

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nos últimos anos o mundo tem passado por um processo de transição energética com aumento expressivo da inserção de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica global. Apenas em 2023, as adições globais de capacidade renovável resultaram em um aumento de aproximadamente 440 GW.

Esta adequação da matriz de geração de energia elétrica é essencial para o planeta no que se refere à meta de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, principalmente pelo fato de o setor elétrico integrar o conjunto de atividades que contribuem para o aumento das emissões globais: a soma das contribuições dos setores elétricos de todos os países responde por cerca de 38% das emissões por envolverem a queima de combustíveis fósseis na geração de eletricidade a partir de usinas termelétricas.

Este desafio, no entanto, é muito diferente no Brasil, onde o setor elétrico responde por apenas 2,4% das emissões totais em função de sua alta renovabilidade: cerca de 90% de nossa matriz elétrica é de fontes renováveis.

Os operadores dos sistemas elétricos têm diante de si um desafio adicional: como não é possível controlar a geração de energia a partir de fontes variáveis, os sistemas precisam ser operados com muito mais

precisão e cuidado a fim de se manter a estabilidade e a segurança do suprimento elétrico.

Além disso, as fontes variáveis têm sido alvos de cortes frequentes de inserção na rede – fenômeno conhecido como “*curtailment*” – que resultam em prejuízos para os geradores e desperdício de energia para os consumidores do sistema elétrico interligado.

Esse novo contexto elétrico transforma a flexibilidade operacional em um atributo extremamente importante para as fontes/tecnologias elétricas, e neste contexto o armazenamento de energia passa a ser um mecanismo essencial para entregar esta flexibilidade.

Esse *White Paper*: (a) apresenta o conceito de armazenamento de energia; (b) discute as tecnologias e fontes capazes de armazenar energia; (c) analisa a demanda por armazenamento; e (d) conclui com algumas perspectivas e propostas sobre o tema.

“A inteligência é a habilidade de se adaptar à mudança”
Stephen Hawking

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	2	4.3 Sistema isolados.....	27
1.1 Efeitos da geração renovável sobre a carga.....	2	4.4 Descentralização da geração de energia.....	27
2 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	5	4.5 Eficiência energética.....	29
2.1 Bombeamento de água (Usinas Hidrelétricas Reversíveis UHR).....	6	4.6 Mercado de veículos elétricos.....	29
2.2 Ar comprimido.....	9	5 CONSEQUÊNCIAS DA FALTA DE ARMAZENAMENTO.....	30
2.3 Volantes de Inércia (<i>Flywheels</i>).....	10	5.1 Interrupções no fornecimento de energia (segurança de oferta).....	30
2.4 Baterias.....	12	5.2 <i>Curtailment</i>	30
2.5 Hidrogênio (Células Combustíveis).....	14	5.3 Custos de energia mais altos.....	33
2.6 Armazenamento de calor latente.....	17	5.4 Atrasos na transição energética.....	33
2.7 Armazenamento de calor sensível.....	18	6 PERSPECTIVAS E PROPOSTAS.....	34
2.8 Armazenamento de energia magnética em supercondutores (SMES).....	19	6.1 Plano de inserção.....	34
3 MATURIDADE E CUSTO DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO.....	21	6.2 <i>Status</i> regulatório do armazenamento de energia no Brasil.....	36
3.1 Maturidade.....	21	6.3 Políticas de estado para impulsionar o armazenamento.....	37
3.2 Custo.....	23	7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	38
4.DEMANDA POR ARMAZENAMENTO.....	25	8 ACRÔNIMOS.....	39
4.1 Integração de fontes renováveis.....	25	9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40
4.2 Segurança e confiabilidade do sistema elétrico.....	26		

1. INTRODUÇÃO

O armazenamento de energia elétrica pode ser caracterizado como a capacidade de se guardar energia em diferentes formas para usá-la posteriormente. Um mecanismo ou sistema de armazenamento, portanto, funciona como um “reservatório” que coleta energia quando ela é abundante e a libera quando há necessidade.

Com o aumento da participação de fontes de geração renováveis como eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica, os sistemas de armazenamento de energia adquirem um papel cada vez mais relevante, uma vez que estas fontes variáveis de energia apresentam despachabilidade¹ reduzida, em comparação com termelétricas e hidrelétricas, e podem gerar grandes montantes de energia em momentos de baixo consumo ou estar indisponíveis em momentos de pico de demanda por eletricidade.

1.1. EFEITOS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL SOBRE A CARGA

As curvas de demanda refletem o perfil do consumo de diferentes setores e a inserção de energia renovável na base mostra que em determinados períodos são formadas rampas² íngremes, reduções acentuadas e picos de carga que exigem um aumento rápido e acentuado de geração para garantir o atendimento elétrico e a segurança do sistema.

A Figura 1 exemplifica um caso em que a carga líquida (curva laranja = carga total “amarela” subtraída da energia eólica) deve ser atendida por geradores flexíveis capazes de aumentar e diminuir rapidamente a sua produção.

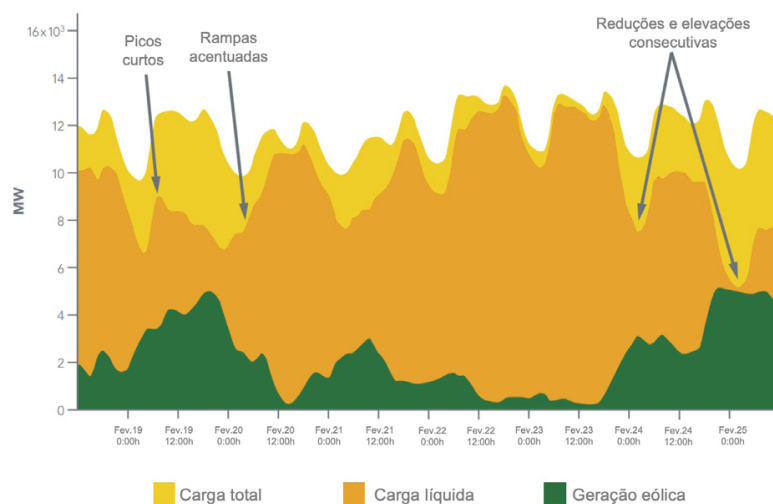


Figura 1 - Efeitos da geração eólica sobre a carga líquida de energia.

Fonte: NREL (2015).

No Brasil, a curva de carga líquida tende a ficar cada vez mais semelhante à representação da Figura 1, já que nossa matriz elétrica tem sido cada vez mais caracterizada pela forte presença de fontes variáveis e, portanto, enfrenta desafios operacionais que exigem cada vez mais flexibilidade do sistema elétrico.

Outro aspecto relevante é o impacto da geração de energia solar na curva de carga líquida ao

¹ **Despachabilidade** expressa a capacidade de uma fonte ser acionada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, o ONS.

² **Rampas** são o aumento ou diminuição na produção de eletricidade para acompanhar as mudanças na demanda (carga líquida).

longo do dia. Neste caso, a curva de carga líquida se assemelha ao perfil de um pato (daí o nome 'curva de pato'), com uma queda acentuada na demanda de energia durante o dia, quando a geração solar é alta, seguida por um aumento rápido no final da tarde e início da noite, quando a geração solar diminui e a demanda por energia aumenta. Este comportamento é comum sobretudo nos finais de semana, quando a carga reflete mais fortemente o consumo de eletricidade no setor residencial, já que a demanda dos setores industrial e comercial se reduz.

