Tabela 4.6. Potencial de aplicação do sistema de armazenamento no Brasil

Aplicação	Capacidade
Redução de ponta de carga (arbitragem) e confiabilidade	66,7 GWh
Confiabilidade em hospitais e centros cirúrgicos	3,2 GWh
Suprimento contínuo em sistemas isolados	4,6 GWh
Integração de plantas de geração intermitente	5,0 GWh
Suporte à integração da geração distribuída	12,0 GWh
Atendimento à frota de VE novos	3,5 GWh

Total	95,0 GWh
--------------	-----------------

Fonte: ABAQUE (2016); INT, MCTIC (2017)

5. CUSTOS

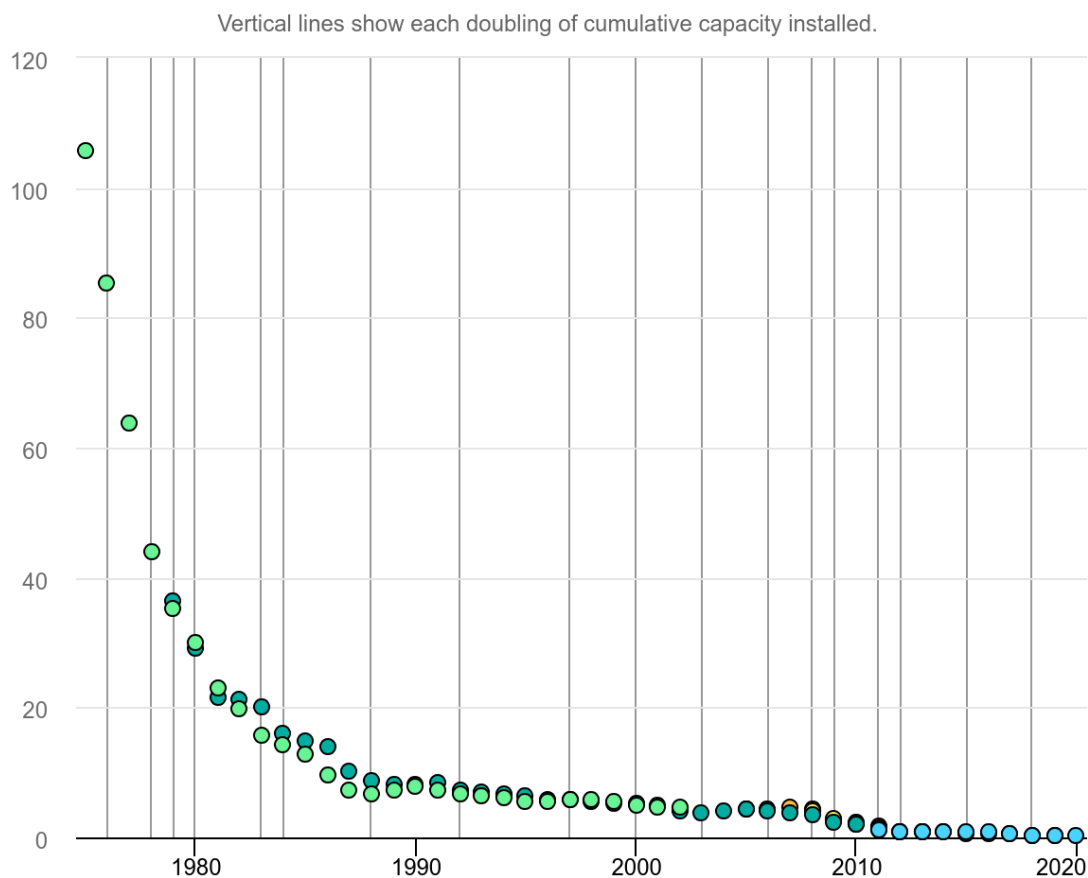
Diversos fatores impactam o mercado de RED, como a disponibilidade de recursos e equipamentos, a presença de políticas de incentivo a níveis federal ou estadual, pesquisa e desenvolvimento tecnológico, custos e a interrelação entre tecnologias (EIA, 2024). Com ênfase na análise dos custos e aspectos econômicos associados às tecnologias, a seção apresenta, a partir da literatura, um levantamento dos principais componentes de custo e sua trajetória nos últimos anos, perspectivas, aspectos gerais associados à análise de custos das tecnologias e questões relevantes para análises futuras, no Brasil e no mundo. Tal como nas anteriores, a presente seção divide-se nas duas tecnologias analisadas nesse relatório: GD e AD, respectivamente.

5.1. Geração distribuída

5.1.1. Solar fotovoltaica

A rápida adoção da geração solar fotovoltaica nos últimos anos, sobretudo nos sistemas distribuídos, tem sido motivada pela redução de custos dos sistemas fotovoltaicos, economia na conta de energia, aspectos ambientais e confiabilidade do suprimento. O desenvolvimento tecnológico e o aumento da eficiência dos módulos e melhorias de componentes resultantes desse processo são grandes drivers da redução de custo, somados ao aumento da atratividade de projetos em função da presença de políticas de incentivo à tecnologia (EIA, 2024). A Figura 5.1 apresenta a evolução dos custos dos painéis fotovoltaicos ao longo das últimas décadas, a partir de diferentes fontes. As linhas verticais mostram os momentos em que a capacidade instalada acumulada se duplicou.

Figura 5.1. Evolução dos custos dos painéis fotovoltaicos, 1970-2020 (em US\$ 2015 por Watt)

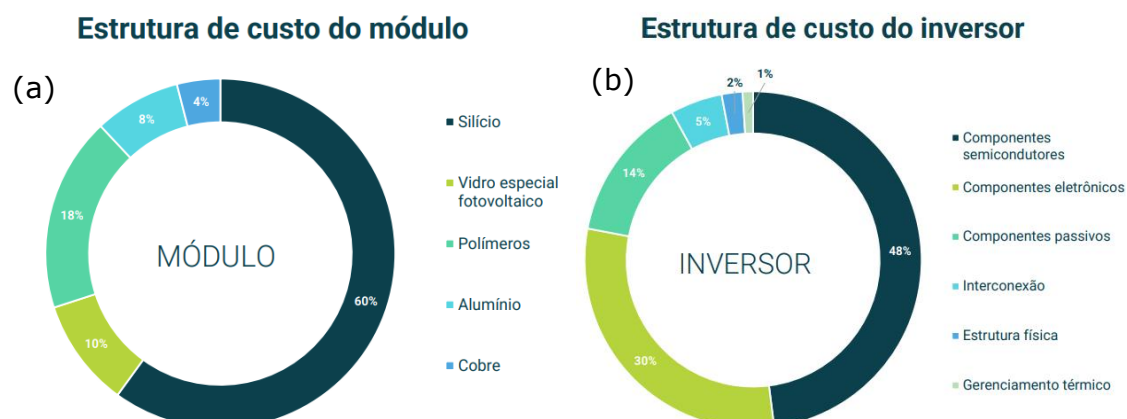


Fonte: IEA (2020)

Na análise aplicada ao Brasil, uma das principais fontes de informação e acompanhamento do mercado de GD fotovoltaica é a empresa de consultoria e assessoria Greener. Segundo dados de janeiro de 2024, em um sistema de GD fotovoltaico, os módulos representam entre 25% e 40% do preço final do sistema. Em relação a 2023, houve uma redução da participação destes custos (que representavam 38 e 50%, respectivamente) (GREENER, 2024; 2023), em função da queda do preço dos módulos.

Um dos fatores por trás dessa queda é a variação dos preços dos insumos. A análise de 2023 (GREENER, 2023) apresentava o silício como principal insumo dos módulos (60% de sua estrutura de custos, Figura 5.2a). Já em relação aos inversores, semicondutores e componentes eletrônicos representam a maior parcela da estrutura de custos, com participação de 48% e 30%, respectivamente (Figura 5.2b).

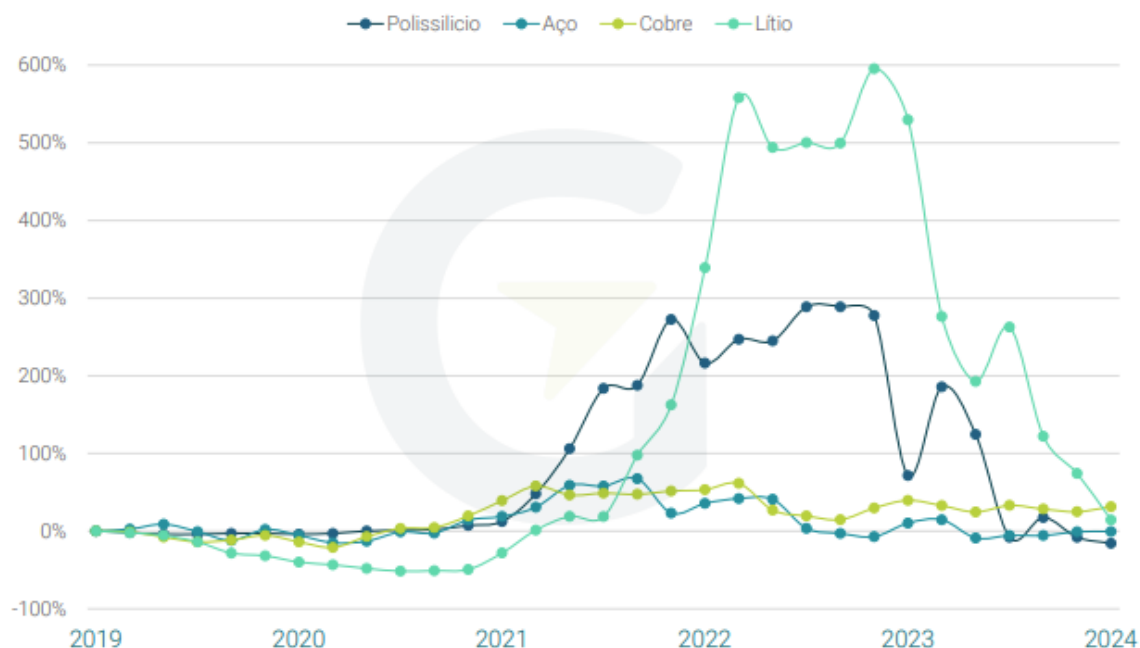
Figura 5.2. Estrutura de custos de componentes dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Greener (2023)

Os dados de janeiro de 2024 apontam para uma redução de 51% do preço do polissilício em relação a 2023, atingindo US\$ 8,25/kg. Uma das explicações é o aumento do nível de estoque do insumo, em função do aumento da capacidade produtiva da China. Outros insumos, como o aço e o lítio, também experienciaram queda, atingindo valores de US\$ 545/t (em 2023, o custo era de US\$ 605/t, uma queda de 10%) e US\$ 13,4/kg (uma queda de 82% em relação a 2023), respectivamente. O preço do lítio, especificamente, está diretamente associado às baterias demandadas nos mercados de armazenamento e mobilidade elétrica (GREENER, 2024).

Figura 5.3. Variação de preço dos insumos para GDFV (base dólar)

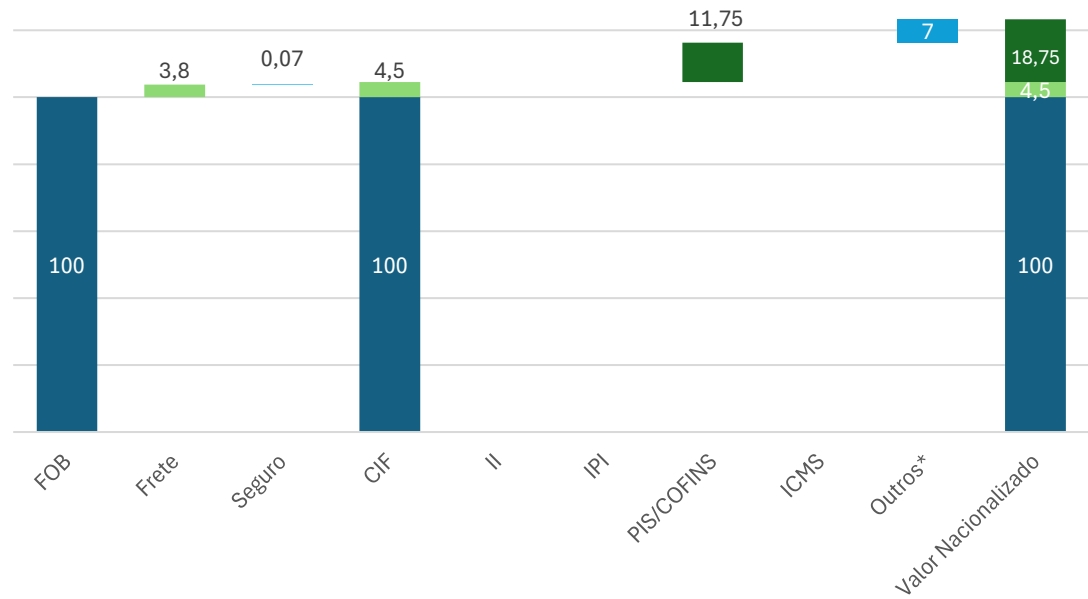


Fonte: GREENER (2024)

A concentração das cadeias de produção dos componentes de módulos e inversores fotovoltaicos é tópico relevante para a análise de custos e as variações apresentadas na figura acima. Estes efeitos foram observados em 2021, em função das restrições à produção e logística impostas pela pandemia da Covid-19. Na ocasião, o preço do silício policristalino aumentou mais de 200%, gerando um desequilíbrio na oferta e demanda dos módulos. Não obstante, o preço FOB⁴ do módulo com célula monocristalina PERC aumentou, em média, 26% e o frete internacional, que representava cerca de 3% do preço CIF⁵ passou a representar 16% em 2021 em função da falta de contêineres e a obstrução nos portos (CAITEC; IPEA, 2022).

Outro aspecto relevante para a análise do mercado de sistemas fotovoltaicos são os custos de importação associados aos módulos. Em 2023, dos 17,5 GW de módulos importados, 66% destinaram-se para o mercado de GD, sendo o restante direcionado a aplicações centralizadas. Em termos percentuais, o custo de importação e nacionalização dos módulos é de 23,25% do preço FOB, ou 18,75% do CIF (Figura 5.4).

Figura 5.4. Custos associados à importação e nacionalização de módulos fotovoltaicos, em percentual



* Outros considera custos rodoviários, trading e armazenamento.

Fonte: Adaptado de GREENER (2024)

Essa análise considera o regime de Ex-tarifário, que consiste na redução temporária do imposto de importação (II) de bens de capital os quais, sem a aplicação do regime, teriam uma incidência de 9,6% de II (GREENER, 2024). O impacto dos custos

⁴ O preço *free on board* (FOB) representa o preço da mercadoria livre de quaisquer custos de transporte, que são assumidos, incluindo os riscos, pelo comprador.

⁵ No preço *cost, insurance and freight* (CIF), os custos e riscos associados ao transporte da mercadoria são de responsabilidade do vendedor, e incluídos no preço final do produto.

de importação e nacionalização sobre o CAPEX dos módulos e, em última análise, sobre a viabilidade do projeto, levanta a discussão sobre outros aspectos legais e regulatórios determinantes para a análise econômica do mercado de GD. Alguns destes pontos são sumarizados no Box 5.1.

Box 5.1. Aspectos legais-regulatórios e o custo da GD no Brasil

O estudo da Greener (2024) destaca a relevância das discussões legais e regulatórias para o desenvolvimento do mercado de GD nacional, com impactos sobretudo nos custos e rentabilidade dos projetos. Esses aspectos serão analisados e detalhados em etapas futuras do *roadmap*, mas cabe sinalizar as principais pautas para o ano de 2024, dentre as quais estão:

a) Cálculo da valoração dos custos e benefícios da GD

A Lei 14.300/2022 estabeleceu o prazo de julho de 2023 para a ANEEL estabelecer este cálculo. No entanto, são necessárias diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética para guiar a Agência. A medida impacta a viabilidade dos investimentos de médio e longo prazo, dado que estabelece as regras de compensação da energia gerada.

b) Inversão de fluxo

A REN nº 1.000/2021 estabelece que as distribuidoras devem realizar estudos para evitar a inversão do fluxo de potência associada à conexão de MMGD. No entanto, como apresentado na seção 4.1.1, os orçamentos têm sido reprovados sem a apresentação dos estudos. A ANEEL abriu a CP 03/2024 para regulamentar aprimoramentos acerca do tema. O tema impacta diretamente a segurança dos projetos, com efeitos sobre a percepção de risco do investidor.

c) Elegibilidade da mini GD ao REIDI

A Lei 14.300/2022 inclui projetos de mini GD no escopo do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, com desoneração do PIS e COFINS nas aquisições, bens e serviços associados ao projeto, em um período de 5 anos. Essa medida impacta o CAPEX do projeto, levando à redução do investimento inicial.

d) Comercialização de energia através da GD

A ANEEL abriu, em novembro de 2023, a TS 18/2023 sobre a necessidade de aprimoramentos regulatórios para mitigar mecanismos de comercialização de energia no âmbito do sistema de compensação de energia elétrica. A análise do TCU indicou a possibilidade de iniciar fiscalização sobre o tema, tendo a vista a suspeita de modelos de negócio que utilizam o modelo de GD Remota, regulamentado pela ANEEL, para realizar a comercialização de energia, uma atividade vetada.

e) Reforma tributária

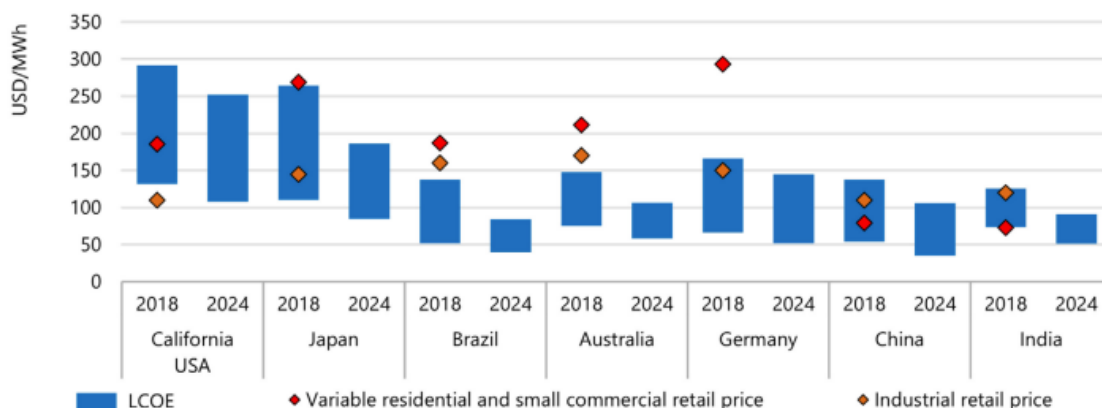
Em dezembro de 2023 foi promulgada a reforma tributária (EC nº 132/2023), que tem como objetivo simplificar o Sistema Tributário Nacional. Os tributos atuais (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) serão gradualmente eliminados, e dois tributos sobre o valor agregado serão introduzidos: a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS). A regulamentação da reforma promove a reestruturação do cálculo dos tributos, e reavalia incentivos fiscais que podem influenciar o mercado de GD, seja em relação ao custo dos equipamentos ou ao preço da energia.

Fonte: GREENER (2024)

Sobretudo para os consumidores de pequeno porte, como os residenciais, a adoção da GDFV possui alta relação com preços de eletricidade maiores. Nesse caso, além da maior autonomia em relação à geração da eletricidade consumida e a associação com questões de sustentabilidade, os consumidores têm economia associada ao consumo de eletricidade.

No Brasil, um exemplo dessa relação está na análise da penetração da GDFV por estado. O Mato Grosso apresentou o maior percentual de unidades consumidores com sistemas FV instalados em relação ao número total de unidades no Brasil: 7,8%, frente à média nacional de 2,1%. Dois fatores ajudam a explicar essa difusão: a concessionária Energisa MT possui a terceira maior tarifa residencial do país (ANEEL, 2024c) e, através do Convênio do Confaz, há compensação do ICMS na TUSD e TE (GREENER, 2024). Como apresentado na Figura 5.5, em muitos locais, incluindo o Brasil, a GDFV já oferece energia a custos inferiores à tarifa de eletricidade no mercado cativo.