A curva de pato da Califórnia está se aprofundando

CAISO - dia de carga líquida mais baixa a cada primavera (Março – Maio, 2015 – 2023)

25

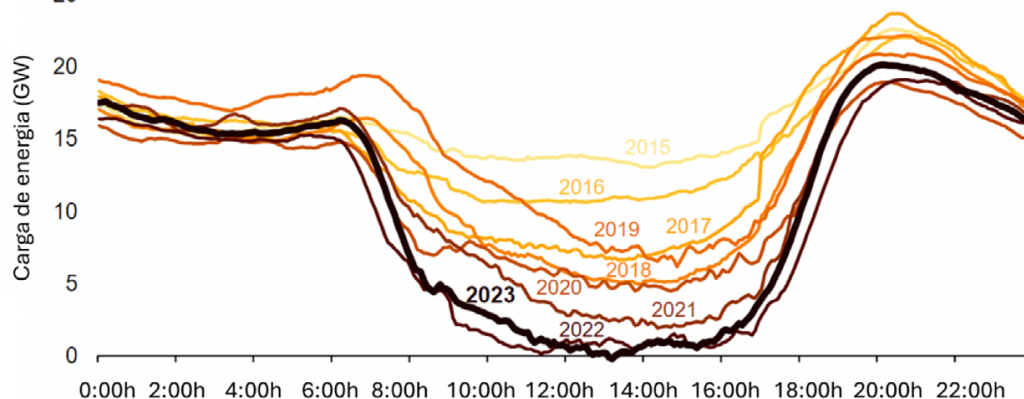


Figura 2 - Curva de Carga Horária na Califórnia.

Fonte: California Independent System Operator – CAISO, apud (EIA, 2024).

O efeito foi inicialmente observado na Califórnia, mas já está presente no Brasil e tende a se acentuar nos próximos anos com a entrada em operação comercial dos empreendimentos já contratados e a expansão da geração solar descentralizada. A curva apresentada a seguir (Figura 3) mostra o comportamento da carga no subsistema Nordeste em um final de semana de abril de 2024, quando em um período de duas horas foi formada uma rampa que exigiu mais de 2.000 MW médios de geração flexível.

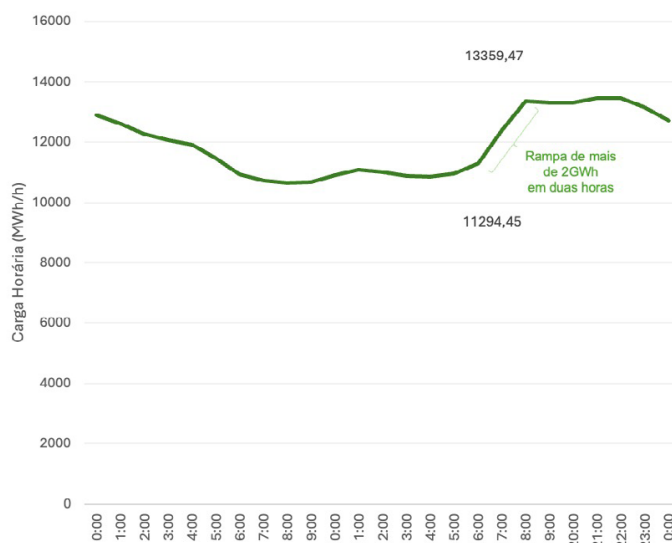


Figura 3 - Curva de Carga Horária do Subsistema Nordeste do Brasil (dados do dia 28/abr/2024).

Fonte: ONS (2024a).

Do ponto de vista operacional, o impacto na rede elétrica é que, durante o dia, os altos montantes de geração solar deslocam a curva, reduzindo a necessidade de outras fontes de energia e, ao final do dia, a demanda por eletricidade de fontes tradicionais (hidráulica e termelétricas) aumenta rapidamente, o que pode causar desafios para manter a estabilidade do sistema elétrico.

Para superar estes desafios, o operador do sistema elétrico precisa de recursos flexíveis.

Existem várias soluções que fornecem flexibilidade operacional. O diagrama da Figura 4 organiza estes recursos em categorias, abrangendo ferramentas de mercado, mecanismos de rede e de operação do sistema, gestão da carga e soluções de armazenamento de energia.



Figura 4 - Fontes de flexibilidade operacional.
Fonte: NREL (2015).

É neste cenário que, diante do desafio diário do operador para garantir o atendimento à demanda de energia elétrica, os sistemas de armazenamento de eletricidade mostram-se fundamentais para a segurança energética do sistema elétrico.

Apesar de existirem diversas formas para se obter este ‘serviço de armazenamento’ para o sistema elétrico, no Brasil, a tecnologia mais utilizada são os reservatórios de usinas hidrelétricas³. Entretanto, além das soluções mais amadurecidas, existem alternativas tecnológicas ainda em estágios iniciais de desenvolvimento que exigem atenção e investimentos adicionais antes que seus potenciais possam ser totalmente percebidos.

Neste contexto, este estudo discute a demanda por estes serviços e as consequências da sua falta, compara o grau de maturidade das principais tecnologias, e explicita os custos destas soluções tecnológicas para o sistema.

³ Apesar da redução da participação das usinas hidrelétricas (UHEs) na matriz elétrica brasileira, estes projetos ainda representam a principal fonte de geração no Brasil, com cerca de 50% de participação na capacidade instalada (Aneel, 2024).

2. TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

De acordo com Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), atualmente os projetos com sistemas de armazenamento de energia em operação no mundo ultrapassam 170 GW de capacidade instalada. Os países com maior participação são China (31.461 MW), Japão (25.884 MW) e Estados Unidos (21.623 MW). O Brasil possui 20,4 MW em armazenamento de energia. A Figura 5 mostra os 20 maiores países em capacidade de armazenamento de energia.

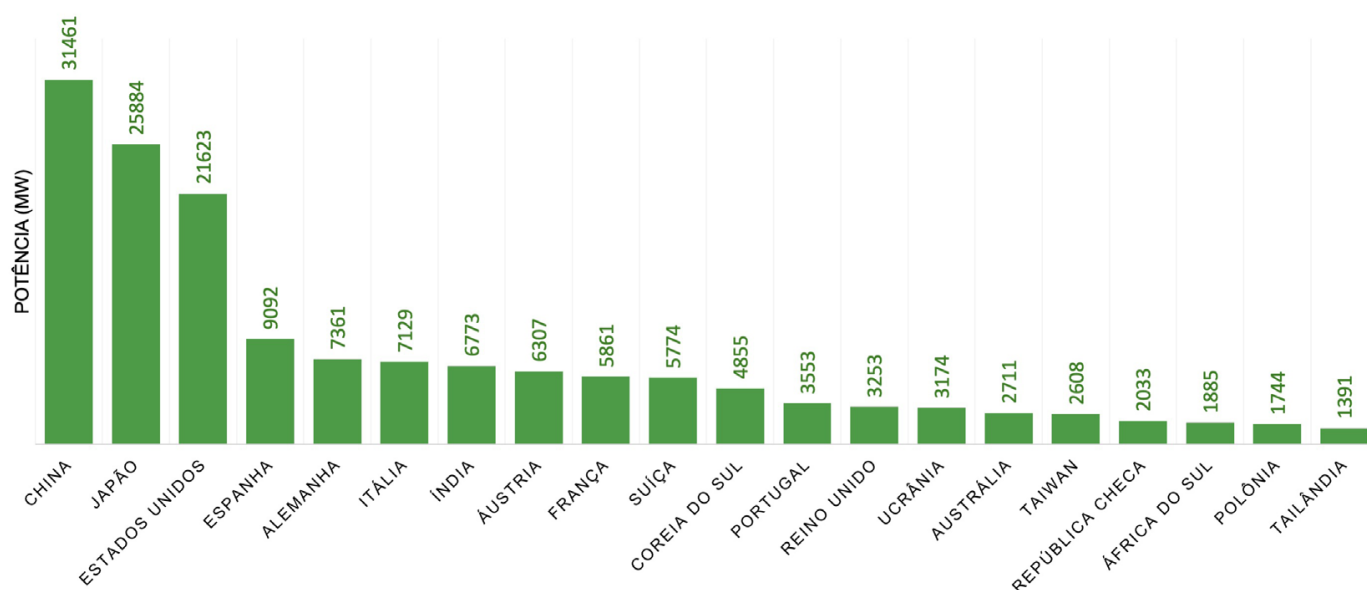


Figura 5 - 20 maiores países em armazenamento de energia (MW).

Fonte: DOE, 2024. Elaboração própria.

Existem diferentes tecnologias de armazenamento disponíveis no mundo, em diversos estágios de desenvolvimento. As principais tecnologias de armazenamento de energia são classificadas em cinco categorias:

- I - Armazenamento Mecânico:** usinas de bombeamento/reversíveis (UHR – Usinas Hidrelétricas Reversíveis), ar comprimido (CAES – *Compressed-Air Energy Storage*) e volantes de inércia;
- II - Armazenamento Eletroquímico:** baterias de chumbo-ácido, íon de lítio, fluxo-redox etc.;
- III - Armazenamento Químico:** célula a combustível, hidrogênio e sistemas *‘power to gas’*;
- IV - Armazenamento Térmico:** armazenamento de calor sensível, armazenamento de calor latente e armazenamento por reações térmicas; e
- V - Armazenamento Elétrico:** supercapacitores e armazenamento por reações térmicas de energia magnética em supercapacitores (SMES - *Superconducting magnetic energy storage*).

A seguir são detalhadas as modalidades de armazenamento, explorando suas características e conceitos, conforme a maturidade e relevância para o setor.



Figura 6 - Modalidades de armazenamento de energia.

Fonte: Adaptado de: (MassCEC, 2016).

2.1. BOMBEAMENTO DE ÁGUA (USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS - UHR)

A tecnologia de armazenamento de energia elétrica por bombeamento é a mais utilizada em nível mundial. Este sistema armazena energia elétrica sob forma de energia potencial hidráulica.

As hidrelétricas reversíveis podem operar:

- no **“modo geração”**, quando a água é armazenada em um reservatório superior para então ser direcionada através de turbinas, que geram energia elétrica, seguindo para um reservatório inferior; ou
- no **“modo bombeamento”**, quando se utiliza energia elétrica para bombear a água do reservatório inferior para o reservatório superior com o objetivo de armazená-la para gerar eletricidade posteriormente.

Operacionalmente, o bombeamento de água entre os reservatórios ocorre nos horários em que a oferta de energia excede a demanda (como nos casos com excedentes de geração eólica ou solar) e os preços são menores.

Em função desta forma de funcionamento e da baixa densidade de energia⁴ é necessário que os locais escolhidos para a implantação deste tipo usina tenham disponibilidade para acomodar grandes reservatórios de água, com uma topografia que permita uma diferença entre os níveis dos dois reservatórios e acesso às redes de transmissão.

Estes sistemas apresentam eficiências que variam entre 65% e 80% e permitem o armazenamento de grandes volumes de energia por longos períodos (MIT, 2022). Usinas Hidrelétricas Reversíveis permitem a rápida geração de eletricidade para atender aos picos de demanda, aumentando a confiabilidade do sistema (VAL, 2015).

O ciclo de bombeamento e geração destas usinas pode ser realizado em escala diária, semanal ou sazonal. Com isso, tais projetos possuem relevante capacidade de prover flexibilidade ao sistema elétrico, podendo oferecer suporte à rede elétrica em momentos críticos como, por exemplo, quando ocorrem falhas ou condições climáticas extremas.

Uma vez que as hidrelétricas reversíveis possuem alto custo de construção, o investimento inicial é elevado, exigindo planejamento financeiro a fim de prover viabilidade econômica ao projeto.



Figura 7 - Vantagens e desvantagens do armazenamento de energia por UHR.

De acordo com a International Hydropower Association (IHA), o potencial instalado de hidrelétricas reversíveis no mundo está em torno de 175 GW. Isso representa mais de 95% da capacidade total de todas as tecnologias de armazenamento de energia existentes. Em termos globais, os países com maior capacidade instalada nesta modalidade de armazenamento são: China (44,7 GW), Japão (27,4 GW) e Estados Unidos (22 GW) – (IHA, 2023).

⁴ **Densidade de energia:** Grandeza física que mede a quantidade de energia armazenada por volume ou unidade de massa. É usualmente expressa em unidade de energia por unidade de massa (ou volume): J/kg ou Wh/kg. A densidade de energia é relevante na determinação do tamanho (volume) do sistema de armazenamento (ABAQUE, 2017).

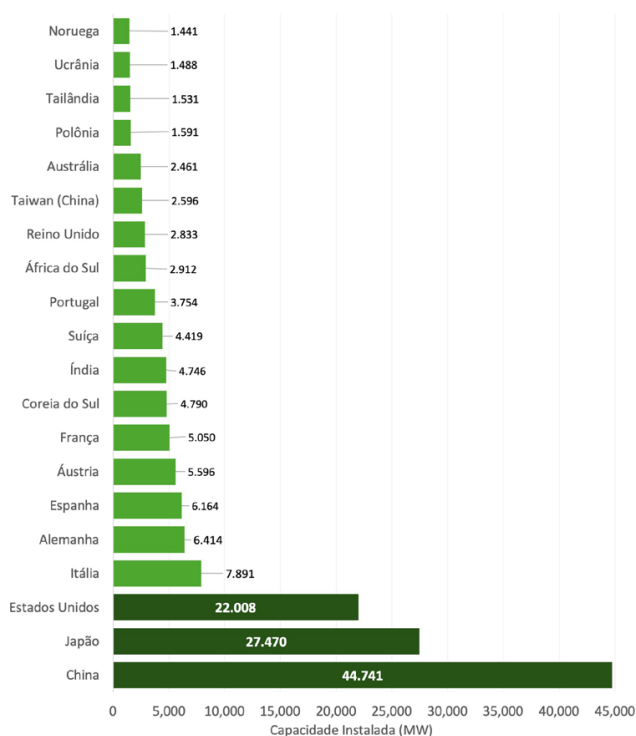


Figura 8 - 20 maiores países em capacidade instalada de UHR.