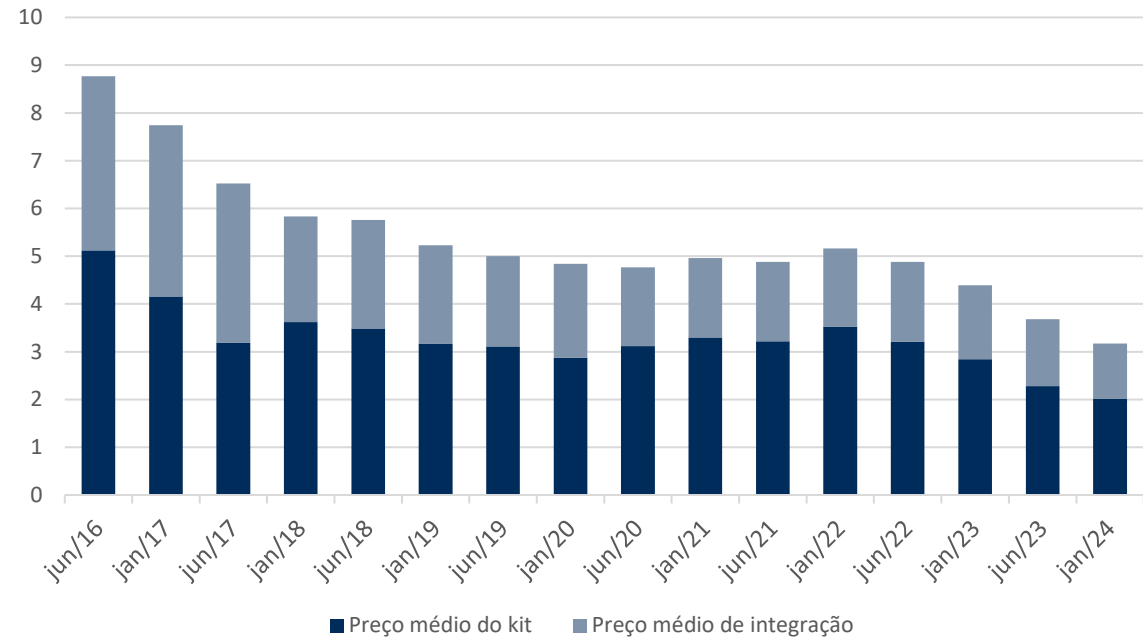
Figura 5.5. Custo nivelado de GDFV e preços de eletricidade, 2018/19 (em US\$/MWh)



Fonte: IEA, 2022a

Em 2024, os preços finais do sistema FV⁶ ao consumidor de micro e mini GD tiveram queda de 30% e 24%, respectivamente, em relação a 2023, motivada pela redução do preço do módulo. Para sistemas residenciais (4 kWp), o preço final reduziu de R\$ 3,68/Wp em janeiro de 2023 para R\$ 3,17/Wp em 2024. A título de comparação, o preço destes sistemas, em junho de 2016, era de R\$ 8,77/Wp, uma redução de 64% (Figura 5.6). Com a redução entre 2023 e 2024, houve uma redução de 25% do *payback*⁷, sendo a queda do CAPEX o principal componente de variação (GREENER, 2024).

Figura 5.6. Evolução de preços de sistemas FV residenciais (4 kWp), em R\$/Wp



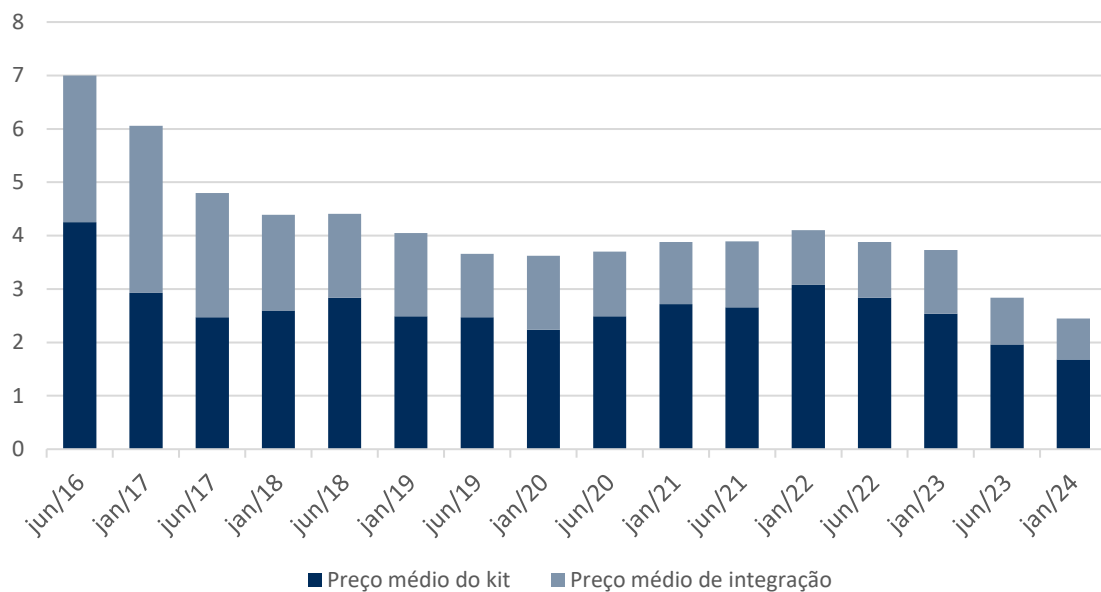
Fonte: GREENER (2024)

Na prática, isso significa que o preço do sistema médio residencial é de R\$ 12.680 em janeiro de 2024, frente a R\$ 17.560 no ano anterior. No caso dos sistemas comerciais de 50 kWp e comerciais sobre telhado de 1 MWp, esses preços são da ordem de R\$ 122.500 e R\$ 2.700.000, respectivamente, em janeiro de 2024. Em 2023, os mesmos sistemas custavam R\$ 186.500 e R\$ 3.710.000 (GREENER, 2024). A evolução dos preços por Wp é apresentada na Figura 5.7 para sistemas de 50 kWp e na Figura 5.8 para os de 1 MWp.

Figura 5.7. Evolução de preços de sistemas FV comerciais (50 kWp), em R\$/Wp

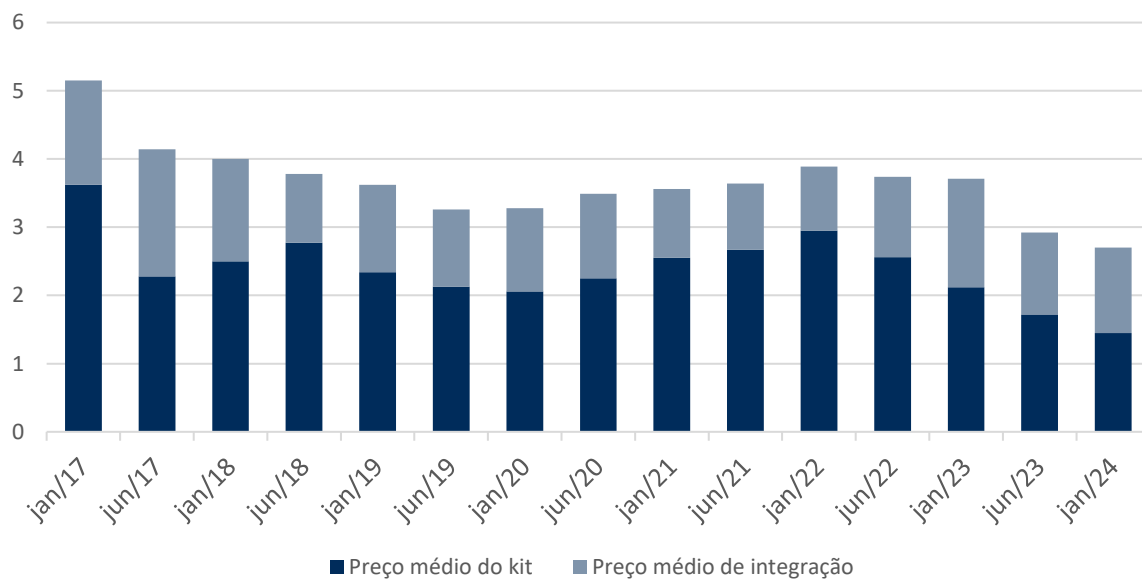
⁶ O preço do sistema FV é composto pelo preço do serviço de integração e pelo preço do kit fotovoltaico, que consiste no preço dos módulos FV, inversor e sistemas de montagem, cabeamento e proteção (GREENER, 2024).

⁷ A análise do *payback* considera a GD II, levando em conta a produtividade média, a tarifa para uma unidade consumidora trifásica, o *performance ratio* de 75% e um fator de simultaneidade de 30% (GREENER, 2024).



Fonte: GREENER (2024)

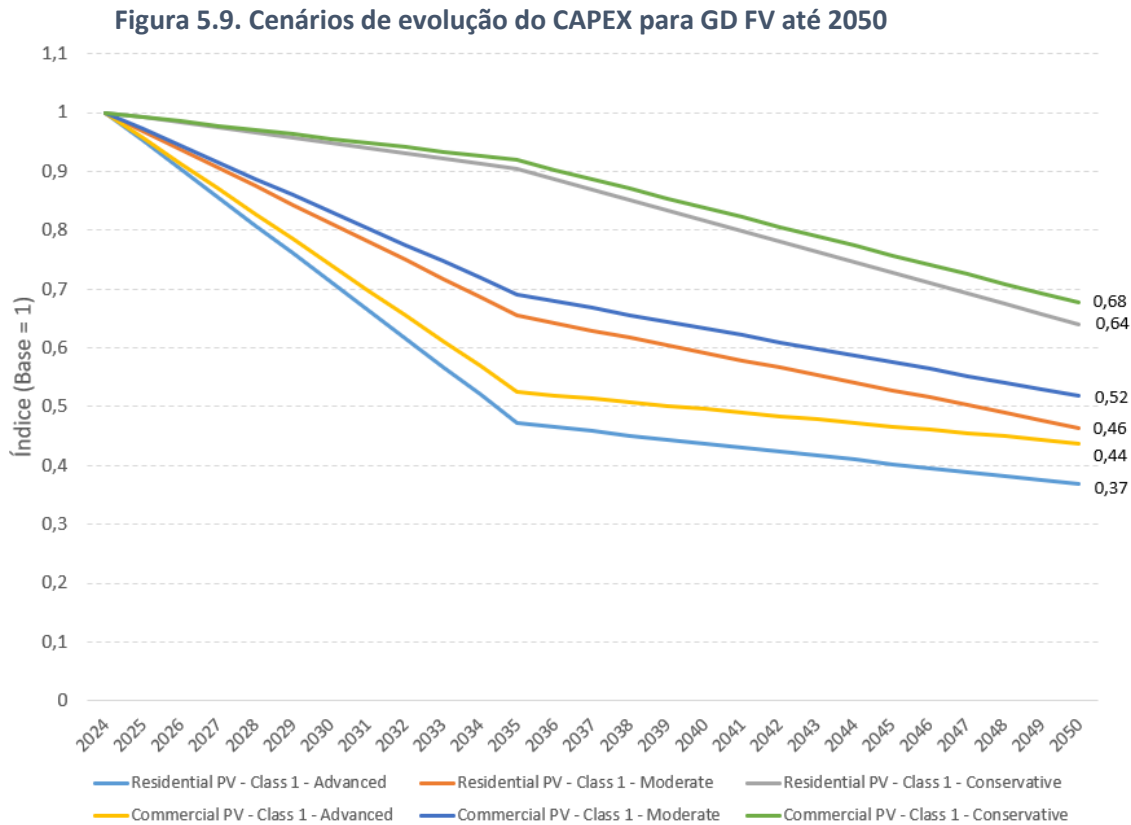
Figura 5.8. Evolução de preços de sistemas FV comerciais sobre telhado (1 MWp), em R\$/Wp



Fonte: GREENER (2024)

No caso destes sistemas, o *payback* obteve redução similar ao comportamento observado nos sistemas residenciais, reflexo da redução dos custos dos módulos. Para sistemas comerciais de 50 kWp, a redução entre 2024 e 2023 foi de 26%, com retorno do investimento, em média, em 2,5 anos (frente a 3,4 anos em 2023). Para os sistemas de 1 MWp sobre telhado, a redução foi da ordem de 24%, levando o *payback* médio de 5,1 anos para 3,9 anos em 2024 (GREENER, 2024).

Em termos de projeção, o NREL (2024b) apresenta alguns cenários de CAPEX para a geração distribuída fotovoltaica até 2050. Como mostra a Figura 5.9, o custo pode atingir de 37% a 68% do custo de 2024, a depender da classe e do cenário de custos.

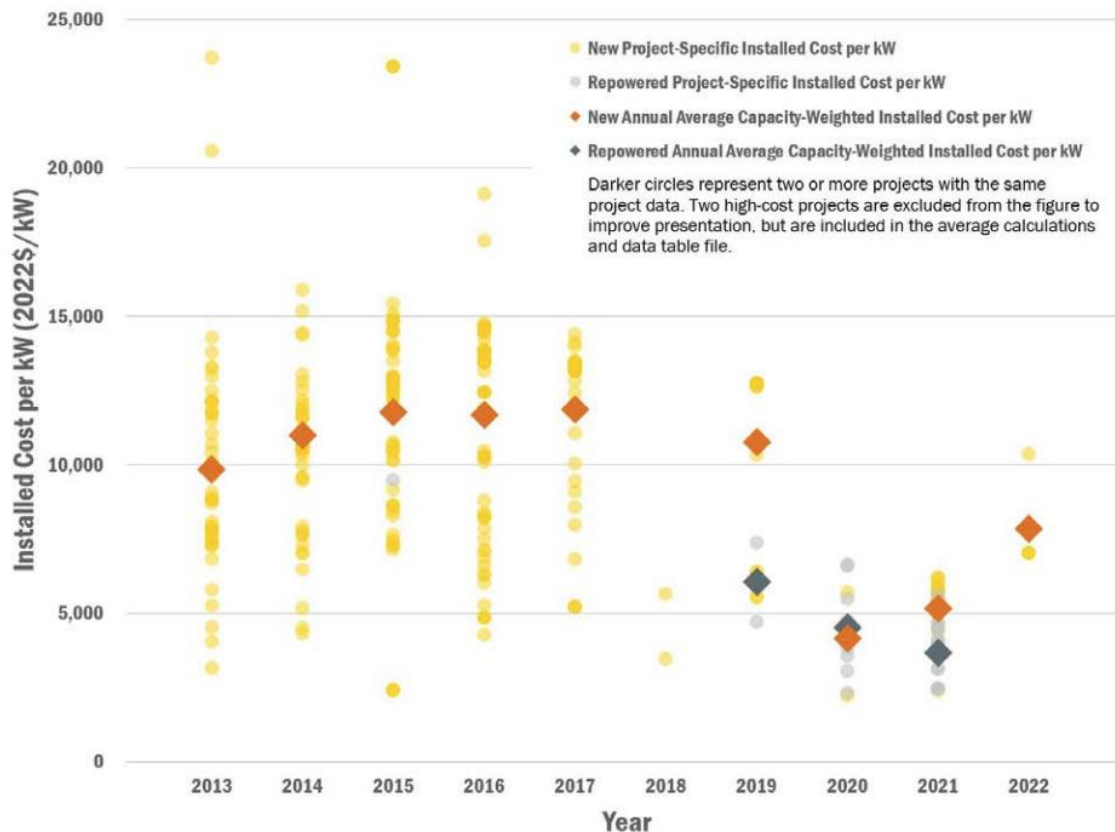


Fonte: NREL (2024b)

5.1.2. Eólica

Tal como na análise da difusão e potencial da geração eólica distribuída, a principal fonte de informações sobre custos está nos trabalhos do Departamento de Energia dos EUA e dos laboratórios nacionais. Na análise do mercado de GD eólica, o levantamento de custos de projetos de sistemas eólicos de pequeno porte revelou um custo médio de instalação de \$ 10.670/kW entre 2013 e 2022 (Figura 5.10), com fator de capacidade médio de 15%.

Figura 5.10. Média anual e custos de projetos instalados de energia eólica de pequeno porte, novos e repotenciados (2013-2022), em \$/kW

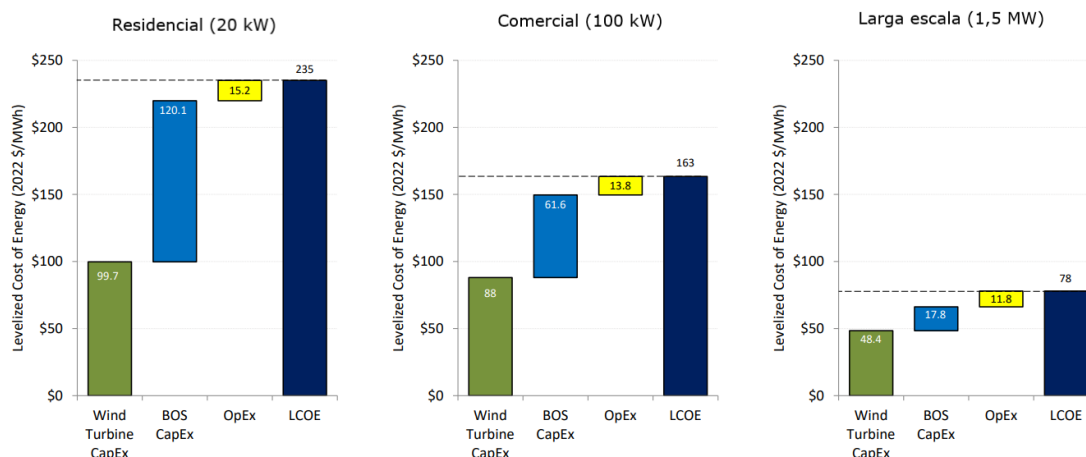


Fonte: PNNL (2023)

Em projetos com turbinas maiores do que 100kW, o custo médio para o mesmo período foi de \$ 4.050/kW, com um fator de capacidade médio de 23%, a partir de uma amostra de 27 projetos instalados entre 2005 e 2018 em 14 estados.

Por outro lado, a análise do *Cost of Wind Energy Review* apresenta o LCOE de projetos de GD eólica residenciais, comerciais e de larga escala considerados representativos para o caso dos EUA. Para tal, assume-se uma vida útil de 25 anos para estes projetos, com uma capacidade de 20 kW para projetos residenciais, 100 kW para comerciais e 1,5 MW para projetos distribuídos de maior escala (STEHLY *et al*, 2023). A composição do LCOE é apresentada na Figura 5.11.

Figura 5.11. Composição do LCOE de projetos de GD eólica em diferentes escalas (em \$/MWh)



Fonte: Adaptado de Stehly *et al* (2023)

Os custos de instalação dos projetos incluem os custos com a turbina eólica e demais custos de hardware, além dos custos de balanço do sistema⁸ (tradução livre do termo *balance of system*, BoS). Na análise dos projetos, identifica-se que os custos de BoS podem representar até 60% do custo de instalação em projetos de pequena escala e, portanto, são relevantes na análise da composição de custos (PNNL, 2023). Essa participação tende a cair conforme há um aumento de escala do projeto (Tabela 5.1).

Tabela 5.1. Composição de custos de projeto de GD eólica (2022)

Componente	Residencial	Comercial	Larga Escala
CAPEX Turbina Eólica (% CAPEX)	\$ 3.823/kW (45,4%)	\$ 3.723/kW (58,8%)	\$ 2.392/kW (73,1%)
BoS (% CAPEX)	\$ 4.602/kW (54,6%)	\$ 2.604/kW (41,2%)	\$ 878/kW (26,9%)
Total CAPEX	\$ 8.425/kW	\$ 6.327/kW	\$ 3.270/Kw
OPEX	\$ 39/kW/ano	\$ 39/kW/ano	\$ 39/kW/ano

Fonte: STEHLY *et al* (2023)

No caso dos custos operacionais, há uma diferença entre projetos eólicos centralizados e distribuídos, de menor escala. Enquanto no primeiro, os custos de operação representam custos significativos, associados ao aluguel de terreno, monitoramento remoto e outras despesas, no caso de projetos distribuídos, tais custos são pequenos e, às vezes, ausentes, dado que frequentemente o proprietário da turbina também possui a propriedade do terreno em que o sistema é desenvolvido.

Por outro lado, independente da escala, projetos eólicos requerem custos de manutenção, que podem ou não ser programados. Para projetos distribuídos, a manutenção programada pode incluir inspeção da turbina, controlador e torre, ajustes nas pás, verificação dos sistemas de medição e comunicação e visitas gerais de inspeção.

⁸ Incluem aquisição e qualificação, instalação, fundação e mão de obra elétrica, materiais e equipamentos, transporte, impostos, zoneamento e licenciamento, inspeção, interconexão, engenharia e projeto, despesas gerais e lucro (PNNL, 2023).

Manutenções não programadas, por sua vez, incluem desde ajustes associados a reclamações específicas, como acerca dos ruídos da turbina, até a substituição de equipamentos e componentes elétricos (PNNL, 2023).

A partir destes mapeamentos, o NREL publicou, em 2022, o *Distributed Wind Energy Futures Study*, que identificou não apenas o potencial econômico para a GD eólica nos EUA (apresentado na Seção 4.1.2), mas também as perspectivas de redução de custos das tecnologias de GD eólica em quatro cenários diferentes, a saber:

- i. Baixo desenvolvimento, em que não há mudança no CAPEX em relação aos custos observados em 2020;
- ii. Caso de referência (*business as usual*), com até 30% e 70% de redução nos custos de capital e 4% e 10% nos custos operacionais até 2030 e 2050, respectivamente;
- iii. Alto desenvolvimento, com até 52% e 71% de redução nos custos de capital e 4% e 10% nos custos operacionais até 2030 e 2050, respectivamente; e
- iv. Cenário transformador, com até 70% e 75% de redução nos custos de capital e 4% e 10% nos custos operacionais até 2030 e 2050, respectivamente.

A Tabela 5.2 apresenta os custos de referência utilizados na análise como representativos do ano de 2020. Os principais fatores para redução de custos no horizonte 2050 partem da premissa de que haverá um aumento expressivo do volume de fabricação de turbinas eólicas, permitindo redução de custos da tecnologia, além de inovações tecnológicas, inclusive na montagem e fundação dos sistemas, associados à redução dos custos de BoS. Além disso, supõe-se uma simplificação dos custos de zoneamento, licenciamento e interconexão (MCCABE *et al*, 2022).

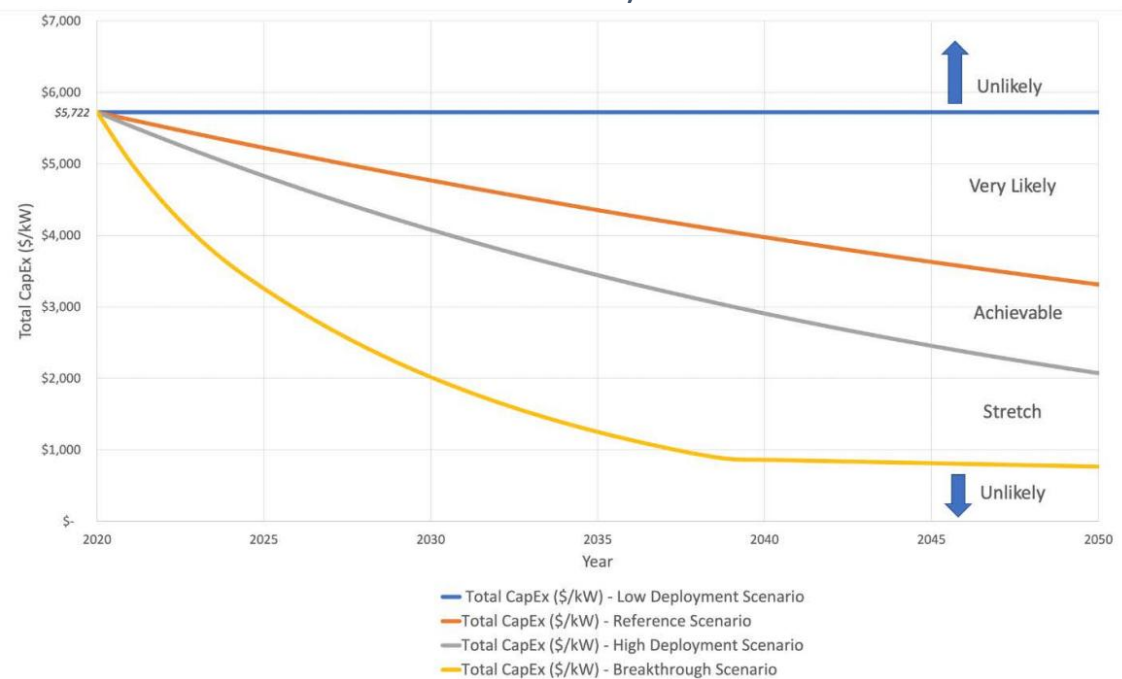
Tabela 5.2. Custos atuais para diferentes escalas de GD eólica (2020)

Parâmetro	Residencial	Comercial	Média escala	Larga escala
Capacidade (kW)	20	100	650	1.500
BoS (\$/kW)	3.100	1.770	869	951
CAPEX turbina (\$/kW)	2.575	2.530	1.897	1.288
OPEX (\$/kW/ano)	35	35	35	35
Perdas totais (%)	11,50	11,50	11,50	11,50

Fonte: Adaptado de McCabe *et al* (2022).

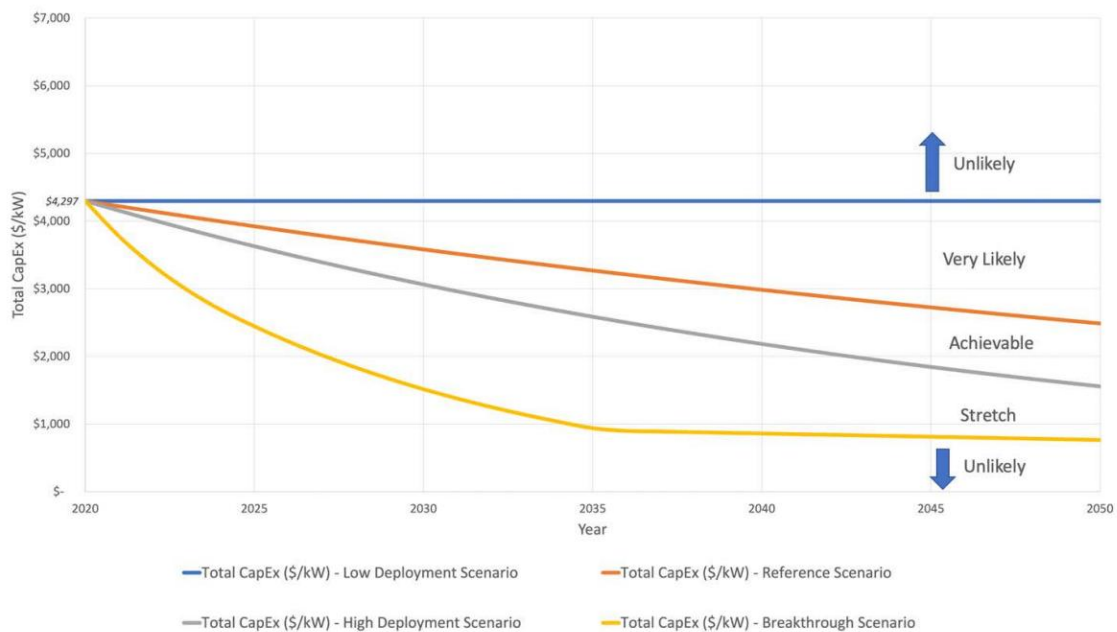
As projeções da evolução do CAPEX total (considerando CAPEX da turbina e BoS) em cada um dos cenários, de acordo com a escala de GD eólica, são apresentados abaixo (Figura 5.12 a Figura 5.15). Nota-se que as maiores reduções de custo são observadas no segmento residencial (até 20 kW) e comercial (até 100 kW), que podem atingir custos de investimento da ordem de \$2.000-3.500/kW e \$1.700-2.500/kW em 2050, respectivamente.

Figura 5.12. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica residencial (20 kW, 2020-2050)



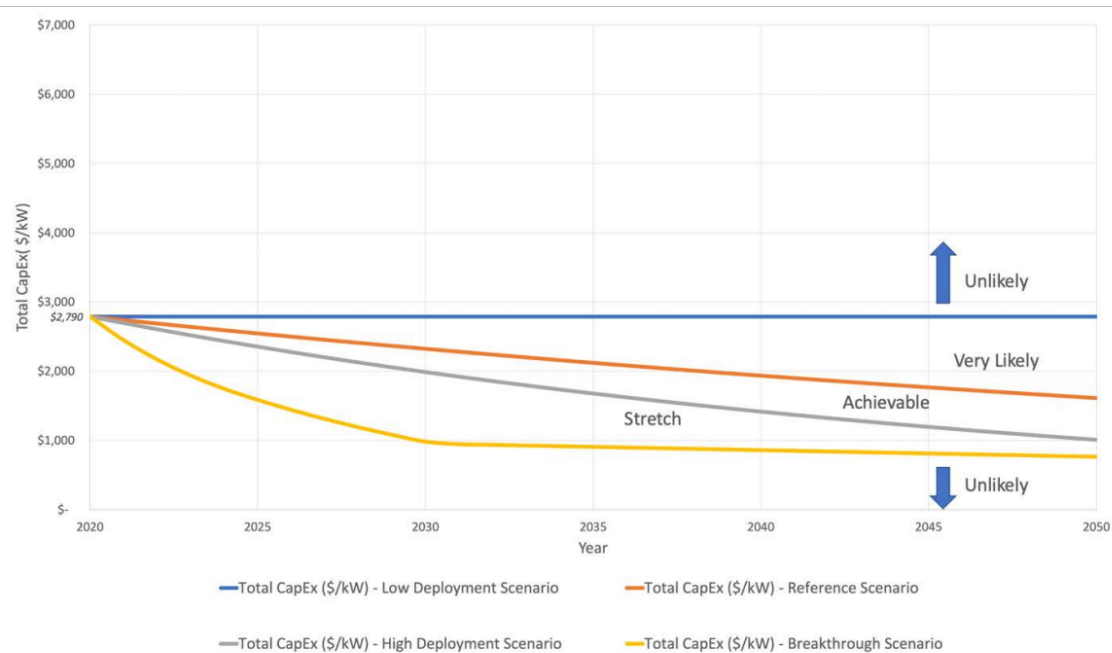
Fonte: McCabe *et al* (2022)

Figura 5.13. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica comercial (100 kW, 2020-2050)



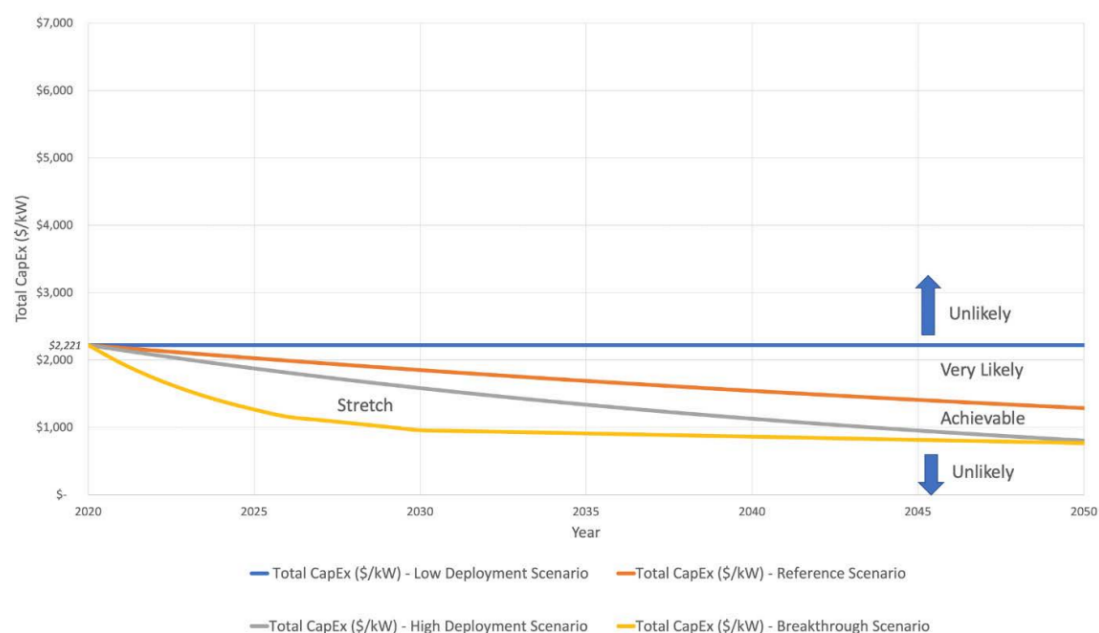
Fonte: McCabe *et al* (2022)

Figura 5.14. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica de média escala (650 kW, 2020-2050)



Fonte: McCabe *et al* (2022)

Figura 5.15. Projeção de CAPEX total futuro em projetos de GD eólica de larga escala (1,5 MW, 2020-2050)



Fonte: McCabe *et al* (2022)

Em uma análise da viabilidade econômica da adoção de GD eólica residencial no Brasil, Rocha *et al.* (2018) obtiveram, através de um modelo Monte Carlo, o valor presente líquido (VPL) de três cenários diferentes, associados à velocidade do vento

(Tabela 5.3). O custo de investimento de um gerador eólico de 2,4 kW utilizado na análise incorporou a incerteza avaliada no mercado, variando entre US\$ 15 mil e US\$ 25 mil, sendo US\$ 20 mil o mais provável. Em termos de vida útil, o projeto tinha 20 anos como menor e mais provável prazo, e vida útil máxima de 25 anos.

Tabela 5.3. Resultados médios dos cenários de GD eólica residencial no Brasil

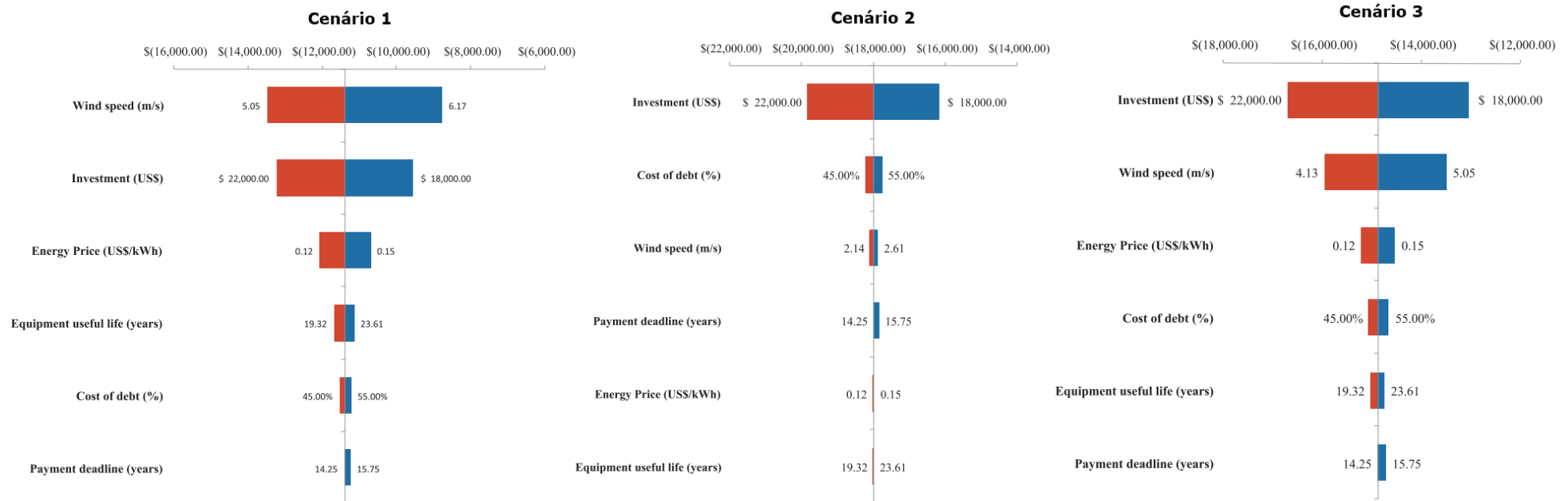
Parâmetro	Cenário 1 <i>(alta velocidade de ventos)</i>	Cenário 2 <i>(baixa velocidade de ventos)</i>	Cenário 1 <i>(média velocidade de ventos)</i>
VPL médio (US\$)	- 6.900,13	- 16.151,70	- 9.630,87
Probabilidade de viabilidade (%)	22,04	1,51	15,06
Geração anual média (kWh)	7.843,71	1.303,88	5.863,72

Fonte: Adaptado de Rocha *et al* (2018)

Segundo os autores, a baixa viabilidade econômica dos projetos de GD eólica residencial no país se deve a fatores como o custo elevado de investimento e as flutuações nos preços dos equipamentos, em função da baixa maturidade do mercado e baixa disseminação da tecnologia. Nesse contexto, destaca-se a importância do custo de investimento na análise de sensibilidade (Figura 5.16), sobretudo nos Cenários 2 e 3, de velocidade baixa e intermediária dos ventos, respectivamente. No Cenário 1, que possui a maior probabilidade de viabilidade econômica, destaca-se o potencial do recurso eólico (a velocidade dos ventos, neste caso) como variável relevante para o projeto.

Além disso, o potencial eólico varia de acordo com as regiões do país, o que implica em características específicas para cada projeto, de acordo com a localidade. Em locais com menor velocidade dos ventos (Cenário 2), variáveis como o custo da dívida, associado a fatores como a taxa de desconto e custo de financiamento do projeto. Assim, taxas de juros reduzidas podem atrair mais investimento para esta aplicação.

Figura 5.16. Gráfico de tornado com os resultados da análise de sensibilidade em cada um dos cenários

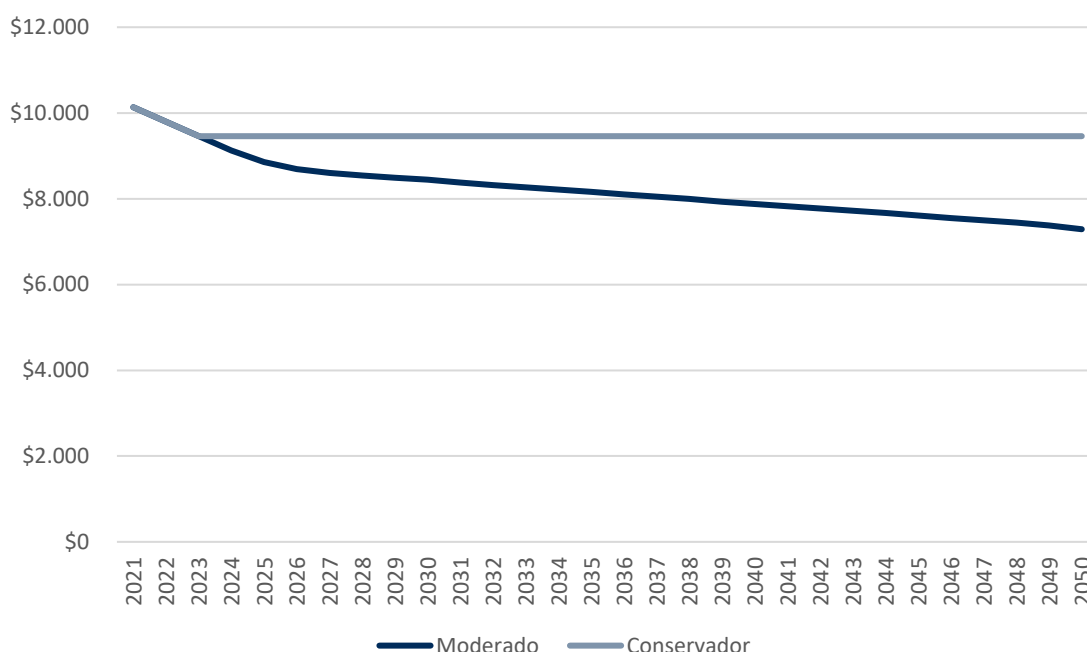


Fonte: Adaptado de Rocha et al (2018)

5.1.3. Pequenos reatores nucleares

A avaliação dos custos de pequenos reatores nucleares - e especificamente dos microreatores – não é trivial, considerando que os projetos ainda não atingiram escala comercial, implicando em incertezas acerca dos aspectos econômicos dessas tecnologias (BLACK *et al*, 2023). Em uma avaliação dos custos de uma planta representativa de SMR, de 600 MWe, no horizonte 2021-2050, a NREL (2023) considera um CAPEX inicial de cerca de US\$ 10 mil/kW e uma redução para cerca de US\$ 7 mil/kW (-28%) e US\$ 9,5 mil/kW (-7%) nos cenários moderado e conservador, respectivamente, no ano de 2050 (Figura 5.17). Quanto aos custos de O&M, os custos fixos anuais são de US\$ 119/kW e os variáveis equivalem a US\$ 3/MWh em todo o horizonte de análise.