Fonte: IHA, (2023).

Segundo o *Massachusetts Institute of Technology* (MIT), a expectativa é que até 2030 a capacidade instalada destas usinas ultrapasse 220 GW.

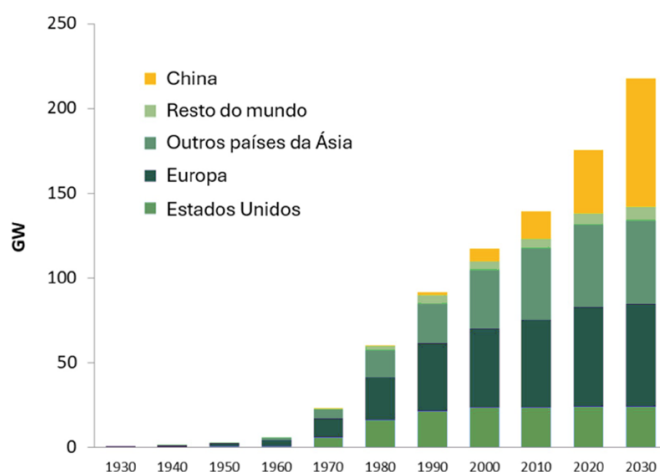


Figura 9 - Estimativa de crescimento da capacidade instalada de UHR.

Fonte: (MIT, 2022).

No Brasil, há atualmente apenas quatro hidrelétricas reversíveis instaladas, sendo:

- três usinas no estado de São Paulo: Pedreira (100 MW), Traição (22 MW) e Edgard de Souza (13 MW), comissionadas em 1939, 1940 e 1955, respectivamente; e
- a UHR Vigário (88 MW), comissionada em 1952, no estado do Rio de Janeiro.

As usinas Pedreira e Traição integram o complexo Henry Borden, tendo como finalidade principal bombear a água do rio Pinheiros para o reservatório Billings, permitindo a geração de energia na usina hidrelétrica de Henry Borden (em Cubatão). No entanto, desde 1992, a fim de pre-

servar a qualidade da água destinada ao abastecimento público da região metropolitana de São Paulo, o bombeamento do rio Pinheiros para o reservatório Billings só é permitido para o controle de cheias. Já a usina de Vigário, embora possua unidades reversíveis, tem como função principal bombear água do rio Paraíba do Sul para o reservatório de Vigário, permitindo a geração na usina de Nilo Peçanha (EPE, 2021). Já a usina Edgard de Souza foi desativada e as demais não operam como usinas reversíveis devido a restrições operativas (EPE, 2021).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), um levantamento realizado pela Eletrobras do potencial de aproveitamento de UHR no país aponta a possibilidade de construção de 642 empreendimentos, correspondentes a 1.355 GW de potência⁵ (EPE, 2018).

2.2. AR COMPRIMIDO (CAES)

O armazenamento de energia por meio de ar comprimido ou *Compressed Air Energy Storage* (CAES) representa um modo mecânico de armazenamento de energia em que o ar é comprimido e armazenado em estruturas subterrâneas (cavernas rochosas ou de sal, rochas fraturadas, minas abandonadas, aquíferos e repositórios rochosos em oceanos) ou em reservatórios acima do solo. O processo de compressão utiliza energia elétrica, que por sua vez é convertida em energia potencial do ar. Por fim, aplica-se calor ao ar comprimido de modo que este se expanda em uma turbina e acione um gerador de eletricidade.

A ideia desta modalidade de armazenamento é utilizar energia elétrica de baixo custo para estocar ar comprimido e utilizá-lo⁶ em termelétricas para gerar eletricidade em períodos de ponta de carga. Como dispõem de uma taxa de rampa ligeiramente mais rápida do que as tradicionais plantas a gás natural, esses sistemas são ideais para atender ao período de máxima demanda do sistema elétrico (CANTANE et al, 2020).

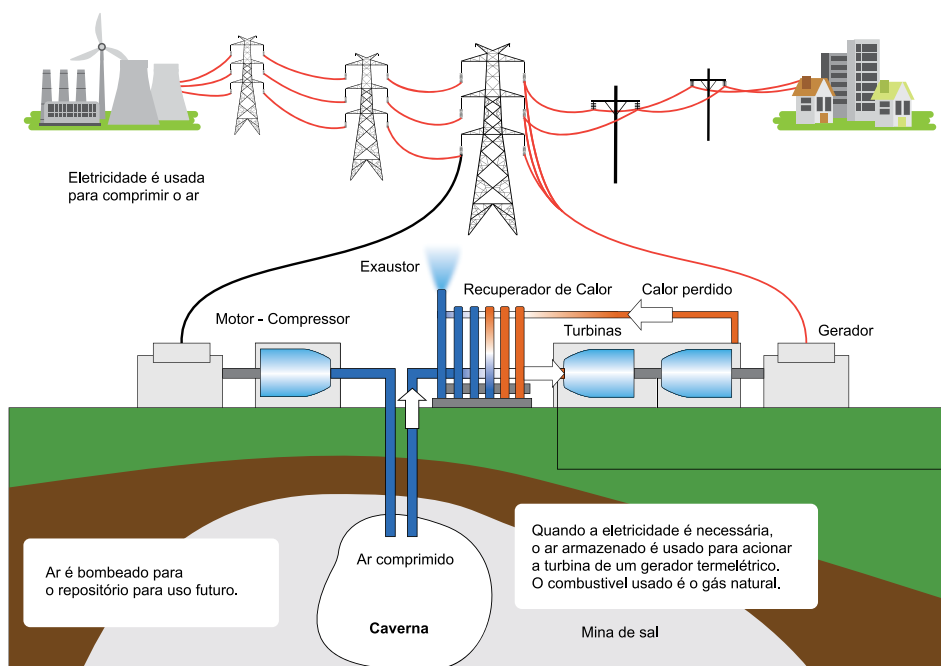


Figura 10 - Esquema de usina de armazenamento de ar comprimido

Fonte: (EPE, 2023)

⁵ Estudo realizado há mais de 20 anos, quando os aspectos cartográficos, geológicos, socioambientais, hidrológicos e custos não foram considerados de forma rigorosa. O estudo, portanto, carece de atualização que considere principalmente o uso e a ocupação atual da região.

⁶ Sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido podem armazenar energia por mais de um ano devido à pequena quantidade de perdas envolvidas (CANTANE et al, 2020).

Este tipo de solução envolve armazenamento de grandes quantidades de ar e estas plantas implicam investimentos iniciais elevados. Cada projeto é específico, apresentando suas próprias características e restrições técnicas, geográficas e termodinâmicas. A eficiência destas plantas pode variar entre 27% e 70% (IEA, 2014).

Entre os tipos⁷ de sistemas CAES, o ciclo CAES diabático (D-CAES) é a única variação implementada comercialmente até momento (CANTANE et al, 2020). Segundo estudo da EPE (2023), esta modalidade de armazenamento ainda é embrionária, com apenas duas usinas no mundo operadas de modo centralizado: uma na Alemanha (*Huntorf* – 321 MW) e outra nos Estados Unidos (*McIntosh* – 110 MW). Os potenciais mercados para esta tecnologia são, principalmente, áreas próximas a parques eólicos *offshore* no norte da Europa (IEA, 2014).



Figura 11 - Vantagens e desvantagens do uso de ar comprimido para armazenamento de energia

2.3. VOLANTES DE INÉRCIA (FLYWHEELS)

Os volantes de inércia têm sido usados há séculos para armazenar e liberar energia, e funcionam acelerando um rotor a uma velocidade muito alta e mantendo a energia no sistema como energia cinética rotacional. Assim, os sistemas armazenam⁸ energia em discos rotativos como energia cinética. Como consequência do princípio da conservação da energia, quando a energia é extraída do sistema, a velocidade de rotação do volante é reduzida. A maioria dos sistemas utiliza eletricidade para acelerar e desacelerar o volante.

Os sistemas dispõem de rotores de alta resistência, suspensos por rolamentos magnéticos que giram a altas velocidades (até 150.000 rpm) em um compartimento a vácuo. Esses volantes podem ganhar velocidade em períodos muito curtos, atingindo rapidamente a sua capacidade energética. Entretanto, não podem armazenar energia por muito tempo (armazenamento dura em torno de uma hora) devido às perdas por atrito (ABAUQUE, 2017 & VAL, 2015). A rapidez de

⁷ Existem três principais tipos de sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), variando de acordo com abordagens para lidar com o calor gerado durante a compressão do ar: (i) Adiabático (A-CAES) – método que retém o calor produzido durante a compressão e o reutiliza durante a expansão do ar para gerar energia; (ii) Diabático (D-CAES) – sistema em que o calor gerado é dissipado na atmosfera, e o ar precisa ser reaquecido antes da expansão; e (iii) Isotérmico (I-CAES) – método que tenta manter a temperatura constante durante a compressão e expansão, trocando calor continuamente com o ambiente (RABI et al, 2023).

⁸ Para armazenar energia em discos rotativos como energia cinética, os Flywheels giram acoplados a um gerador, que produz energia elétrica. A velocidade do volante de inércia aumenta durante a carga do sistema (adicionando energia) e diminui durante a descarga (liberando energia) - (CANTANE et al, 2020).

carregamento e descarregamento é uma característica desta tecnologia, que tem um tempo de resposta da ordem de milissegundos para o descarregamento. A eficiência desta tecnologia está entre 70% e 95% (VAL, 2015).

Normalmente os sistemas são projetados em módulos e associados em paralelo para a obtenção da capacidade de armazenamento desejada.

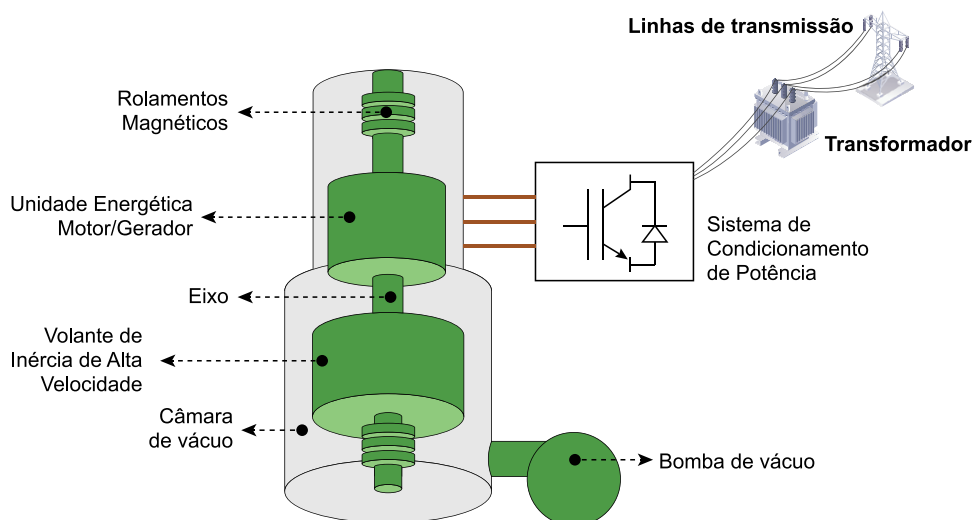


Figura 12 - Representação do sistema de armazenamento por volante de inércia (*flywheels*).

Fonte: (Nikolaidis, 2017).

Em instalações de geração de energia elétrica, os volantes de inércia operam em corrente contínua e são usados para estabilizar a frequência de saída e melhorar o fator de capacidade. No entanto, o uso atual destes dispositivos enfrenta desafios relativos aos custos, ao nível elevado de autodescarga devido às perdas por fricção, e a questões de segurança ligadas à alta velocidade de funcionamento (VAL, 2015). Além disso, não existem normas bem estabelecidas de operação, regulamentações de segurança, ou dados históricos de análises operativas.

VANTAGENS

- Alta potência em curtos períodos (segundos a poucos minutos)
- Resposta rápida
- Baixas perdas
- Vida útil e eficiência elevada
- Alta densidade de energia



DESvantagens

- Alto custo de instalação
- Baixa capacidade de armazenamento de energia
- Alto custo associado a sistemas de resfriamento
- Auto-descarga (perdas por fricção)
- Segurança (alta rotação/resistência)
- Ausência de normas de operação e proteção

Figura 13 - Vantagens e desvantagens do armazenamento de energia por *Flywheels*.

Existem poucas unidades comerciais operando com este tipo de tecnologia. Duas unidades nos EUA (usinas em Nova York e Pensilvânia) e uma no Japão (instalações para controle de frequência na usina hidrelétrica de Kyoguku).

2.4. BATERIAS

As tecnologias de armazenamento de energia elétrica em baterias consistem no uso de processos eletroquímicos (reações de redução e oxidação, ou redox) para converter e armazenar energia elétrica na forma de energia química. Essa energia pode ser armazenada em diferentes escalas, desde pequenos dispositivos portáteis até grandes usinas de energia.

As reações ocorrem em dois eletrodos diferentes (positivo e negativo) que estão eletricamente conectados por um circuito externo e fisicamente separados por um eletrólito.

As baterias que são descarregadas apenas uma vez e depois descartadas ou recicladas são chamadas de “baterias primárias”. Já as baterias recarregáveis dispõem de processos redox eletricamente reversíveis e são chamadas de “baterias secundárias”. Desta forma, o maior interesse do mercado para aplicações em sistemas de armazenamento de energia está nas baterias secundárias.

O armazenamento eletroquímico por baterias conta com diversas tecnologias atualmente disponíveis e com sistemas em diferentes estágios de desenvolvimento. Os principais tipos de baterias são chumbo-ácido (mais antigas, menor custo, mais pesadas e com menor vida útil); Lítio-íon (mais leves, mais caras e com vida útil maior que as baterias de chumbo-ácido); e Fluxo redox (maior vida útil, mais seguras e mais caras).