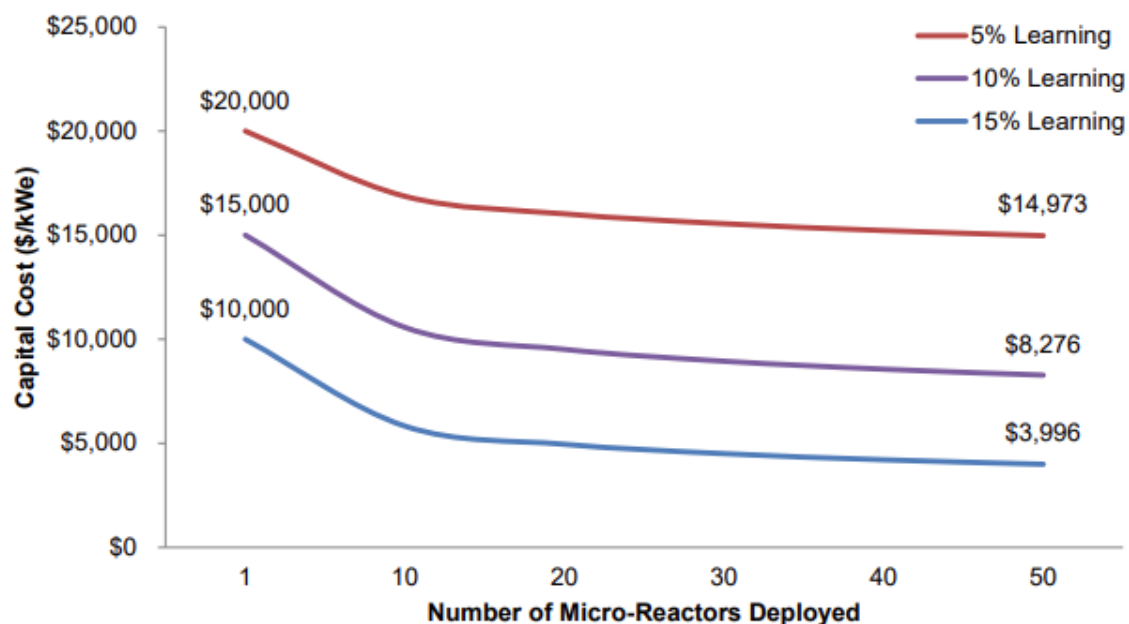
Figura 5.17. Cenários de redução do CAPEX de planta de SMR (600 MW, em US\$/Kw)



Fonte: NREL (2023)

Considerando um microreator nuclear, custo similar é observado na análise do estudo conjunto entre EPE e INL (2023), que avaliou as oportunidades e desafios para SMR no Brasil. Segundo a análise, o CAPEX de um microreator seria estimado entre US\$ 10 e 20 mil/kWe, enquanto os custos para o SMR de água leve seriam entre US\$ 2,3 e 3,6 mil/kWe e o de alta temperatura resfriado a gás estaria na faixa entre US\$ 2 e 8 mil/kWe. Em análise similar, o Nuclear Energy Institute (2019) avaliou um CAPEX inicial de um microreator entre US\$ 10 e 20 mil/kWe, com redução de custos associada à curva de aprendizado ao longo da produção das primeiras 50 unidades (do FOAK ao NOAK), conforme demonstrado na Figura 5.18.

Figura 5.18. Redução de CAPEX de microreator com base na curva de aprendizado



Fonte: Nuclear Energy Institute (2019)

5.2. Armazenamento distribuído

O desafio da avaliação adequada dos custos dos sistemas de armazenamento está associado à diversidade de tecnologias, com custos e características operacionais variáveis, que também variam conforme as aplicações vislumbradas e seus requisitos (SCHMIDT *et al.*, 2019). Além disso, um dos fatores determinantes para a avaliação dos custos de um sistema de armazenamento através do medidor é a capacidade do projeto, tendo em vista que há expressivas economias de escala associadas a esta tecnologia (BENSON, 2023).

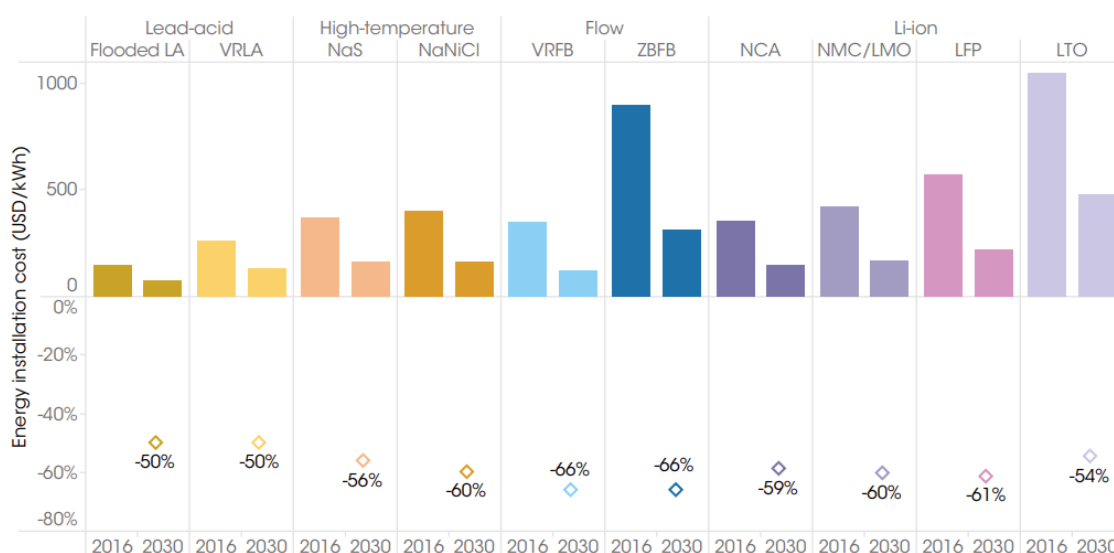
Em 2017, a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) publicou o relatório *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, em que são analisadas as tecnologias de armazenamento e suas características, aplicações, custos e performance – atuais e futuros –, com foco em aplicações estacionárias. Nesse sentido, o relatório identifica que o armazenamento distribuído já é uma solução competitiva em aplicações *off-grid* e sistemas isolados, dependentes de geração a diesel, por exemplo. Ainda assim, à medida que os custos das tecnologias decrescem, novos segmentos de mercado emergem, incluindo a associação de AD a sistemas de GD, e o número de serviços a serem prestados por estas tecnologias também aumenta (IRENA, 2017).

De fato, um elemento crítico para a viabilidade econômica dos projetos de armazenamento é a prestação de diferentes serviços, associados a múltiplas fontes de receitas – o que a literatura intitula *value stacking* (ou empilhamento de receitas, em tradução livre). Para os sistemas distribuídos – sobretudo na associação de AD a GD, considerado como o principal mercado para baterias no período até 2030 –, outros fatores relevantes para a viabilidade econômica são a presença de tarifas de eletricidade residenciais e comerciais elevadas, estruturas de custo competitivas para a geração solar

e baixos (frequentemente decrescentes) níveis de remuneração pela injeção da eletricidade gerada na rede.

Nos últimos anos, o mercado de armazenamento observou expressivas reduções de custo da tecnologia entre diferentes aplicações. Em aplicações estacionárias, espera-se uma redução entre 54% e 61% até 2030, beneficiada pelo aumento de escala da fabricação de baterias para veículos elétricos. No segmento de mobilidade, o custo das baterias de íon-lítio caiu 73% entre 2010 e 2016, mas aplicações estacionárias têm custo instalado superior em função dos requisitos técnicos associados a ciclos de carga e descarga e a exigência de sistemas de gerenciamento e hardware que, em geral, são mais custosos. Caso essa redução de custos se concretize, as tecnologias de íon-lítio podem atingir custos entre USD 145 e USD 480/kWh (Figura 5.19). Cabe destacar, no entanto, que esses dados não se concentram apenas em aplicações distribuídas, mas apresentam custos gerais para as tecnologias analisadas.

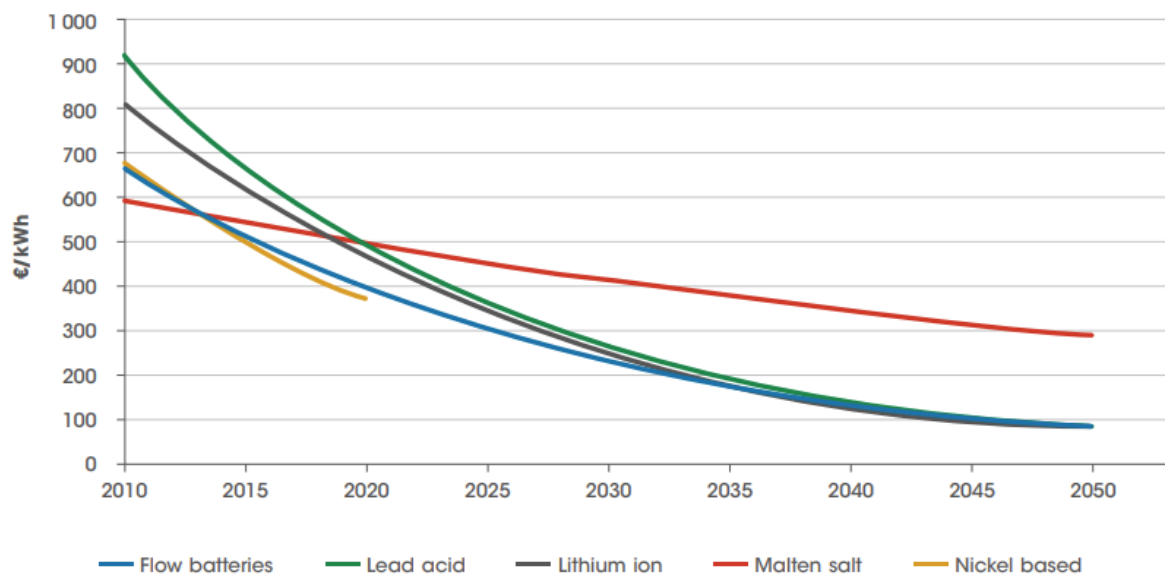
Figura 5.19. Custos de instalação reais (2016) e projetados (2030) de sistemas de armazenamento em baterias (em USD/kWh), e seu potencial de redução (em %)



Fonte: IRENA (2017)

Para aplicações atrás do medidor, IRENA (2019) evidencia que, embora o mercado de AD esteja em rápido desenvolvimento, a velocidade de crescimento nos próximos anos está fortemente relacionada aos elevados custos iniciais da tecnologia. A Figura 5.20 ilustra a tendência de redução de custos dos sistemas de baterias atrás do medidor, representando uma média em diferentes mercados para um sistema com duas horas de armazenamento. Nessa análise, as baterias de fluxo, chumbo ácido e íon-lítio apresentam custos inferiores a € 100/kWh em 2050, uma redução expressiva em relação aos custos observados em 2010 (entre €700 e €900/kWh).

Figura 5.20. Tendência de custos de sistemas de baterias atrás do medidor até 2050 (em EUR/kWh)



Fonte: IRENA (2019)

Além dos custos iniciais de investimento, fatores regulatórios (como a estrutura tarifária) e a presença de políticas de incentivo têm se mostrado relevantes para a viabilidade econômica dos sistemas. Um exemplo é a Califórnia, que implementou um incentivo através de crédito para a instalação de sistemas de AD, reduzindo o investimento realizado pelo consumidor. No âmbito desse incentivo, intitulado *Self Generation Incentive Program*, mais de \$ 300 milhões foram mobilizados para projetos superiores a 10 kW de armazenamento, e \$ 48 milhões para sistemas com capacidade inferior a 10 kW. A Suécia, de forma similar, tem um subsídio de 60% do custo inicial do sistema residencial de armazenamento, limitado a \$ 5.400. Estes mecanismos têm se mostrado eficientes para a aceleração do mercado de AD, à medida que reduz a barreira associada ao custo elevado dos projetos.

Em artigo publicado em 2019 na revista *Joule*, Schmidt *et al* (2019) analisam o custo nivelado de 9 tecnologias de armazenamento em 12 aplicações estacionárias diferentes, no período entre 2015 e 2050 (Tabela 5.4). Destaca-se que os autores não focam especificamente no armazenamento distribuído, mas reforçam que, dentre as tecnologias analisadas, o armazenamento por bombeamento (PHS) e por ar comprimido são pouco eficientes para aplicações de resposta rápida e de pequena escala - e inadequados para provisão de potência por períodos mais longos (meses) -, em função de suas características como tempo de resposta (superior a 10 segundos) e necessidade de escala mínima do sistema (superior a 5 MW).

Tabela 5.4. Tecnologias e aplicações de armazenamento consideradas na análise

Papel	Aplicação	Tecnologias								
		Bombeamento	Ar comprimido	Volante de inércia	Íon-Lítio	Sódio-enxofre	Chumbo ácido	Fluxo redox de vanádio	Hidrogênio	Super capacitores
	Arbitragem	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Operação do sistema	Resposta primária			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Resposta secundária	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Resposta terciária	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	Substituição da geração de ponta	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	Black start	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Armazenamento sazonal	✓	✓					✓	✓	
Operação da rede	Adiamento de investimento em T&D	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	Gerenciamento de congestão	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Consumo	Gerenciamento do consumo				✓	✓	✓	✓	✓	
	Qualidade			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Confiabilidade				✓	✓	✓	✓	✓	

Fonte: SCHMIDT *et al* (2019)

Para calcular o LCOS, os autores incorporam elementos como os custos de investimento (CAPEX) e de operação e manutenção (O&M), de carregamento e de fim da vida útil, divididos pela eletricidade fornecida pelo sistema (descarga) durante o período de investimento. A Equação 5.1 apresenta a fórmula utilizada para cálculo do LCOS, considerando que o CAPEX será realizado no primeiro ano, e os custos subsequentes são adicionados a cada ano (n) até o fim da vida útil do sistema (N), descontados pela taxa de desconto (r).

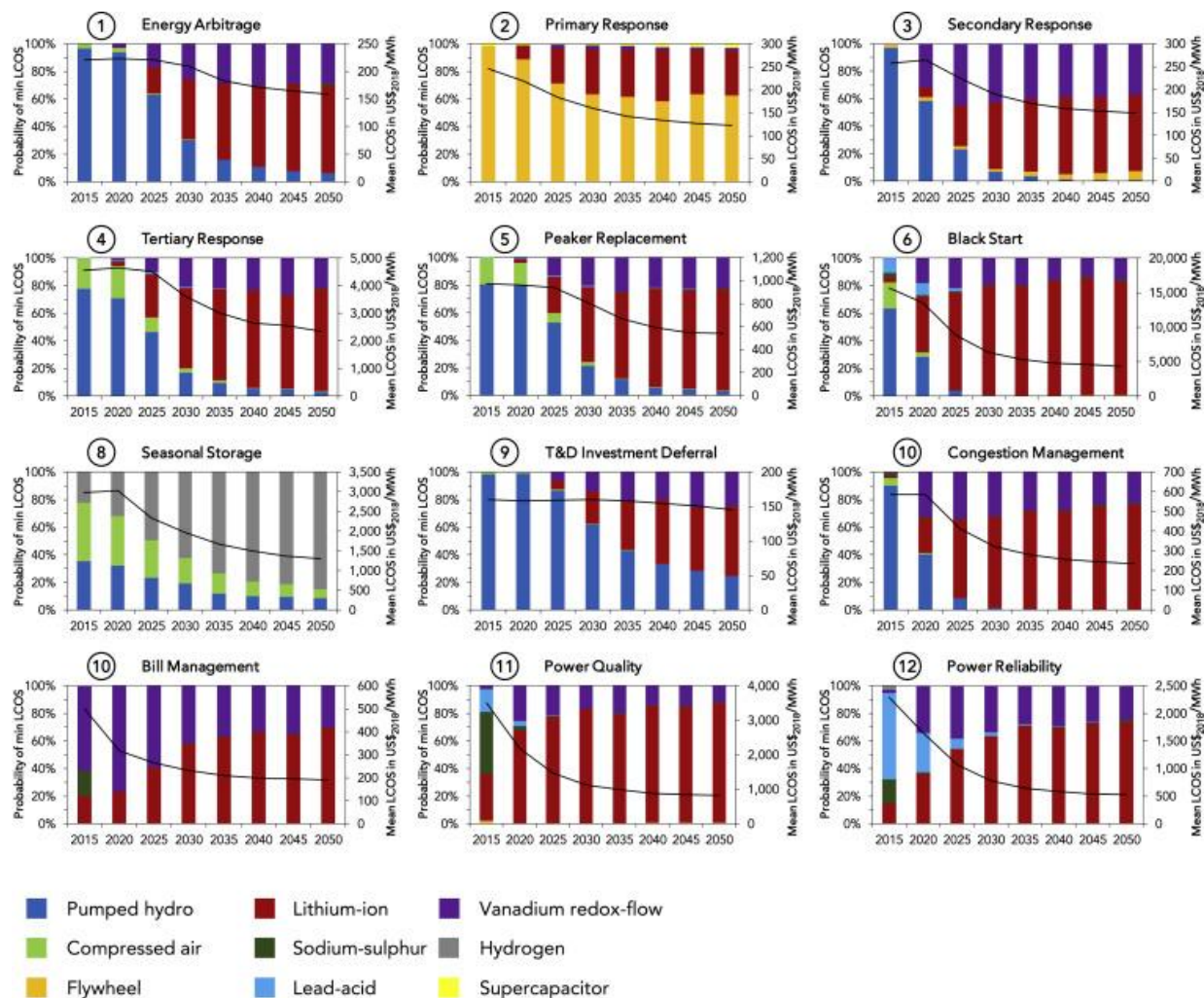
Equação 5.1. Custo nivelado do armazenamento (LCOS)

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{O\&M}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{Carregamento}{(1+r)^n} + \frac{Fim\ de\ vida}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Descarga}{(1+r)^n}}$$

Os resultados indicam que as baterias apresentam a maior probabilidade de possuir o menor LCOS para a maioria das aplicações a partir de 2025 (Figura 5.21). Em 2030, as baterias de íon lítio se destacam, especialmente em aplicações com menos de 4 horas de duração e 300 ciclos anuais. Em média, observa-se uma redução de 36% e 53% até 2030 e 2050, respectivamente, do LCOS médio das tecnologias com maior probabilidade de serem economicamente competitivas, em relação a 2015.

Figura 5.21. Probabilidade de menor LCOS para diferentes tecnologias e aplicações (2015-2050)⁹

⁹ O eixo vertical à esquerda apresenta a probabilidade da tecnologia apresentar o menor LCOS naquela aplicação específica. O eixo à direita apresenta o LCOS médio da tecnologia com maior probabilidade de apresentar o menor LCOS (SCHMIDT *et al*, 2019).



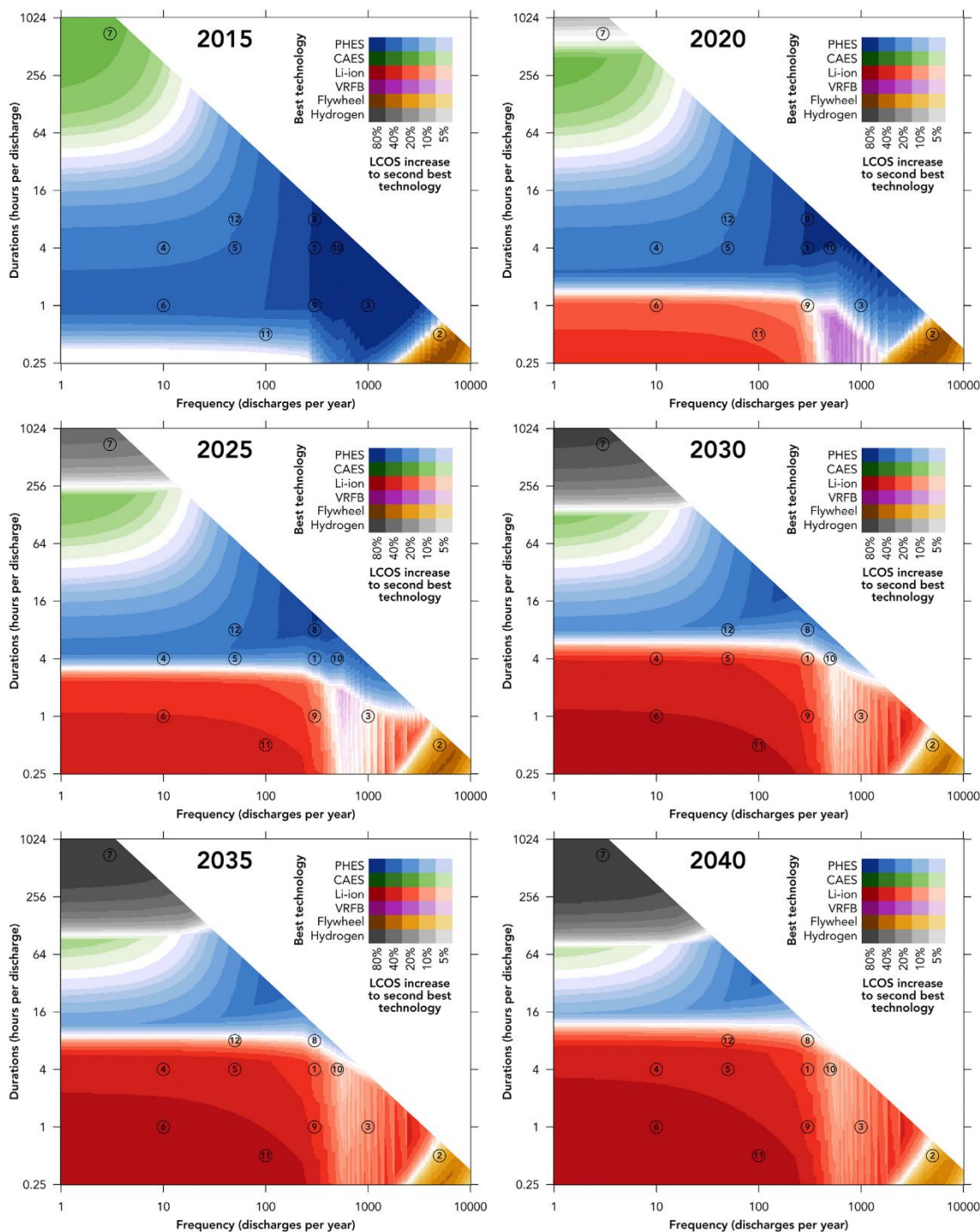
Fonte: SCHMIDT *et al* (2019)

Ressalta-se a relevância do número de ciclos anuais necessários para a avaliação do LCOS, dado que essa variável afeta a demanda por eletricidade por unidade de capacidade instalada. Assim, quanto menor a capacidade para geração de determinado montante de energia por ano, menor o LCOS, em função da alta participação do CAPEX no LCOS. Assim, em média:

- Para aplicações com mais de 300 ciclos anuais, há uma redução do LCOS de US\$ 150-600/MWh (2015) para US\$ 130-200/MWh (2050);
- Aplicações entre 50 e 100 ciclos anuais apresentam uma redução do LCOS de US\$ 1.300-1.500/MWh (2015) para US\$ 500-900/MWh (2050); e
- Aplicações com menos de 10 ciclos anuais possuem, em todo o horizonte analisado, custos superiores a US\$ 1.500/MWh.

A relação entre a tecnologia com LCOS mais competitivo (escala de cores), a duração (em quantidade de horas, eixo y), a frequência (em número de descargas por ano, eixo x) e as aplicações (número) e sua evolução entre 2015 e 2050 são apresentadas na Figura 5.22.

Figura 5.22. Tecnologias mais custo-eficientes em relação à duração de descarga e requisitos de ciclos anuais



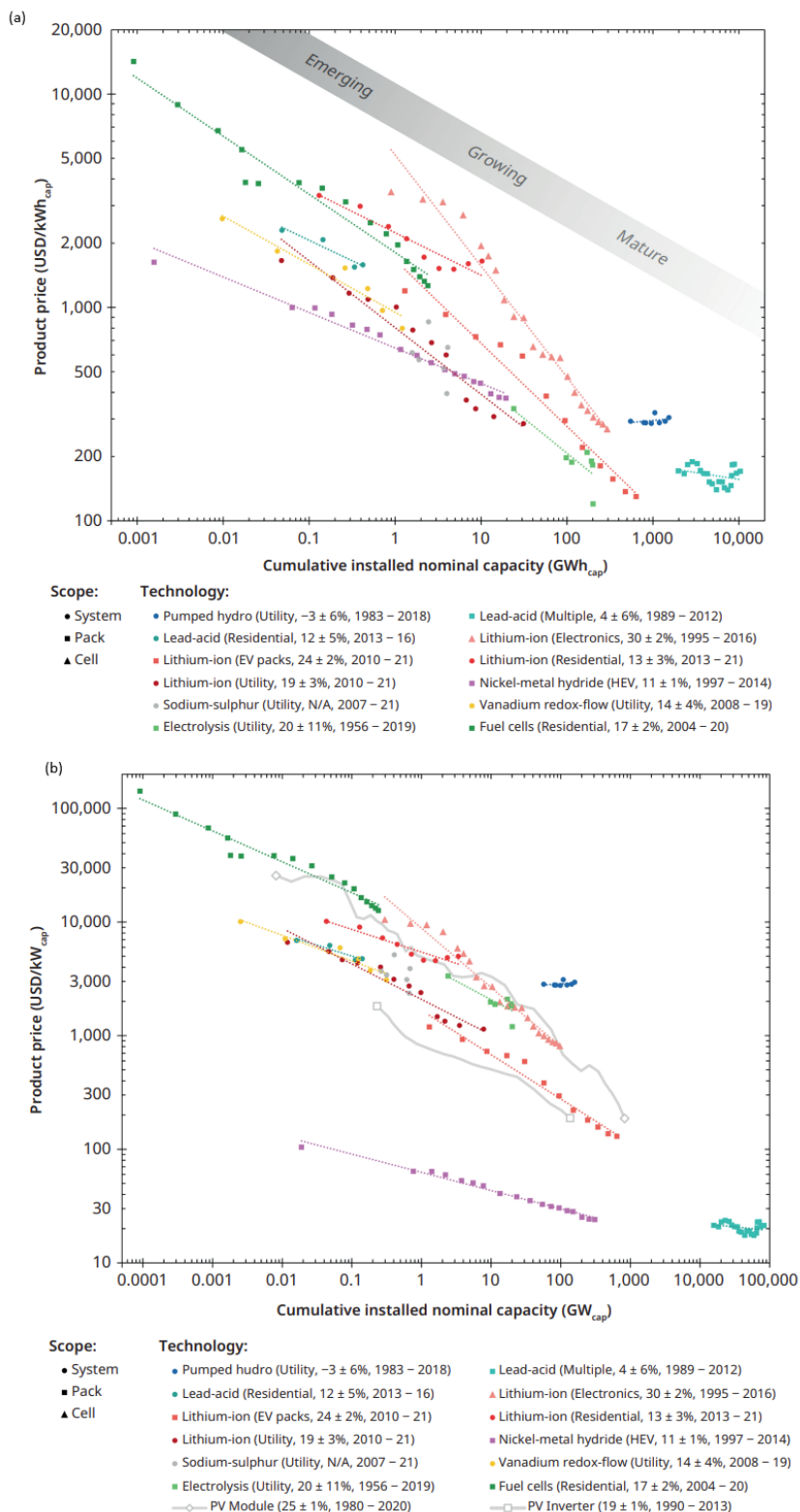
Fonte: SCHMIDT *et al* (2019)

Apesar do LCOS ser uma métrica relevante enquanto análise do custo nivelado, ela incorpora custos associados à carga e descarga dos sistemas de armazenamento, variando conforme o preço da eletricidade utilizado. Em 2023, Schmidt e Staffell publicaram o livro *“Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value”*, em que os autores analisaram o custo de investimento dos sistemas de armazenamento como fator determinante para a competitividade, de modo que a incerteza em relação ao potencial de redução de custos e, por conseguinte, seu potencial de inserção no mercado, é entendida como uma barreira relevante (SCHMIDT; STAFFELL, 2023).

Com base nisso, os autores dividiram as tecnologias de armazenamento (em aplicações centralizadas e distribuídas) em três categorias, com a curva de experiência analisada como uma função da capacidade instalada acumulada, como mostrado na Figura 5.23:

- Maduras, em que se enquadram aquelas com mais de 100 GWh instalados e preços (i.e. custo de investimento) inferiores a \$ 300/kWh, como é o caso do bombeamento hidráulico e das baterias de chumbo ácido, eletrolise alcalina e para veículos elétricos;
- Em crescimento, no caso das tecnologias com mais de 1 GWh de capacidade instalada e preços acima de \$ 300/kWh; e
- Emergentes, representadas pelas tecnologias com capacidade instalada inferior a 1 GWh e tipicamente com preços superiores a \$ 1.000/kWh.

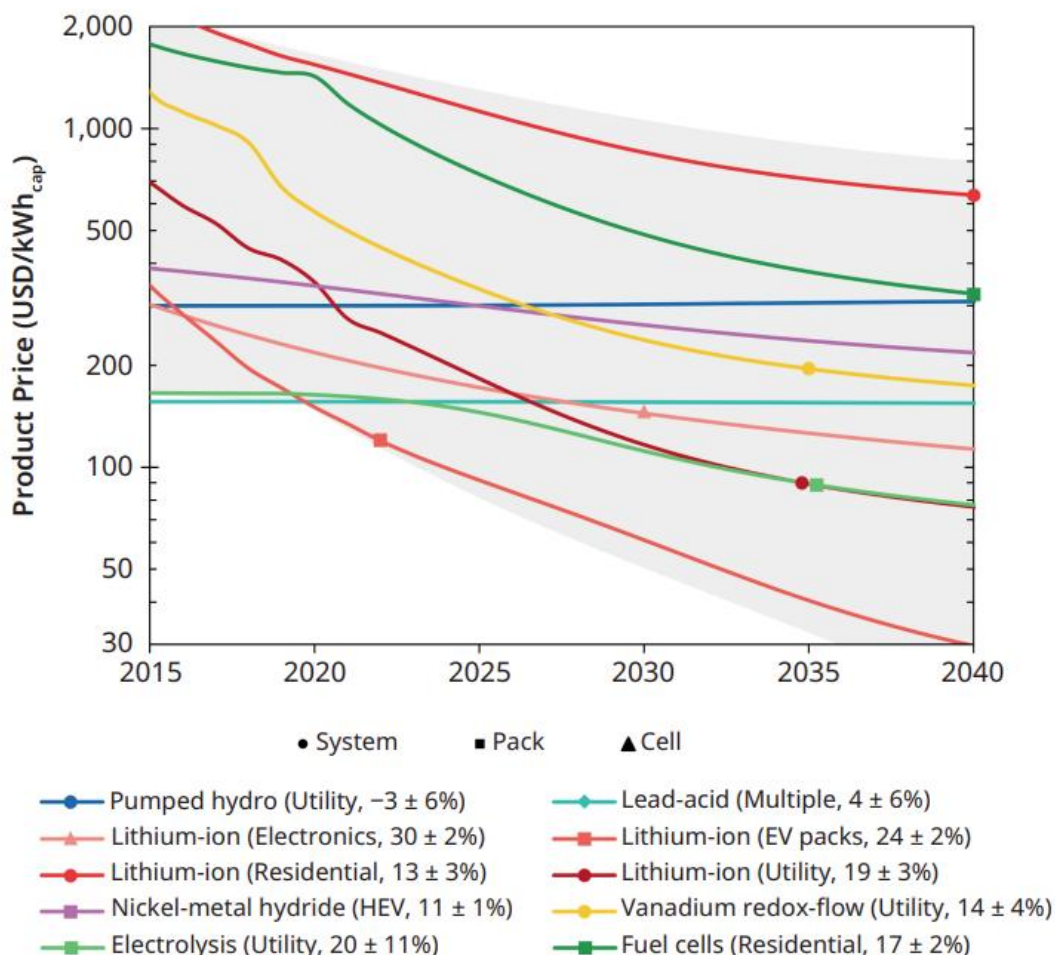
Figura 5.23. Curva de experiência das tecnologias de armazenamento, em termos de energia (a) e potência (b) (preços em dólares reais/2020)



Fonte: SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Considerando a evolução da curva de aprendizado, que apresenta como os preços históricos das tecnologias caíram em função da capacidade instalada acumulada, os autores projetaram a evolução futura dos custos de investimento. A partir dessa análise, os autores apresentaram a evolução dos custos de diferentes tecnologias até 2040, como apresentado na Figura 5.24.

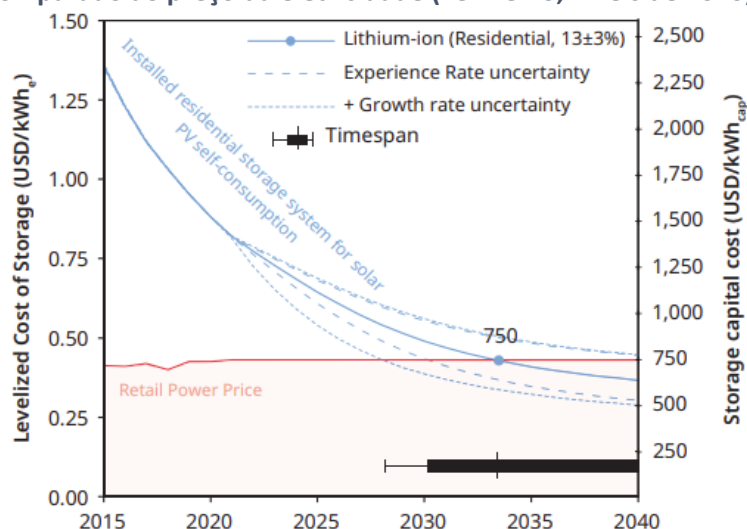
Figura 5.24. Custo futuro das tecnologias de armazenamento (2015-2040)



Fonte: SCHMIDT e STAFFELL (2023)

É possível notar que sistemas de baterias de íon de lítio residenciais (em vermelho) atingiriam, em 2040, o custo de aproximadamente \$ 650/kWh. Cabe destacar que a análise dos autores tem como base dados de custo de investimento total destes sistemas na Alemanha, no período entre 2013 e 2021. Por isso, os autores também analisaram a relação entre o custo de capital do sistema de armazenamento residencial, além de seu custo nivelado, e o preço da eletricidade no mercado varejista, considerando a aplicação junto a sistemas de GD fotovoltaica (Figura 5.25).

Figura 5.25. LCOS na Alemanha para sistema de íons de lítio residencial junto à GD fotovoltaica (azul) comparado ao preço da eletricidade (vermelho, níveis de 2020)¹⁰



Fonte: SCHMIDT e STAFFELL (2023)

Considerando o caso brasileiro, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) divulgou, em 2021, um estudo realizado em parceria com a consultoria RegE Barros Correia sobre a inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro. Ainda que o estudo não seja focado em aplicações distribuídas, a análise de aspectos relevantes para o caso brasileiro pode trazer importantes contribuições para o *roadmap*.

O primeiro destes aspectos é a carga tributária incidente sobre um sistema de armazenamento. Os autores apresentam como fonte de estimativa de custo de investimento de sistemas de armazenamento o estudo da BloombergNEF¹¹, que considera sistemas com capacidade de operação em descarga com potência nominal de 4 horas. Segundo essa análise, os custos totais evoluem de \$ 242/kWh em 2022 para \$ 157/kWh em 2030. Considerando a carga tributária aplicável (Tabela 5.5), os autores traduzem os custos apresentados no estudo da BloombergNEF para o Brasil, considerando, ainda, uma eventual isenção dos impostos de importação (II) e sobre produtos industrializados (IPI), e a inclusão dos sistemas no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Os resultados são apresentados na Figura 5.26.

Tabela 5.5. Carga tributária incidente sobre um sistema de armazenamento de energia no Brasil (SAEB)

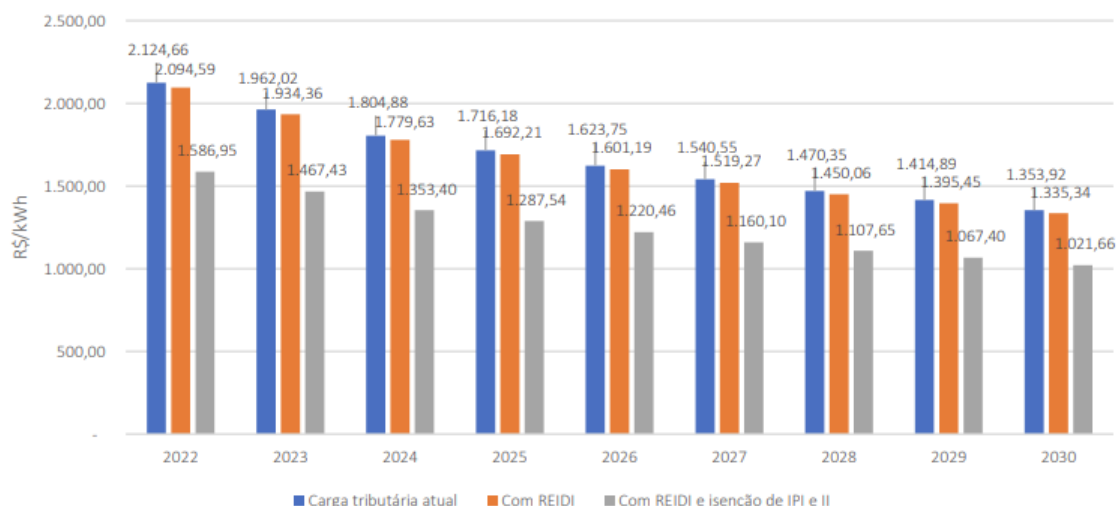
Equipamento	II	IPI	PIS	COFINS	ICMS	Carga Bruta
SAEB de fabricação nacional	-	15%	1,65%	7,60%	12%	65,18%
SAEB importado	18%	15%	2,10%	9,65%	18%	79,82%

Fonte: ABSOLAR e RegE (2021)

Figura 5.26. Estimativas de custo de investimento de SAEB com duração de 4 horas (2022-2030, em R\$/kWh)

¹⁰ As linhas tracejadas e pontilhadas representam o impacto da incerteza da taxa de experiência isoladamente e combinada com a incerteza do crescimento do mercado, respectivamente. As barras pretas indicam o possível intervalo de tempo para a viabilidade econômica com base nessas incertezas.

¹¹ BloombergNEF New Energy Outlook 2020.



Fonte: ABSOLAR e RegE (2021)

Sendo assim, com a carga tributária vigente, um sistema de armazenamento no Brasil, sem considerar a análise de aplicações específicas, apresenta uma queda de custo estimada de 36% entre 2022 e 2030, saindo de cerca de R\$ 2.100/kWh para R\$ 1.400/kWh nesse período.

Em uma análise do fluxo de caixa descontado de um projeto com vida útil de 15 anos, os autores analisaram as receitas requeridas de equilíbrio – ou seja, o valor necessário para o valor presente líquido, considerando uma determinada taxa de desconto, ser igual a zero – para sistemas de SAEB, em diferentes regimes de tributação (Tabela 5.6).

Tabela 5.6. Estimativas de receita requerida de SAEB

Regime tributário	2022		2026		2030	
	R\$/MWh	R\$/kW/ano	R\$/MWh	R\$/kW/ano	R\$/MWh	R\$/kW/ano
Lucro real com tributação atual	1.066	1.322	784	1.030	669	879
Lucro real com REIDI	979	1.287	764	1.004	652	857
Lucro real com REIDI e isenção II e IPI	756	993	597	784	514	676
Lucro presumido com tributação atual	874	1.149	684	899	585	769
Lucro presumido com REIDI	851	1.119	667	876	571	750
Lucro presumido com REIDI e isenção II e IPI	660	867	524	688	453	595

Fonte: Adaptado de ABSOLAR e RegE (2021)

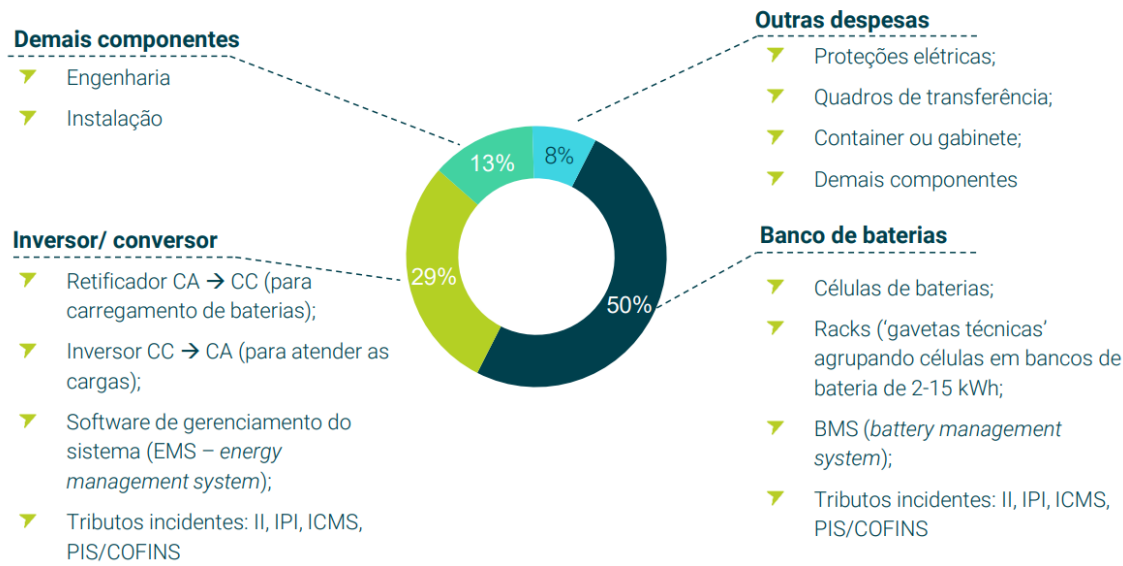
De forma complementar, o Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento (GREENER, 2021). destaca a relação entre o custo do armazenamento no mercado de aplicações estacionárias e a evolução da demanda por baterias para mobilidade elétrica. Espera-se que entre 2020 e 2035 a demanda no segmento de mobilidade cresça 19% por ano, representando, em 2035, mais de 70% da demanda total por baterias.