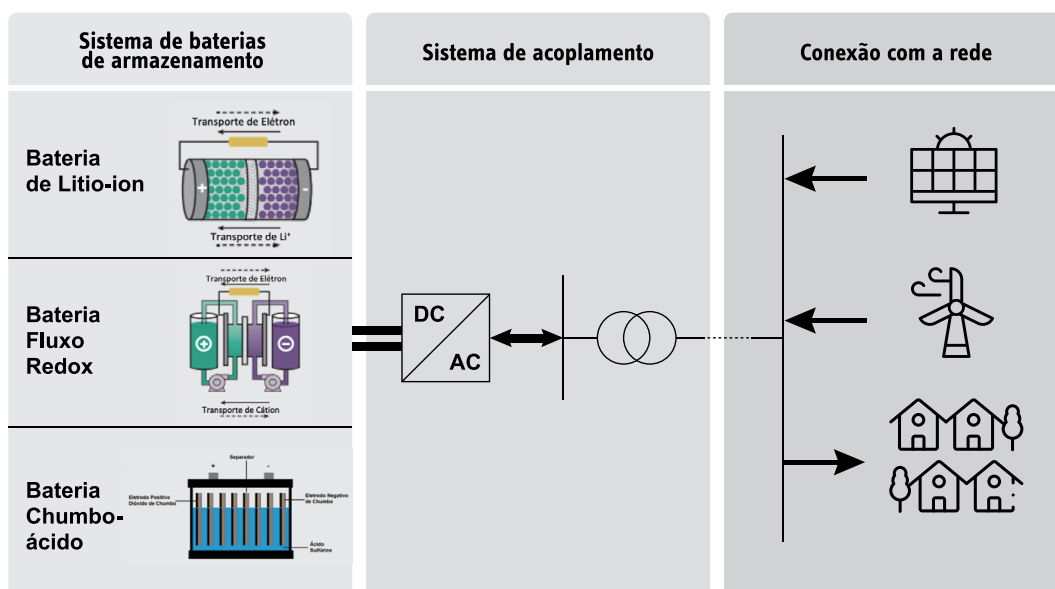


Figura 14 - Tecnologias de baterias eletroquímicas.

Fonte: Adaptado de MIT, (2022).

Entre as diferentes tecnologias de baterias em operação ou com tendência de crescimento, os sistemas mais utilizados são de lítio-íon, representando quase 60% das aplicações (IPEA, 2022).

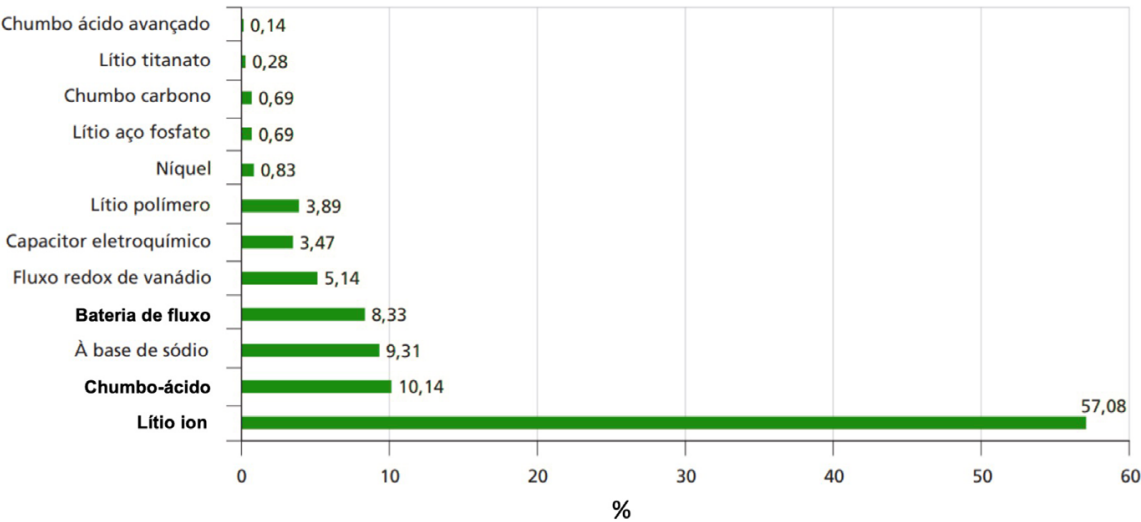


Figura 15 - Tecnologias de baterias.
Fonte: IPEA, (2022).

As baterias possuem tecnologia madura e eficiente (segundo o IPEA, cerca de 90% de eficiência), e apresentam densidade de energia elevada, com vida útil relativamente alta (aproximadamente 15 anos), porém com custo ainda elevado.

Entre os desafios a serem enfrentados para aumentar a penetração desta tecnologia destacam-se: a) o risco de incêndio e explosão em caso de falhas ou mau uso, necessitando de sistemas de segurança adequados; b) a degradação gradual, onde a capacidade de armazenamento diminui com o tempo, mesmo sem uso; e c) o descarte das baterias que, quando feito de forma inadequada, é prejudicial ao meio ambiente.

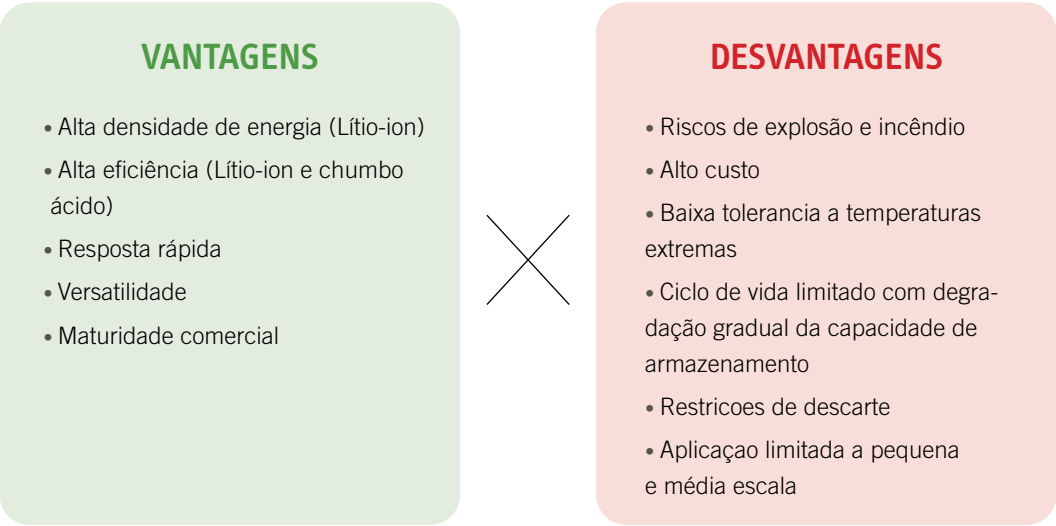


Figura 16 - Vantagens e desvantagens das baterias (Lítio-ion).

Os sistemas de baterias possuem uma ampla faixa de aplicação, podendo ser utilizados desde unidades consumidoras até nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As baterias, assim como grande parte das soluções de armazenamento, podem ser aplicadas para regulação e controle de tensão e frequência, redução de picos de demanda, *back-up*, arbi-

tagem⁹ e compensação da variabilidade da geração renovável (solar e eólica), equilíbrio de carga, estabilização da rede e *black start*¹⁰ (IPEA, 2022).