O aumento da demanda e o investimento crescente em pesquisa e desenvolvimento foram os motivadores para a redução expressiva do preço das baterias de lítio entre 2010 e 2020, de cerca de 90%, com a respectiva melhoria em indicadores técnicos, como a densidade energética, que praticamente triplicou (de aproximadamente 100 Wh/kg em 2010 para 300 Wh/kg em 2020).

Em um sistema de armazenamento por baterias, composto pelo banco de baterias, sistema de controle, sistema de conversão de corrente contínua (CC) para alternada (CA) e vice-versa, quadro de transferência e gestão de temperatura, as baterias representam quase 50% do custo (Figura 5.27).

Destaca-se, ainda, o impacto da tributação, que pode chegar até a 80% do valor das baterias e conversores.

Figura 5.27. Estrutura de custo de sistema de armazenamento comercial



Fonte: GREENER, 2021

No Brasil, o mercado de armazenamento atrás do medidor ainda é incipiente, seja pelo custo ou pelo arcabouço regulatório vigente. Considerando as aplicações possíveis no Brasil, GREENER (2021) destaca, por exemplo, as limitações de acordo com o perfil tarifário (Figura 5.28).

Figura 5.28. Aplicações possíveis para o armazenamento atrás do medidor no Brasil

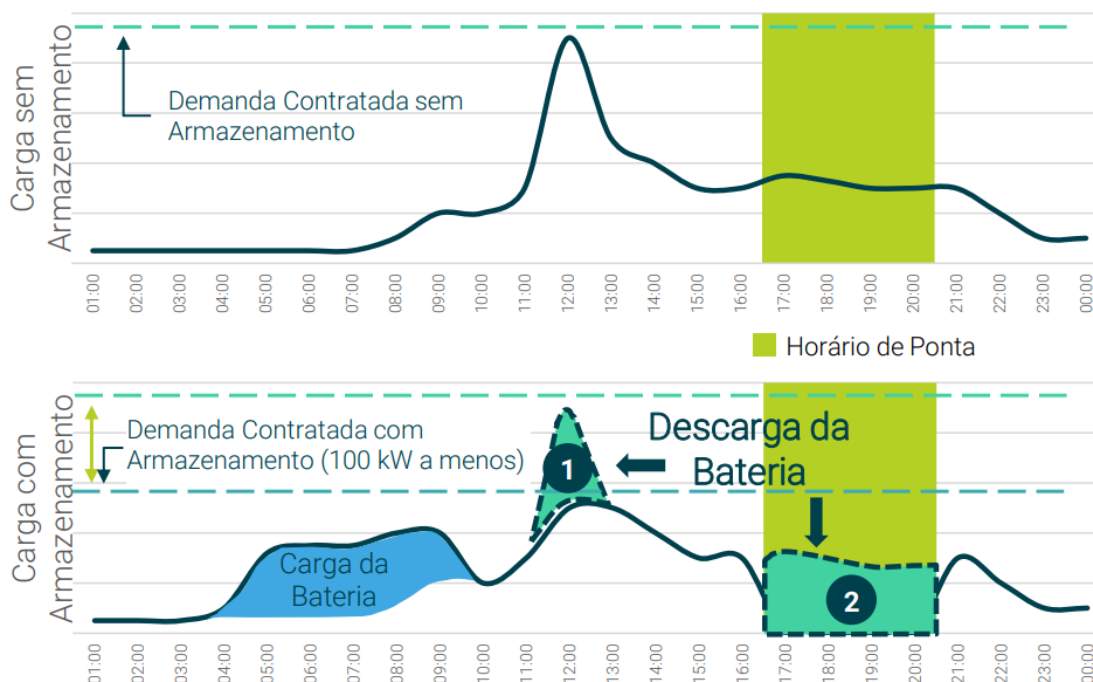
Aplicação	Média e Alta Tensão (Grupo A)	Baixa Tensão (Grupo B)		
		Tarifa Convencional	Tarifa Branca	Tarifa Binômia
Backup	●	●	●	●
Redução do Pico de Demanda	●	✗	✗	●
Gestão do horário de Consumo	●	✗	●	● *
GD sem injeção na rede	●	●	●	●

* Somente se a componente volumétrica for horária.

Fonte: GREENER (2021)

Para uma análise da viabilidade econômica de projetos atrás do medidor, o estudo avaliou a aplicação do armazenamento para redução do consumo durante o horário de ponta e da demanda contratada (Figura 5.29). Para tal, simulou-se um perfil de consumidor comercial de grande porte, em média tensão, com tarifa A4 verde e um sistema de armazenamento de 500 kW. As premissas utilizadas na análise estão descritas na Tabela 5.7.

Figura 5.29. Aplicações analisadas



Fonte: GREENER (2021)

Tabela 5.7. Premissas técnicas financeiras para simulação do caso

Variáveis	Valor definido
<i>Financeiras</i>	
CAPEX	R\$ 4,00/Wh
OPEX	0,5% CAPEX ao ano
RE-CAPEX (troca do inversor no 10º ano de vida útil)	15% CAPEX
Reajuste tarifário e inflação	3,5%
Taxa de desconto	6%
<i>Técnicas</i>	
Tecnologia	Bateria de íon-lítio
DoD (profundidade de descarga)	92,5%
Vida útil	15 anos
Degradação (1º ano/demais anos)	3% a.a / 0,5% a.a
Roundtrip Efficiency	87,5%
Nº de acionamentos	5x por semana

Fonte: GREENER (2021)

Para a redução do consumo no horário de ponta, quanto maior a diferença tarifária entre a ponta e fora da ponta, maior a atratividade para sistemas de armazenamento. Segundo análise da Greener, os 10 estados com maior atratividade apresentam diferença entre R\$1.600 e R\$2.400/MWh aproximadamente. De forma similar, na redução da demanda contratada, quanto maior a tarifa de demanda, também é maior a atratividade. De modo geral, os estados com maior atratividade apresentaram tarifas de demanda entre R\$ 22 e R\$ 34/kW, sem considerar os impostos. Um exemplo é o estado do Pará, que apresentou alta atratividade (Tabela 5.8) para os sistemas de armazenamento, com tarifa de ponta de R\$ 3.754,37/MWh, fora ponta de R\$ 438,06/MWh e de demanda de R\$ 37,66/kW, com impostos.

Tabela 5.8. Resultados da análise no caso da Equatorial PA

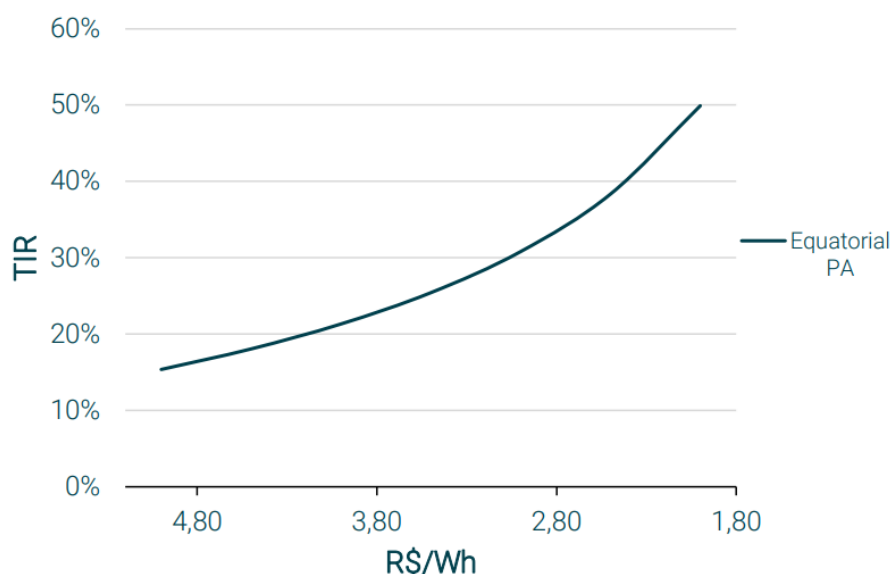
Indicadores	Resultados
Economia anual – deslocamento de carga	R\$ 356.965
Economia anual – redução da demanda contratada	R\$ 44.564
TIR – nominal	21,4%

VPL	R\$ 2.129.709
ROI	20,6%
Relação Custo – Benefício	1,99
<i>Payback</i> simples (anos)	4,9
<i>Payback</i> descontado (anos)	5,8

Fonte: GREENER (2021)

Apesar do projeto já apresentar viabilidade e uma taxa interna de retorno atrativa, o estudo analisou, ainda, a sensibilidade para outros valores de CAPEX. Os resultados indicam que a um CAPEX de R\$ 2,89/Wh, a TIR para o caso da Equatorial PA fica acima de 30% (Figura 5.30).

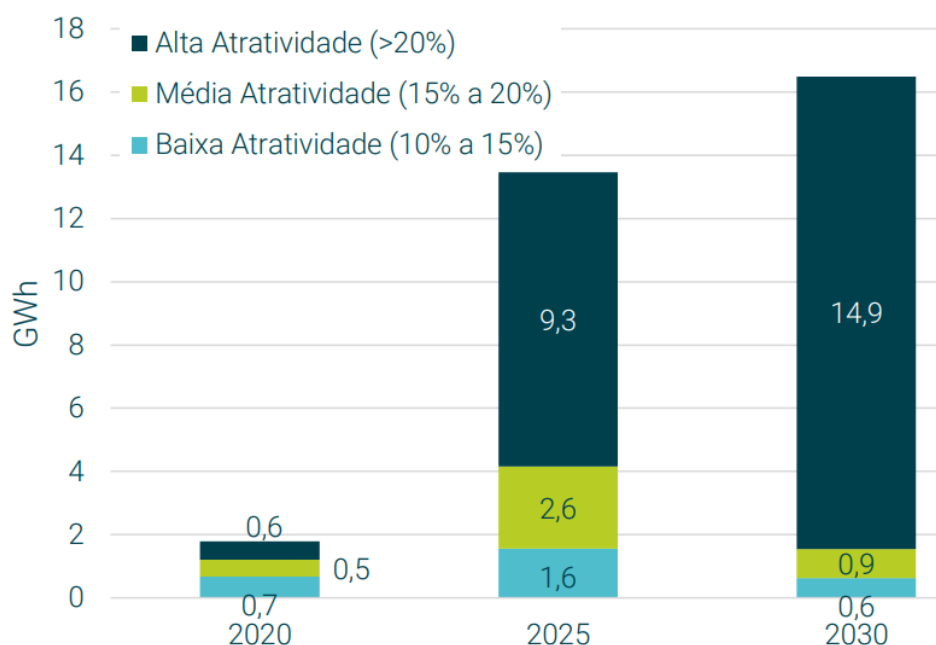
Figura 5.30. Atratividade financeira do projeto em função do CAPEX



Fonte: GREENER (2021)

A partir dessa análise para diferentes distribuidoras, o estudo da Greener apresenta uma estimativa de mercado potencial em função da TIR do projeto, ou seja, a capacidade de armazenamento apta a gerar retorno financeiro acima de 10% (Figura 5.31). A estimativa é que, em 2020, cerca de 1.000 consumidores industriais e comerciais já poderiam contar com alta atratividade para a instalação de sistemas de armazenamento. Em função da redução de custos dos sistemas, esse número pode chegar a 21.000 em 2025.

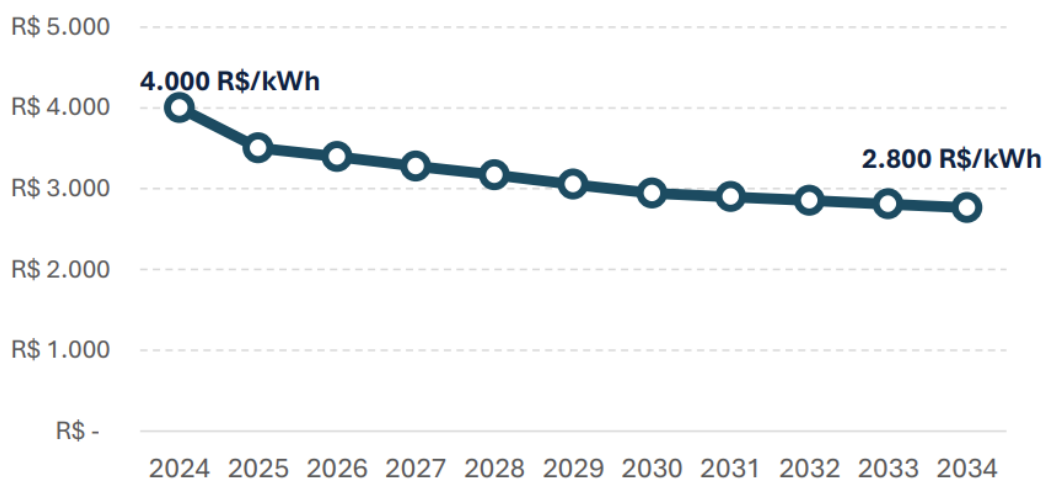
Figura 5.31. Mercado potencial para aplicações atrás do medidor, em função da atratividade financeira (média tensão, em GWh)



Fonte: GREENER (2021)

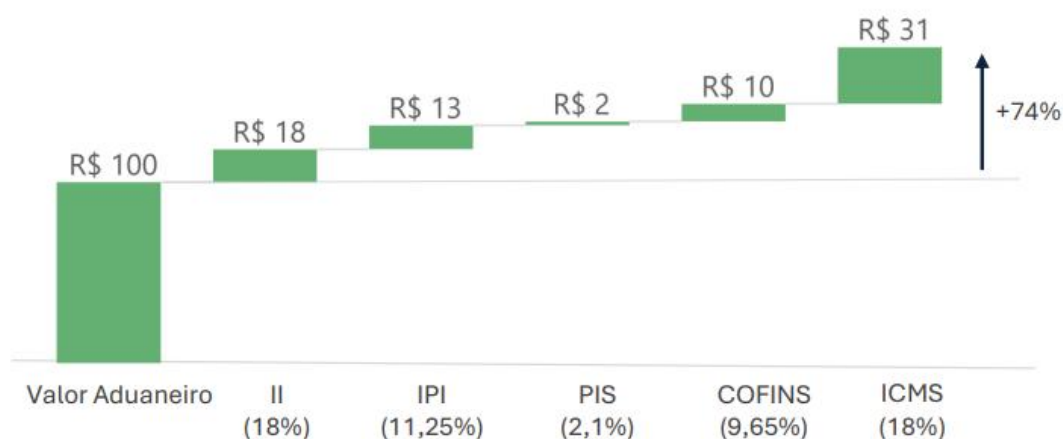
A partir dos estudos da Greener (2021), a Empresa de Pesquisa Energética realizou uma análise sobre o preço de baterias ao consumidor final no Brasil, no contexto do planejamento energético decenal para 2034. Considerando uma redução de 30% no CAPEX de baterias de íon-lítio de grande porte entre 2024 e 2034 e um custo de R\$ 4/Wh (GREENER, 2021), estima-se um preço final na faixa de R\$ 2.800/kWh em 2034 (Figura 5.32). Ainda assim, é necessário ressaltar o efeito dos tributos sobre estes sistemas, chegando a 74% (Figura 5.33). A desoneração de alguns destes tributos nacionais pode levar a reduções ainda maiores nos próximos anos (EPE, 2022).

Figura 5.32. Simulação da redução do preço de baterias no Brasil (R\$/kWh)



Fonte: EPE (2024a)

Figura 5.33. Efeito tributário sobre o preço de um sistema de baterias de lítio importado (base R\$ 100)



Nota: Números representam simulação feita para o NCM 8507.60.00 no [Simulador da Receita Federal](#), em 05/04/2023. A base de cálculo pode variar de acordo com o tributo.

Fonte: EPE (2024a)

Com base nestas informações, foram simuladas três aplicações para sistemas de baterias no Brasil, para diferentes perfis tarifários, considerando a sensibilidade ao preço do sistema de armazenamento (entre R\$ 500 e R\$ 4.000/kWh). Em síntese:

- Para a gestão do consumo com tarifa branca para consumidores atendidos em baixa tensão, as baterias seriam utilizadas para deslocar o consumo de ponta para fora de ponta. Ao preço atual dos sistemas (R\$ 4.000/kWh), a aplicação é inviável economicamente; mas uma redução para R\$ 2.000/kWh já apresenta viabilidade em algumas distribuidoras;
- Para gestão do consumo com tarifa A4 (verde) para consumidores em média tensão, a bateria possui a mesma aplicação de deslocamento do consumo de ponta. Para consumidores com alto fator de carga na ponta, há viabilidade no horizonte decenal. No entanto, muitos consumidores utilizam geradores a diesel para evitar o consumo quando a tarifa está mais elevada. Nesse caso, o aumento do preço dos combustíveis reduziu a competitividade do diesel, de modo que a um custo próximo de R\$ 2.000/kWh há viabilidade para as baterias em determinados locais; e
- Para aumento do autoconsumo da micro GD, identifica-se baixa viabilidade econômica, o que pode ser modificado a partir de aprimoramentos regulatórios previstos, como a valoração dos custos e benefícios da energia injetada na rede. Ainda assim, há a possibilidade de nichos de mercado, como o uso das baterias para aumento da resiliência frente a blecautes.

6. IMPACTOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

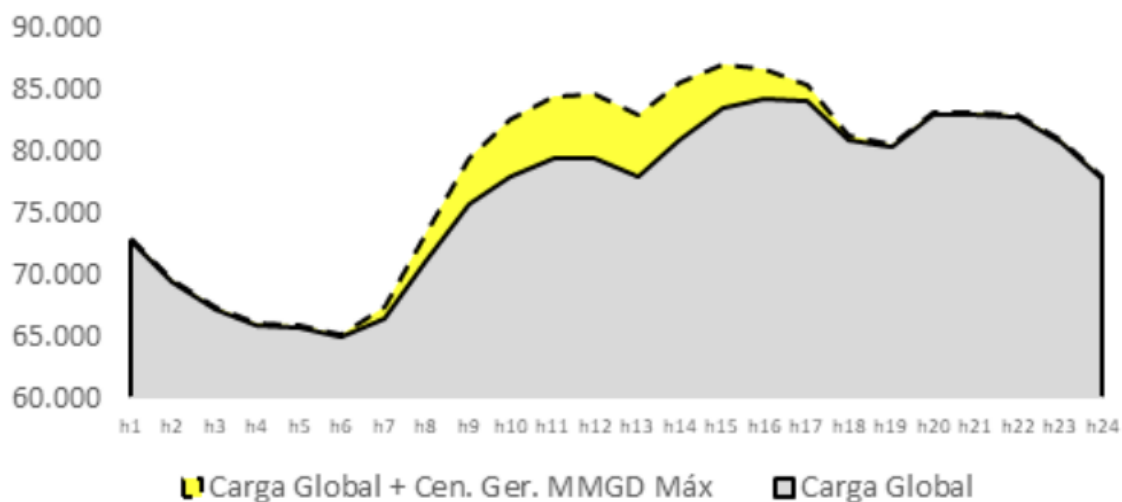
A mudança do tradicional paradigma de geração, transmissão, distribuição e consumo, com sentido unidirecional vem trazendo novos desafios, principalmente na distribuição que nunca antes havia observado a inversão do fluxo de potência. A GD trás outros impactos diretos para as distribuidoras além da redução do faturamento, desde o aumento do risco das equipes de manutenção com a possibilidade das linhas permanecerem energizadas pela geração do consumidor até os ajustes dos sistemas de proteção e atualização dos sistemas de medição e faturamento.

A regulação atual e as limitações para aprovação de empreendimentos de GD buscam acomodar os impactos e custos para a distribuidora, mas as novas situações operativas e o pouco conhecimento para

operação que acomode uma difusão acelerada da GD podem condicionar as limitadas possibilidades de manobras dos sistemas de distribuição, majoritariamente sistemas radiais, e se traduzir em custos e impactos adicionais.

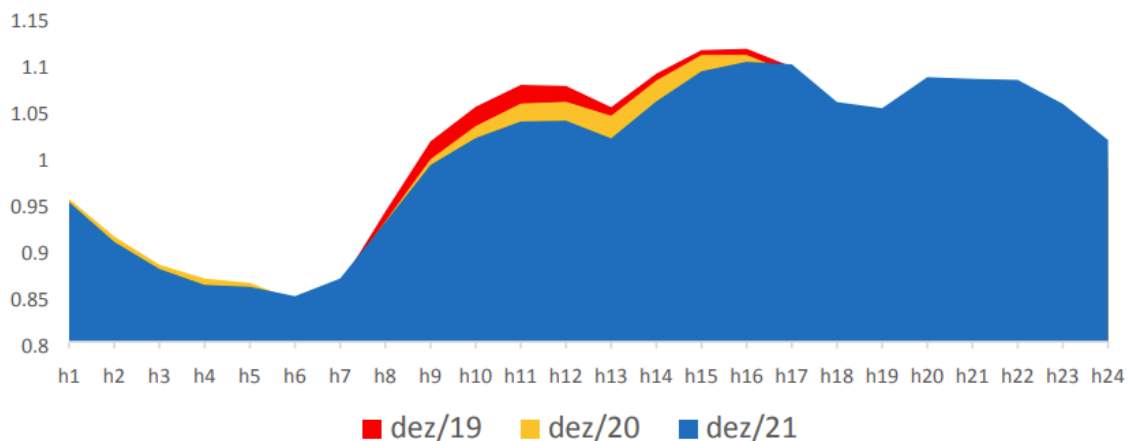
De fato, em uma análise mais ampla do impacto da GD a nível do sistema interligado nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico mostrou que, com a potência instalada em janeiro de 2022 e uma capacidade máxima de geração de 5,4 GW entre 11h e 12h, houve uma redução da carga observada no mês de dezembro de 2021. Na Figura 6.1, observa-se a contribuição da MMDG ao perfil da carga global, e a Figura 6.2 apresenta a comparação com os anos anteriores, onde torna-se evidente a contribuição da MMDG no período entre 7h e 18h, que se apresenta como redução da carga (ONS, 2022).

Figura 6.1. Estimativa do impacto da MMDG na carga global do SIN (em MW, dezembro de 2021)



Fonte: ONS (2022)

Figura 6.2. Comparação dos perfis de carga global no mês de dezembro para os anos de 2029 a 2021 (em p.u. da média)



Fonte: ONS (2022)

Em função das projeções de aumento da potência instalada de MMDG nos próximos anos, a análise do ONS destaca a necessidade de obrigatoriedade de disponibilização de dados de geração verificada à distribuidora e, em sequência, ao ONS, com periodicidade mínima horária. Assim, além de normas técnicas e requisitos de interconexão atualizados, devem ser definidos os requisitos de relacionamento e fluxo de informações entre as unidades consumidoras dotadas de sistemas de GD, as distribuidoras e o operador do sistema, além de eventuais novos agentes – como agregadores (ONS, 2022). Dentre os impactos no sistema de transmissão, que podem ser mitigados com as ações supracitadas, destaca-se:

- a) Desconexões em cascata de RED, após contingências na rede de transmissão, podem causar/amplificar grandes blecautes no SIN;
- b) O aumento da penetração de MMGD exigirá que o ONS programe uma reserva de potência operativa girante do SIN, para fazer frente à necessidade de uma rampa acentuada de geração no final do dia (devido à redução da geração injetada proveniente da MMGD solar);
- c) O aumento da penetração de GD, sobretudo da FV, diminui a inércia equivalente do SIN, ao desligar usinas síncronas convencionais em determinados períodos do dia. Esse efeito pode reduzir as margens de estabilidade do SIN em cenários de moderada/elevada penetração de GD, o que pode implicar em uma consequente redução dos limites de intercâmbio entre as regiões, isso poderá levar a desotimização dos recursos energéticos;
- d) O aumento da penetração de GD, sobretudo da FV, diminui os níveis de curto-circuito do sistema, ao substituir parte da geração convencional por geração conectada via inversores. Esse efeito diminui a resiliência do sistema durante contingências na rede de transmissão e pode levar a problemas de coordenação de proteção;
- e) A alta penetração de MMGD durante finais de semana ou em feriados, quando a carga do SIN atinge patamares mínimos, pode resultar em sobretensões no sistema de transmissão. Em um primeiro momento, este efeito impacta a operação em tempo real do SIN, com o aumento da quantidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão, com consequentes desgastes em equipamentos de manobra. Cabe destacar que, futuramente, pode ser avaliado o estabelecimento de um serviço ancilar com a participação desses ativos contribuindo para o controle de tensão.

Por outro lado, sistemas de AD podem resultar em benefícios para as redes locais, solucionando desafios associados à rápida difusão de outros RED, como a GD e veículos elétricos (BNEF, 2023). Sua capacidade de armazenar e devolver energia, quando empregadas de maneira coordenada e eficiente pode contribuir para evitar a sobrecarga do sistema de distribuição, o que pode não ocorrer se a coordenação for perdida ou não houver os incentivos corretos para que isto ocorra.

Uma consideração adicional deve ser dada ao se valorar os custos das políticas de subsídios. Apesar da entrada em vigor do Marco Legal da GD, a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) estima que entre os anos de 2022 e 2045, os subsídios concedidos para a GD custarão mais de R\$ 218 bilhões para os demais consumidores (ABRADDEE, 2024).

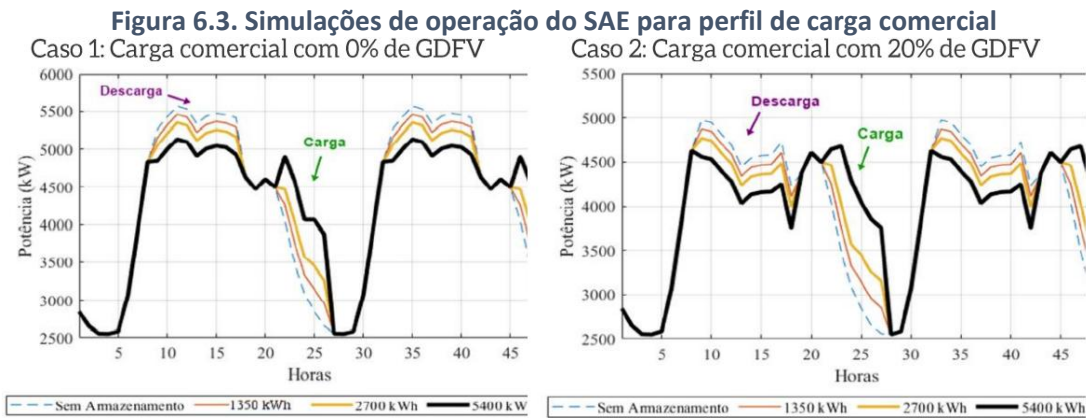
O estudo da ABSOLAR e RegE (2021) sobre a inserção de sistemas de armazenamento (SAE) no setor elétrico brasileiro apresentou simulações realizadas pela MC&E acerca dos impactos elétricos de SAE de pequeno porte nos sistemas de distribuição, considerando impactos sobre o pico de demanda (*peak shaving*), a diminuição de perdas técnicas e a melhoria no controle de tensão e na confiabilidade.

Para tal, utilizou-se o OpenDSS¹² considerando um alimentador real de 13,8 kV na região do Vale do Paraíba, sob concessão da EDP São Paulo, e cenários com carga com perfil comercial e residencial. Foram considerados, ainda, diferentes níveis de penetração de GDFV, avaliando os impactos da complementariedade entre os recursos.

Para o perfil com carga comercial, o pico de demanda coincide com o momento de maior geração fotovoltaica. Assim, a simulação considera o carregamento do SAE durante a madrugada e

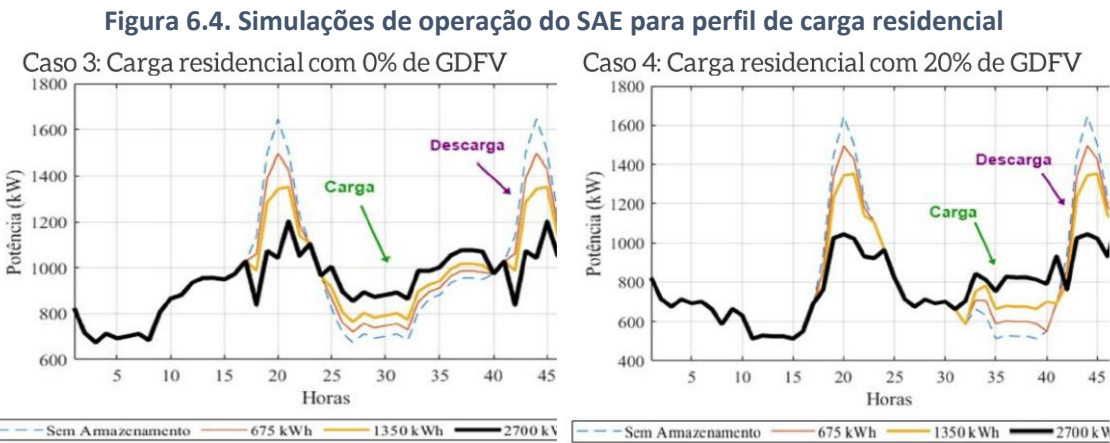
¹² Open Distribution System Simulator, programa utilizado pela ANEEL para estimativas de perdas técnicas na rede de distribuição (ABSOLAR; RegE, 2021).

descarregamento durante a tarde, com potência menor que a nominal. A Figura 6.3 apresenta estes resultados a partir da potência total do alimentador por um período de 48 horas, com e sem penetração de GDFV.



Fonte: Absolar e RegE (2021)

Já no perfil de carga residencial (Figura 6.4), a coincidência entre pico de demanda e geração máxima não é observada. Assim, adota-se uma estratégia de maximização da complementariedade entre o SAE e a GDFV, de modo que o sistema é carregado durante a tarde e descarregado à noite.



Fonte: Absolar e RegE (2021)

Considerando o benefício de postergação de investimentos nas redes de distribuição decorrente da redução do pico de demanda, os resultados apontam para maior efetividade no perfil de consumo residencial, considerando que este possui pico com menor duração e, portanto, requer menos energia para sua redução. Os resultados da redução de pico de carga são sumarizados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1. Resumo das reduções de pico de carga para SAE de pequeno porte

Caso	Pico de carga sem SAE	Capacidade de armazenamento			
		675 kWh	1.350 kWh	2.700 kWh	5.400 kWh
Comercial, 0% GDFV	5.566 kW	-	-107 kW	-251 kW	-428 kW
Comercial, 20% GDFV	4.975 kW	-	-105 kW	-210 kW	-350 kW
Residencial, 0% GDFV	1.645 kW	-151 kW	-293 kW	-443 kW	-
Residencial, 37,5% GDFV	1.645 kW	-151 kW	-293 kW	-542 kW	-

Fonte: Absolar e RegE (2021)

Na literatura, a avaliação dos impactos dos RED no sistema de distribuição sob uma ótica de custos ainda é limitada. Em 2018, uma análise do NREL avaliou os custos de reforço na rede de distribuição para

integrar a GD fotovoltaica em três alimentadores reais – dois na Califórnia e um no nordeste dos EUA –, com base em uma análise de capacidade de hospedagem (*hosting capacity analysis*). Apesar das limitações da metodologia, que não capta variações temporais no comportamento da carga e dos sistemas de GD e não permite analisar o potencial de postergação de investimentos associada à GD, os resultados indicam que há significativa variabilidade na capacidade de hospedagem e nos custos de reforço na rede em função da integração da GD, que estão associados às características do alimentador analisado e à distribuição espacial e tamanho dos sistemas de GD.

Em suma, os resultados apontaram que, em capacidades de GD entre 6% e 88% da carga de pico, a integração dos sistemas de GD usando inversores avançados e soluções tradicionais da distribuidora resultou em custos variando entre \$0 e \$0,07/Watt. Em quase todos os cenários, o uso de inversores avançados pode ampliar significativamente a capacidade de hospedagem a custos reduzidos – ou nulos. Ademais, estes custos podem ser mitigados se os sistemas de GD forem priorizados em locais de menor custo e/ou impacto (HOROWITZ *et al*, 2018).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração distribuída vem se expandindo no mundo e no Brasil acompanhando a elevação conjuntural do custo da energia ao mesmo tempo que grandes investimentos em fábricas na China aumenta a oferta e reduz o CAPEX para instalação. Aliado a isto está a modularidade dos sistemas e a disponibilidade do recurso solar que permite a pulverização do investimento e a adoção em pequenos e grandes empreendimentos.

Outras fontes como pequenas centrais hidrelétricas ou térmicas de cogeração também têm contribuído para expansão, mas, em geral, são projetos que exigem condições bastante específicas e de disponibilidade limitada. Já a geração eólica teve uma evolução para turbinas cada vez maiores e mais eficientes economicamente, tirando o foco para os geradores e usinas de GD. Alguns inconvenientes como o ruído das pás, vibrações e disponibilidade do recurso em locais específicos também são desafios desta tecnologia.

Conforme sintetizado na Tabela 7.1, as tecnologias de geração distribuída possuem escala de maturidade elevada, apesar da predominância da geração fotovoltaica nos projetos. Em contraponto, a maturidade tecnológica do armazenamento varia de acordo com a tecnologia e aplicação. Para aplicações distribuídas, um fator relevante é a perda de potenciais ganhos de escala, de modo que o desenvolvimento de novos projetos tem sido o principal motor de ganhos de aprendizado e redução de custos.

Tabela 7.1. Síntese das tecnologias e estágio de maturidade

Tecnologia	TRL	Síntese e perspectivas
<i>Geração distribuída</i>		
Fotovoltaica	9	Há desenvolvimentos mais recentes, sobretudo em células de filme fino orgânico e perovskita, que ainda estão em fase de estabilização e teste de durabilidade (TRL 5-6).
Eólica	9	Aplicações ainda restritas, em função do custo e cadeia de fornecimento com diversidade limitada.
Biomassa	8-9	Rotas tecnológicas já amplamente disseminadas. Há potencial para ampliação da participação na difusão de MMGD, a depender dos custos.
CGH	8-9	Tecnologia madura e eficiente, mas com possibilidade de desenvolvimento tecnológico para aprimoramentos em turbinas.
Nuclear	6-7	Microrreatores (até 10MWe) ainda se concentram nos estágios iniciais da cadeia de desenvolvimento, mas a diversidade de aplicações, sobretudo descentralizadas, tem levado à ampliação de projetos.
<i>Armazenamento distribuído</i>		
Íon de Lítio	9	Expectativa de redução de custos nos próximos anos, em conjunto com aumento da eficiência e capacidade instalada acumulada. Possui <i>spillovers</i> do setor de mobilidade elétrica. Perspectiva de se manter como tecnologia prioritária para aplicações estacionárias.
Chumbo-ácido	9	Principais desafios são relacionados à perda de água durante o ciclo e a geração de gases no carregamento.
Sódio-enxofre	8-9	OPEX mais elevado, bem como requisitos de segurança, em função da operação em alta temperatura. Ainda que tenha potencial explosivo, as células modernas têm se demonstrado seguras.
Fluxo de vanádio	7-9	Diversos tipos de baterias de fluxo estão disponíveis, mas a de vanádio é a mais madura, ainda que a disponibilidade do material seja limitada. Como são adequadas para armazenamento de várias horas ou dias, são um bom complemento para baterias de íon de lítio.
Bombeamento hidráulico	9-10	Tecnologia consolidada, com alto potencial de contribuição à flexibilidade do sistema. Sistemas distribuídos e mais flexíveis ainda precisam ser mais bem explorados.
Ar líquido	7	Aplicável ao armazenamento em períodos mais longos. União Europeia estabeleceu metas de redução de custo de € 2.000-3.500/kW para menos de €1.000/kW em 2050. Reino Unido se destaca no desenvolvimento de projetos de demonstração.
Ar comprimido adiabático	5-6	Há lacunas no desenvolvimento tecnológico, além da necessidade de novos materiais para aceitação no mercado. Há restrição de localização.
Ar comprimido diabático	8	Há restrição de localização, e tem uma eficiência menor quando comparado ao adiabático, além de precisar de gás para a descarga.

Volante de inércia	9	Os volantes de inércia têm perdas muito altas e, portanto, só podem ser usados para armazenamento de curto prazo. O OPEX é comparativamente alto devido à necessidade de manutenção dos rolamentos.
Gravidade	7	Tecnologia ainda em estágio pré-comercial, com algumas iniciativas em fase de estudos no mundo. A China possui um projeto de demonstração de 100 MWh, intitulado “ <i>Rudong 100MWh Gravity Energy Storage Demonstration Project</i> ”. Não possui restrições geográficas/topográficas.
Sensível	6-9	-
Latente	4-9	Tecnologia relativamente cara, mas com alta eficiência. Pode ser relevante para aplicações industriais.
Termoquímico	7	Tecnologia relativamente cara, mas com alta eficiência. Pode ser relevante para aplicações industriais.
Hidrogênio	6-9	Tecnologia em rápido desenvolvimento, mas com eficiência ainda baixa. Principal desafio é na infraestrutura associada, sobretudo de transporte no caso da produção descentralizada. Oportunidades são destacadas para descarbonização da indústria e produção de fertilizantes nitrogenados.
Supercapacitor	9	Utilizados principalmente em armazenamento de curto prazo, são relativamente caros e possuem baixa densidade energética.

Fonte: Elaboração própria, com base em ENTEC (2023) e IEA (2024)

A consolidação do armazenamento pelo lado da demanda depende, ainda, de fatores como a definição de padrões técnicos e operacionais, o estabelecimento de estruturas de avaliação e remuneração claras, a permissão para que os operadores de rede (de transmissão e distribuição, este último ainda inexistente no Brasil) obtenham serviços de flexibilidade destes recursos e a permissão de participação de agregadores e RED nos mercados de eletricidade (SILVA, 2021).

Para o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento no Brasil, também deve se considerar que o SIN possui uma grande capacidade de armazenamento sistêmico e que já desempenha um importante papel regulador para a acomodação de uma crescente participação de energia intermitente. Tal capacidade provida pelas usinas hidrelétricas é um diferencial muito positivo do sistema brasileiro e a operação otimizada deste recurso deve ser considerado entre as opções, bem como, no desenho das políticas para expansão dos sistemas de armazenamento como também do parque gerador.

8. REFERÊNCIAS

- ABAUQUE - Bueno, A.; Brandão, C. Visão Geral De Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil. Belo Horizonte, Brasil: ABAQUE, 2017.
- ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica. Annual Wind Energy Report 2022.
- ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Um ano do Marco Legal da Geração Distribuída e o recorde da energia solar. Disponível em: <https://abradee.org.br/um-ano-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-e-o-recorde-da-energia-solar/>, acessado em 07 de abril de 2024
- ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica; RegE – RegE Barros Correia Consultoria. Estudo de Inserção de Tecnologia de Armazenamento ao SIN. Cenários de inserção de recursos de armazenamento no Sistema Interligado Nacional – SIN. Relatório Executivo. Dezembro, 2021.
- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. Electric power systems research, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- ACP - American Clean Power. Mechanical electricity storage. Simple physics meets advanced technology. Disponível em: <https://cleanpower.org/facts/clean-energy-storage/mechanical-electricity-storage/>, 2024.
- ADAJAH, Yisah Y. et al. Distributed Generation (DG): a review. In: 2021 1st international conference on multidisciplinary engineering and applied science (ICMEAS). IEEE, 2021. p. 1-5.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atendimento a pedidos de conexões MMGD - Mini e Microgeração distribuída - pós Lei 14300. <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/atendimento-mmgd-mini-e-micro-geracao-distribuida>. Acesso em 06 de abril de 2024c.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Conclusão da Chamada Projeto de P&D Estratégico – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro. Voto, 28 de março de 2017. Disponível em www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2017864_1.pdf.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 875, DE 10 DE MARÇO DE 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas, à obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, à comunicação de implantação de Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida e à aprovação de Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica de Usina Hidrelétrica sujeita à concessão. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-875-de-10-de-marco-de-2020-248070610>
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Ranking da Tarifa Residencial. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. Acesso em 06 de abril de 2024. 2024c.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. 2024d.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Relação de empreendimentos de Geração Distribuída. Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em 06 de abril de 2024b.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.045, DE 4 DE OUTUBRO DE 2022. Estabelece os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e

Inovação - PROPD do setor elétrico. 2022.ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades com Geração Distribuída. Painel de dados. Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em 03 de janeiro de 2024a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.031, DE 26 DE JULHO DE 2022. Consolida os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia. Acesso em 25 de maio de 2024. (2022b)

ARABKOOHSAR, A.; EBRAHIMI-MOGHDAM A. (2021). Chapter Two - Thermal energy systems. Elsevier BV, pp. 1344. Available from <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-820023-0.00002-x>.

BAREIß, K.; DE LA RUA, C.; MOCKL M.; HAMACHER, T. (2019). Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. Applied Energy, 237, 862-872. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>

BENSON, Andrew G. Customized predictions of the installed cost of behind-the-meter battery energy storage systems. **Energy Reports**, v. 9, p. 5509-5531, 2023.

BERTOLI, E.; ROZITE, V.; VEERAKUMAR, K. Digital tools will help keep distributed solar PV growing strongly. IEA, Paris: 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/digital-tools-will-help-keep-distributed-solar-pv-growing-strongly>

BITO, A. Overview of the sodium-sulfur battery for the IEEE stationary battery committee. IEEE Power Eng Soc Gen Meet 2005 2005;2:1232e5. <https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489556>.