Os Estados Unidos são o país com o maior número de plantas com sistemas de baterias eletroquímicas em operação, totalizando 4.681 MW. Em seguida vêm o Japão (242 MW) e a Austrália (164 MW).

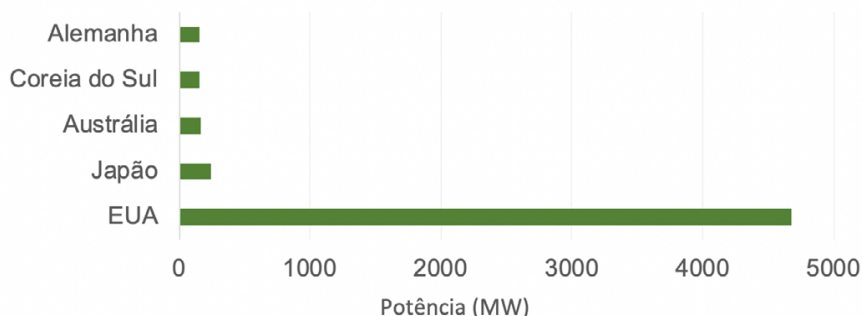


Figura 17 - Países com maior potência em sistemas de baterias.

Fonte: DOE, (2024).

No Brasil, o primeiro e maior projeto de armazenamento utilizando baterias em larga escala no sistema de transmissão foi inaugurado em 2023 pela Isa Cteep, com sistemas que totalizam 30 MW de potência no litoral de São Paulo. O projeto visa a evitar a interrupção de energia no sul do estado de São Paulo e ampliar a integração de fontes renováveis. O uso de baterias como mecanismos de armazenamento em unidades consumidoras atrás do medidor também é uma opção de aplicação, mas ainda é pouco utilizada devido a seu custo elevado e às poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro.

2.5. HIDROGÊNIO

Embora exista em grande quantidade na natureza, o hidrogênio raramente é encontrado na sua forma elementar. Na maioria das vezes ele está ligado a outros elementos como água ou combustíveis fósseis (petróleo, carvão mineral, gás natural etc.). Sua extração é realizada, necessariamente, a partir de alguma dessas matérias-primas. O hidrogênio também pode ser obtido a partir da reforma¹¹ de combustíveis fósseis ou de álcoois.

Uma das formas de produção de hidrogênio ocorre por meio da eletrólise da água, onde utiliza-se energia elétrica – proveniente de usinas eólicas, solares, hidrelétricas, termelétricas a biomassa ou termelétricas fósseis – para quebrar a molécula de água (H₂O) em hidrogênio (H₂) e oxigênio (O₂). O hidrogênio é então armazenado em cilindros e posteriormente convertido em energia elétrica em células a combustível¹² ou pela queima direta¹³.

Quando a eletricidade utilizada neste processo é proveniente de fonte renovável este hidrogênio é denominado hidrogênio verde.

⁹ **Arbitragem:** serviço que consiste na compra e armazenamento de energia nos momentos em que há maior oferta de geração no sistema com preços baixos para vendê-la em períodos de alta demanda a preços mais elevados.

¹⁰ **Black start:** retomada de funcionamento de uma usina elétrica após desligamento de todos os geradores da usina.

¹¹ A **reforma de combustível** (fósseis ou álcoois) é um processo químico utilizado para converter hidrocarbonetos – como gás natural, gasolina ou etanol – em gás de síntese (syngas), que é uma mistura de hidrogênio (H₂) e monóxido de carbono (CO).

¹² **Células a combustível** são dispositivos eletroquímicos que convertem a energia química do hidrogênio diretamente em eletricidade. Estas células operam com base em reações de oxirredução, realizando a conversão direta de energia química para energia elétrica, evitando perdas intermediárias.

¹³ A **queima direta** de hidrogênio é uma abordagem mais tradicional, na qual o hidrogênio é queimado em um processo similar ao de combustíveis fósseis. Nesse caso, o hidrogênio é queimado produzindo energia térmica. Essa energia térmica pode ser convertida em eletricidade por meio de um ciclo termodinâmico. No entanto, essa rota tem perdas significativas de energia, uma vez que a energia química do hidrogênio é inicialmente transformada em energia térmica e, posteriormente, em energia elétrica.

Atualmente, a maior parte da produção de H₂ é de origem fóssil a partir de gás natural, petróleo ou carvão mineral (IEA, 2023a).

Na produção por eletrólise, o processo pode ser realizado por diferentes métodos, como eletrólise alcalina, eletrólise de membrana de troca de prótons (PEM – *Proton Exchange Membrane*) e eletrólise de alta temperatura. A escolha do método depende de fatores como a escala de produção, a eficiência energética e o custo.

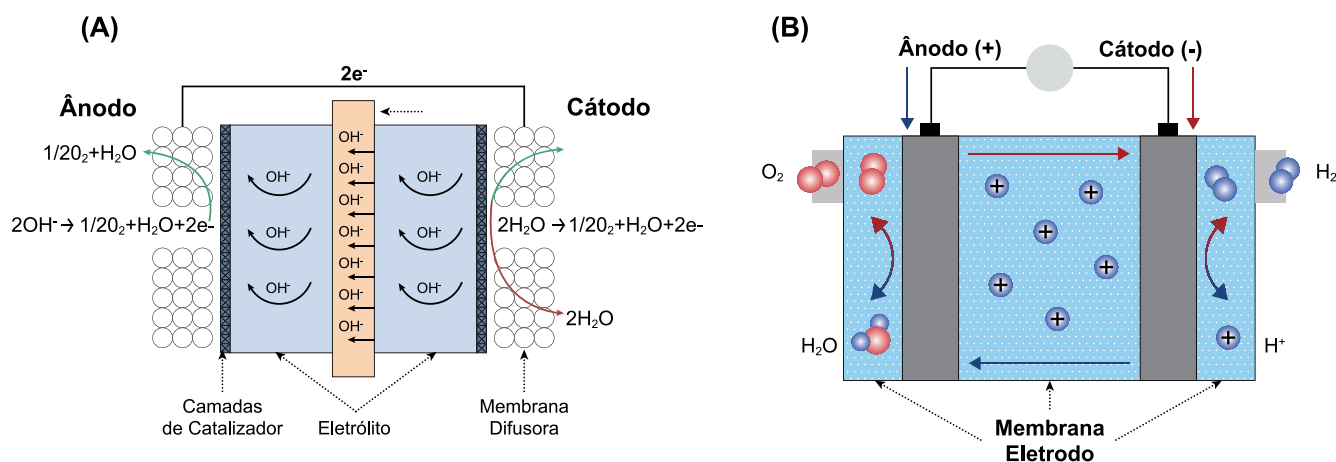


Figura 18 - Representações de produção de H₂: (A) eletrólise alcalina; (B) eletrólise PEM.

Fonte: Adaptado de (MIT, 2022).

Assim, o H₂ pode ser armazenado¹⁴ por longos períodos, permitindo a utilização da energia quando for necessária. Isso ocorre, por exemplo, quando o H₂ é usado como combustível em turbinas a gás para gerar eletricidade em larga escala ou em células a combustível regenerativas¹⁵ (Figura 19).