BNEF – BloombergNEF. Scaling the Residential Energy Storage Market. November, 2023. Disponível em <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Scaling-the-Residential-Energy-Storage-Market.pdf>

BORRI ,E.; TAFONE, A.; ROMAGNOLI, A. COMODI, G. A review on liquid air energy storage: History, state of the art and recent developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 137,ISSN1364-0321,<https://doi.org/10.1016/j.rser.220.110572> , (2021).

BRASIL. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.

BREEZE, P. Power System Energy Storage Technologies, Power Generation Technologies (Third Edition), Newnes, 2019, Pages 219-249, ISBN 9780081026311, <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00010-9>.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; YAN, J. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. Applied Energy, 170, 250-268, 2016.

BURNAT, D.; SCHLUPP, M.; WICHSER, A.; LOTHENBACH, B.; GORBAR, M.; ZUTTEL, A.; VOGT, U. F. Composite membranes for alkaline electrolysis based on polysulfone and mineral fillers. Journal of Power Sources, 291, 163-172. Available from <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.04.066>, 2015.

- BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D. Wind Energy Handbook, 2ª edição, 2011.
- CAITEC – Chinese Academy of International Trade and Economic Cooperation; IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Green Energy Development and Cooperation among emerging economies – China-Brazil cooperation as an example. IPEA: Brasília, Novembro, 2022.
- CANTANE, Daniel Augusto; JUNIOR, Oswaldo Hideo Ando; HAMERSCHMIDT, Márcio Biehl. Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro. Editora Scienza, 2020 – São Carlos - SP, Brasil, 212 p.
- CAZZANIGA, R et al. Journal of Energy Storage, 14, 264-270, 2017.
- CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica e armazenamento de energia. Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro: Volume 3-8. Brasília, DF: CGEE, 2017.
- CGEE. Observatório de Inovação para Cidades Sustentáveis. OICS, 2024. Disponível em https://oics.cgee.org.br/solucoes/micro-e-minigeracao-distribuida-a-biomassa_5d5b0bf69de37849a2a19261
- CHANG, Y.; MAO, X.; ZHAO, Y.; FENG, S.; CHEN, H.; FINLOW, D. Leadacid battery use in the development of renewable energy systems in China. Journal of Power Sources 191 (1), 176 - 183, 2009.
- CHEHADE, Z.; MANSILLA, C.; LUCCHESI, P.; HILLIARD, S.; PROOST, J. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. International Journal of Hydrogen Energy, 44(51), 27637-27655. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.260>, 2019.
- CHEN, H.; Cong, T. N.; Yang, W.; Tan, C.; Li, Y.; Ding, Y. - Progress in electrical energy storage system: a critical review, Progress Nat. Sci. 19 pp. 291–312, 2009.
- COOK, Jeffrey J.; KAIFENG XU, Sushmita Jena; QASIM, Minahil Sana; HARMON, Jenna. Check the Storage Stack: Comparing Behind-the-Meter Energy Storage State Policy Stacks in the United States. NREL/TP-6A20- 83045. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2022. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83045.pdf>.
- DÍAZ-GONZALEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O.; VILLAF, R. A review of energy storage technologies for wind power applications. Renew Sustain Energy Rev.16:2154e71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>, 2012.
- EERA – European Energy Research Alliance - EERA Joint Program SP4 - Mechanical Storage Fact Sheet 2 – Nov 2016.
- EERA – European Energy Research Alliance – European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 – Nov 2015.
- EERE - Energy Efficiency and Renewable Energy. Pumped Storage Hydropower Disponível em <https://www.energy.gov/eere/water /pumped- storage- hydropower>, 2024.
- EERE - Energy Efficiency and Renewable Energy. U.S. Hydropower Market Report: 2023 Edition.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. Distributed generation, battery storage, and combined heat and power system characteristics and costs in the buildings and industrial sectors. DNV Report. EIA, 2024. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/dg_storage_chp/pdf/dg_storage_chp.pdf
- EIA – U.S. Energy Information Administration. Distributed generation, battery storage, and combined heat and power system characteristics and costs in the buildings and industrial sectors. EIA, 2020.

- EIA – U.S. Energy Information Administration. Solar explained Photovoltaics and electricity (2022).
- EL-EMAM, R. S.; OZCAN, H. (2019). Comprehensive review on the technoeconomics of sustainable large-scale clean hydrogen production. *Journal of Cleaner Production*, 220, 593-609. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019>.
- ELIZONDO, G.; POUDINEH, R. Harnessing the Power of Distributed Energy Resources in Developing Countries: What Can Be Learned from the Experiences of Global Leaders? Oxford Institute for Energy Studies, 2023. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/10/EL49-Harnessing-the-Power-of-Distributed-Energy-Resources-in-Developing-Countries-RP-004.pdf>
- ENTEC – Energy Transition Expertise Centre. Study on Energy Storage, 2023.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Demanda de Energia 2050. NOTA TÉCNICA DEA 13/15. 2016. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor. PDE 2034 - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024a.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Consolidação de Resultados. PDE 2034 - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024b.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Papel da Biomassa na Expansão da Geração de Energia Elétrica. Documento de Apoio ao PNE 2050. 2018. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Biomassa%20e%20Expans%C3%A3o%20de%20Energia.pdf>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020.
- EPE; INL. United States–Brazil Joint Study: A Preliminary Assessment of Opportunities and Challenges for Small Modular Reactors in Brazil. 2023.
- EPRI - Electric Power Research Institute. Handbook for Energy Storage for Transmission or Distribution Applications. Report No. 1007189. Technical Update December 2002.
- Erdemir, D.; Dincer, I. Assessment of renewable energy-driven and flywheel integrated fast charging station for electric buses: A case study. *Journal of Energy Storage*, 30, 2020.
- ERIA - Economic Research Institute for ASEAN and East Asia. Global Situation of Small Modular Reactor Development and Deployment. ERIA Research Project FY2021 No. 07. July, 2021.
- EU - European Commission. Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system, study led by Sweco in cooperation with Ecofys, Tractebel Engineering and PwC (2015).
- FUCHS, G.; LUNZ, G.; LUTHOLD, M.; DU, S. - Overview of nonelectrochemical storage technologies. *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing*. Amsterdam: Elsevier; 2015. p. 89-102.
- GIELEN, D.; BOSHELL, F.; SAYGIN, D.; BAZILIAN, M. D.; WAGNER, N.; GORINI, R. (2019). The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, 24, 38-50. Available from <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.

- GILBERT, Alexander Q.; BAZILIAN, Morgan D. Can distributed nuclear power address energy resilience and energy poverty?. *Joule*, v. 4, n. 9, p. 1839-1843, 2020.
- GREENER. Estudo Estratégico 1º semestre de 2023 – Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. Setembro de 2023.
- GREENER. Estudo Estratégico 2024 – Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. Março de 2024.
- GREENER. Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras. 2021.
- GWEC. Global Wind Report 2022.
- HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications 2009;13: 1513e22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>.
- HANNAN, MA.; HOQUE, MM.; MOHAMED, A.; AYOB, A. A. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: issues and challenges. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;69(September 2015):771e89.
- HAU, E. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. Ed. Springer, p. 783, 2006.
- HOROWITZ, K. A. W.; DING, F.; MATHER, B.; PALMINTIER, B. The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A20-70710, 2018.
- HUANG, P.; WANG, Q.; LI, K.; PING, P. SUN, J. The combustion behavior of large scale lithium titanate battery. *Sci Rep.* 5 :7788, 2015. DOI:10.1038/srep07788
- IAEA – International Atomic Energy Agency. ADVANCES IN SMALL MODULAR REACTOR TECHNOLOGY DEVELOPMENTS. IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). 2022.
- IAEA – International Atomic Energy Agency. Power Reactor Information System. PRIS. 2024.
- IEA – International Energy Agency. Renewables 2018 – Analysis and forecasts to 2023, Organisation for Economic Co-operation and Development/ International Energy Agency, Paris, 2018.
- IEA – International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2023. IEA, 2023b.
- IEA - International Energy Agency. ETP Clean Energy Technology Guide. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- IEA – International Energy Agency. Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020. IEA, 2020.
- IEA – International Energy Agency. Global distributed solar PV net additions per year, 2017-2024. Paris: IEA, 2023d. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-distributed-solar-pv-net-additions-per-year-2017-2024>
- IEA – International Energy Agency. Renewable Energy Market Update. June 2023. IEA, 2023e.
- IEA – International Energy Agency. Renewables 2022. IEA, 2022b.
- IEA – International Energy Agency. Renewables 2023. IEA, 2023c.
- IEA - International Energy Agency. Special Report on Solar PV Global Supply Chains. IEA, 2022c.
- IEA – International Energy Agency. Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices. IEA, 2022a.

- IEA – International Energy Agency. World Energy Investment 2023. IEA, 2023a.
- IEA PVPS - International Energy Agency photovoltaic power systems technology collaboration programme. Annual Report 2023. 2024. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/05/PVPS_Annual_Report_2023_v4-6.pdf
- IEA Wind - The International Energy Agency Cooperation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems. IEA Wind TCP Task 41: Enabling Wind to Contribute to a Distributed Energy Future. 2021. Disponível em: <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/02/Task-41-Deliverable-D1.pdf>
- IEA. International Energy Agency, Global EV Outlook 2023 - Catching up with climate ambitions, April 2023f. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- IEC - International Electrochemical Commission. White paper report: electrical energy storage. 2011. <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorageLR-en.pdf>, 2011.
- INT – Instituto Nacional de Tecnologia; MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. Sistemas de Armazenamento de Energia – Tecnologia, Regulação e Políticas Públicas. Rio de Janeiro, 2017.
- IRENA – Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.
- IRENA – International Renewable Energy Agency. Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. A Global Energy Transformation Paper. Abu Dhabi: 2019.
- IRENA – International Renewable Energy Agency. Future of Solar Photovoltaic. (2019b).
- IRENA – International Renewable Energy Agency. Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate renewables, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (2019c)
- IRENA – International Renewable Energy Agency. Renewable energy statistics 2019. (2019a)
- IVA - I., KUNGLE; AKADEMIEN, V. - Energy storage – Electricity storage technologies – IVA's electricity crossroads project, R. Swed. Acad. Eng. Sci, 2016.
- JANG, W. et al. (2019). A review on dry reforming of methane in aspect of catalytic properties. Catalysis Today, 324, 15-26. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2018.07.032>.
- JOWETT, P. Energy Vault connects commercial-scale gravity energy storage system in China. PV Magazine, 2024. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/07/energy-vault-connects-commercial-scale-gravity-energy-storage-system-in-china/>, acessado em 02 de abril de 2024.
- KENNEDY, R. Gravity-based renewable energy storage tower for grid-scale operations. PV Magazine, 2021 disponível em <https://www.pv-magazine.com/2021/08/26/gravity-based-renewable-energy-storage-tower-for-grid-scale-operations/>, acessado em 02 de abril de 2024
- KOOHI-FAYEGH, S.; ROSEN, M. A. - A review of energy storage types, applications and recent developments. Journal of Energy Storage 27 101047, 2020.
- KOZAK, P. Effects of unsteady aerodynamics on vertical-axis wind turbine performance. 2014. Dissertação (Mestrado) — Illinois Institute of Technology, 2014.
- KUMAR, S. S.; HIMABINDU, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, Materials Science for Energy Technologies, Volume 2, Issue 3, 2019, Pages 442-454, ISSN 2589-2991, <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>.

- LAKSHMI, K.C.S.; VEDHANARAYANAN, B. High-Performance Supercapacitors: A Comprehensive Review on Paradigm Shift of Conventional Energy Storage Devices. *Batteries* 2023, 9, 202. <https://doi.org/10.3390/batteries9040202>
- LANTZ; ERIC; SIGRIN, B.; GLEASON, M.; PREUS, R.; BARING-GOULD, I. "Assessing the Future of Distributed Wind: Opportunities for Behind-the-Meter Projects." Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, November 1, 2016. <https://doi.org/10.2172/1333625>
- LAZARD. LCOE+ - Levelized Cost of Energy+. 2023 report. Abril, 2023. Disponível em: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>
- LI, W.; KLEMES, J. J.; WANG, Q.; ZENG, M. Salt hydrate-based gas-solid thermochemical energy storage: Current progress, challenges, and perspectives, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 154, 2022, 111846, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111846>.
- LIANG, M.; YU, N.; WEN, M.; CHEN, J.; XU, J.; ZHAI, Y. Preparation of LSM-YSZ composite powder for anode of solid oxide electrolysis cell and its activation mechanism. *Journal of Power Sources*, 190(2), 341-345. Available from <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.12.132>, 2009.
- MANSANI, Giuliana Correia. Geração Distribuída por Pequenas Centrais Nucleares no Estado de São Paulo. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2023.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2ª edição, 2009.
- MCCABE, K.; PRASANNA, A.; LOCKSHIN, J.; BHASKAR, P.; BOWEN, T.; BARANOWSKI, R.; SIGRIN, B.; LANTZ, E. Distributed Wind Energy Futures Study. Technical Report: NREL, 2022.
- MEGAWHAT. Cogeração Qualificada. Disponível em: <<https://www.megawhat.energy/verbetes/29510/cogeracao-qualificada>>, (2022). Acessado em 09 de abril de 2024.
- MEHIGAN, Laura et al. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. *Energy*, v. 163, p. 822-836, 2018.
- MOORE, T.; DOUGLAS, J. Energy storage, big opportunities on a smaller scale. *EPRI J* 2006; Spring Issue, p. 16–23.
- MÜLLER, M. do N. Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal. 2015. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- MYCLE SCHNEIDER. The World Nuclear Industry Status Report 2023. Paris, Dezembro 2023.
- NAZARI-HERIS, Morteza; MOHAMMADI-IVATLOO, Behnam. Design of small hydro generation systems. **Distributed generation systems: design, operation and grid integration**, p. 301, 2017.
- NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611. Available from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>, 2017.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology Baseline – 2023. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>. Acesso em 15 mai. 2024.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology Baseline (Distributed Wind), 2024a. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/distributed_wind#ICJXFBVE>
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology Baseline (Distributed Solar), 2024b. Disponível em: <<https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>>

- Nuclear Energy Institute. Cost Competitiveness of Micro-Reactors for Remote Market. 2019.
- OLABI, A.G. et al. - Critical review of energy storage systems. *Energy*, Volume 214, 2021, ISSN 0360-5442.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Contribuições do ONS em resposta ao Ofício nº 3/2022/CGEG/DMSE/SEE-MME, de 21 de janeiro de 2022 - Processo nº 48370.000014/2022-65. CTA-ONS DGL 0301/2022. Rio de Janeiro, 15/02/2022
- PALACIOS, A; BARRENECHE, C.; NAVARRO, M. E.; DING, Y. Thermal energy storage technologies for concentrated solar power – A review from a materials perspective, *Renewable Energy*, Volume 156, ages 1244-1265, ISSN0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.127>, 2020.
- PARRA, D.; VALVERDE, L.; PINTO, F. J.; PATEL, M. K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 279-294. Available from <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.010>
- PAVLOS, N; Andreas, P. A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability. *Journal of Power Technologies* 2017;97(3):22045
- PCE Brasil 2050 – Plataforma Cenários Energéticos. Cenários para a Matriz Elétrica 2050: Aportes ao debate energético nacional e ao planejamento participativo de longo prazo. PCE Brasil, 2015.
- PEPERMANS, Guido et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.
- PNNL – Pacific Northwest National Laboratory. Distributed Wind Market Report: 2023 edition. U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. August 2023.
- PRASANNA, Ashreeta; MCCABE, Kevin; SGRIN, Ben Sigrin; BLAIR, Nate. Storage Futures Study: Distributed Solar and Storage Outlook: Methodology and Scenarios. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79790.pdf>.
- PSR; SIGLASUL. Revisão Bibliográfica Sobre Recursos Energéticos Distribuídos. Subproduto 1.1, GIZ: Março, 2023.
- RAHMATIAN, N.; BO, A.; RANDHIR, K.; KLAUSNER, J. F.; PETRASCH, J. Bench-scale demonstration of thermochemical energy storage using the MagnesiumManganese-Oxide redox system. *Journal of Energy Storage*, 45, 103682, 2022.
- REN21. Renewables 2020 Global Status Report, 2020.
- REY, J. R. C. et al. Evaluation of cogeneration alternative systems integrating biomass gasification applied to a Brazilian sugar industry, *Renewable Energy*, Volume 178, 2021, Pages 318-333, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.053>.
- REZAEIMOZAFAR, Mostafa et al. A review of behind-the-meter energy storage systems in smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 164, p. 112573, 2022.
- ROCHA, Luiz Célio Souza et al. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 412-419, 2018.
- Rodrigues, N.; Raeder, F. Pequenos reatores modulares (SMRs): desafios em segurança, gestão de resíduos e aceitação pública. *Ensaio Energético*, 16 de abril, 2023.
- Rodrigues, N; Raeder, F. **Avaliando o potencial dos Small Modular Reactors (SMRs) para a indústria nuclear.** *Ensaio Energético*, 12 de julho, 2022.
- ROUSHENAS, R.; GHOAMYANKARKON, E.; ARABKOOHSAR, E. - Future Grid-Scale Energy Storage Solutions. *Mechanical and Chemical Technologies and Principles*, 2023, Pages 543-571

- SABIHUDDIN, A.; KIPRAKIS, A. E.; MULLER, M. - A numerical and graphical review of energy storage technologies, *Energies* 8 pp. 172–216, 2015.
- SALKUTI, S. R.; JUNG, C. - Comparative analysis of storage techniques for a grid with renewable energy sources. *International Journal of Engineering & Technology*, 7 (3) (2018) 970-976
- SCHMIDT, Oliver et al. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, v. 3, n. 1, p. 81-100, 2019.
- SCHMIDT, Oliver; STAFFELL, Iain. **Monetizing energy storage: a toolkit to assess future cost and value**. Oxford University Press, 2023.
- SEQUEIRA, C. A. C.; PEDRO, M. R. Battery Storage. *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, Vol. 20, n.º 3/4, 2008.
- SILVA, Rogério Diogne de Souza e. Novas Tecnologias e infraestrutura do setor elétrico Brasileiro: Armazenamento de Energia em Baterias. Texto para Discussão - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Brasília, 2021.
- SOLARPOWER EUROPE. Global market outlook for solar power, SolarPower Europe, Brussels, Belgium (2019).
- STAITI, P.; ARENILLAS, A.; LUFRANO, F. J.A.; MENENDEZ, J. *Power Sources* 214, 137, 2012. Q. Gao, et al., *Energy Environ. Sci.* 5, 9611, 2012. S. Makino, et al., *RSC Advances*, 2, 12144, 2012. K. Naoi, et al. *Energy Environ. Sci.* 5, 9363, 2012.
- STEHLY, T.; DUFFY, P.; HERNANDO, D. M. 2022 Cost of Wind Energy Review. National Renewable Energy Laboratory, December 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>
- SUNNE. Entenda o que é cogeração qualificada e como participar. Disponível em: <<https://sunne.com.br/o-que-e-cogeracao-qualificada/#:~:text=Como%20j%C3%A1%20sabemos%2C%20a%20cogera%C3%A7%C3%A3o,considerada%20importante%20por%20diversos%20motivos.>>, 2023. Acessado em 09 de abril de 2024.
- SYSTEMS, F. C. Hydrogen and Fuel Cell Systems. Available from <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383860-5.00004-3>, 2014.
- TAN, X.; LI, Q.; WANG, H. Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *Electr Power Energy Syst* 2013;44:179–91
- VECCHI, A.; LI, Y.; DING, Y. MANCARELLA, P.; SCIACOVELLI, A. Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives, *Advances in Applied Energy*, Volume 3, 2021, 100047, ISSN 2666-7924, <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100047>.
- WULF, C.; ZAPP, P.; SCHREIBER, A. Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. *Frontiers in Energy Research*, 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00191>, 2020.
- XIQIAM YU et al 2023 *Chin. Phys. Lett.* 40 048201. DOI: 10.1088/0256-307X/40/4/048201. (2023)
- YAMAMURA, T.; WU, X.; OHTA, S.; SHIRASAKI, L.; SAKURABA, H.; SATOH, I. Vanadium solid-salt battery : solid state with two redox couples, vol. 196; 2011. p. 4003e11. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.12.010>
- YANG, W. W.; HE, Y. L.; LI, Y. S. 2015. Performance modeling of a vanadium redox flow battery during discharging. *Electrochimica Acta* 155: 279– 287.
- ZHANG, H.; LI, X.; ZHANG, J. *Redox Flow Batteries - Fundamentals and Applications*. CRC Press Taylor & Francis Group, 2018.