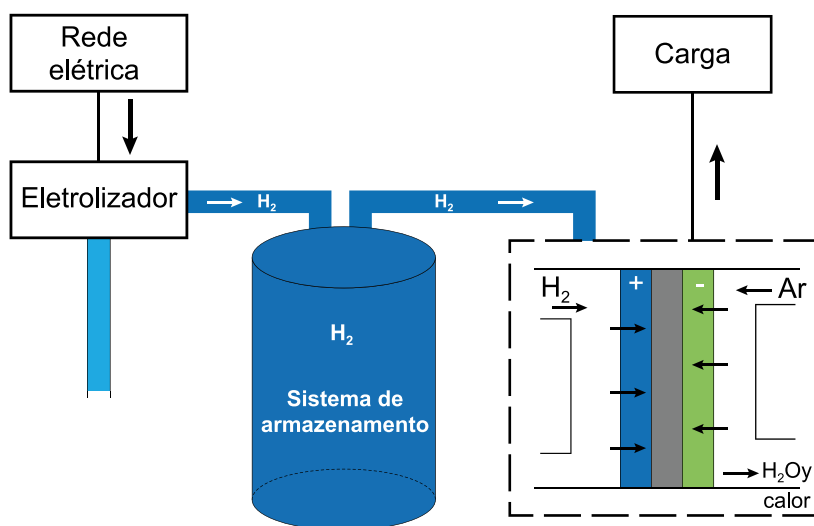


Figura 19 - Representação esquemática de uma de célula a combustível regenerativa.

Fonte: (CANTANE et al, 2020)

¹⁴ Entre os principais métodos para armazenamento de hidrogênio estão: **Compressão** (o H₂ é comprimido e armazenado em cilindros ou tanques de alta pressão); **Liquefação** (o H₂ é resfriado a temperaturas muito baixas – cerca de -253°C – até se tornar líquido para ser armazenado); e **Armazenamento em forma de Amônia** (o H₂ pode ser combinado com nitrogênio para formar amônia (NH₃), que é mais fácil de transportar e armazenar. Posteriormente, a amônia pode ser dissociada para liberar H₂).

¹⁵ **Células combustíveis regenerativas** são dispositivos eletroquímicos que podem operar tanto como um eletrolizador de água quanto como uma célula a combustível. Quando estão em modo de eletrolizador, elas utilizam eletricidade para dividir a água em hidrogênio e oxigênio. Já em modo de células a combustível regenerativas, estes dispositivos combinam hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade, calor e água. Essa dupla funcionalidade permite que as células a combustível regenerativas armazenem energia e a convertam de volta em eletricidade quando necessário (Silva, 2019).

Como o hidrogênio é um gás extremamente volátil, seu armazenamento exige temperaturas da ordem de $-300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ou muita pressão, fatores que contribuem para a elevação dos custos para aplicação da tecnologia.

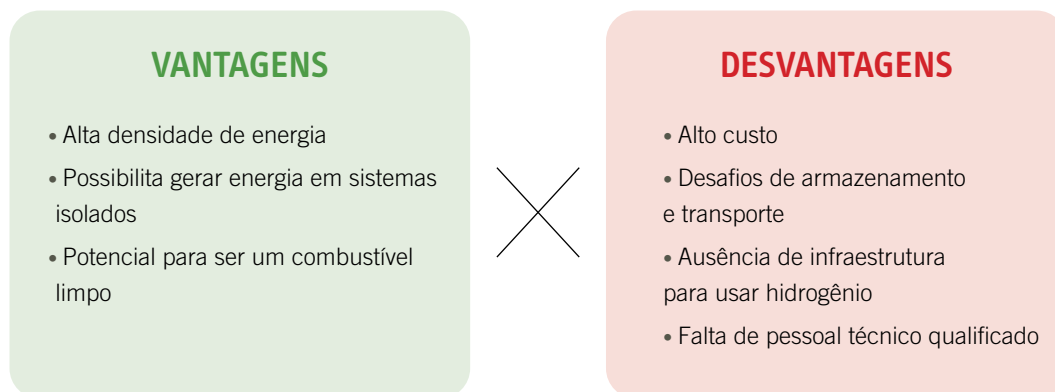


Figura 20 - Vantagens e desvantagens do uso de H₂ para armazenamento de energia.

O interesse na utilização de hidrogênio ou amônia como combustível no setor energético tem sido crescente nos últimos anos (McKinsey & Company, 2023). Apesar dos avanços e investimentos recentes, o uso de hidrogênio como combustível para geração de energia elétrica ainda é incipiente.

Segundo a Agência Internacional de Energia, esta tecnologia representa menos de 0,2% da matriz global de geração de energia elétrica e, na maior parte dos casos, o hidrogênio não é utilizado de forma pura, mas como parte de misturas de gases provenientes da produção de aço, refinarias ou plantas petroquímicas (IEA, 2023a). Porém, atualmente já existem tecnologias comercialmente disponíveis, como turbinas a gás, que permitem o uso de hidrogênio puro como combustível.

A maioria das aplicações para gerar eletricidade encontra-se em países da Ásia e América do Norte, com menos de 1 GW de capacidade instalada. A expectativa, de acordo com projetos anunciados em planos de governos (IEA, 2023a), é que em 2030 esta capacidade se aproxime de 6 GW (Figura 21). Seguindo esta tendência, já há diversos projetos em desenvolvimento visando à produção de hidrogênio a partir de eletricidade renovável, com armazenamento de hidrogênio em grande escala para posterior reconversão.

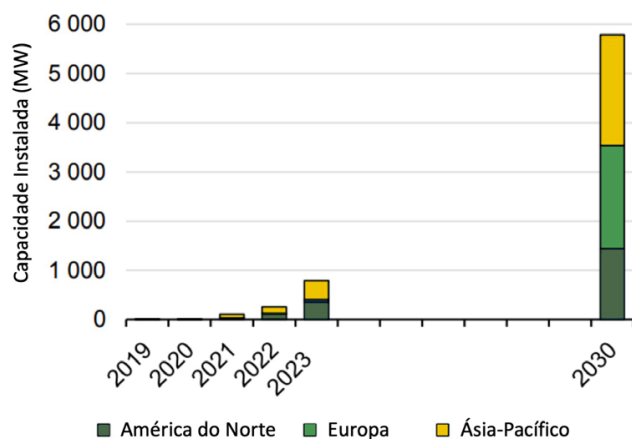


Figura 21 - Capacidade total instalada de geração de eletricidade com Hidrogênio e Amônia (histórico e projetos anunciados).

Fonte: Adaptado de (IEA, 2023a).

Por apresentar uma matriz elétrica predominantemente renovável, com grande disponibilidade de recursos naturais e condições climáticas favoráveis à geração de energia solar e eólica, o Brasil possui um elevado potencial para se tornar líder global na produção de hidrogênio verde. Olhando para a matriz de geração no longo prazo, avanços no uso de H_2 como combustível em centrais elétricas podem proporcionar flexibilidade ao sistema elétrico.

2.6. ARMAZENAMENTO DE CALOR LATENTE (ACL)

O Armazenamento de Calor Latente (*Latent Thermal Energy Storage - LTES*) é uma tecnologia que armazena energia térmica utilizando a capacidade de alguns materiais de absorver e liberar calor durante as mudanças de fase, sem alterar a temperatura. Essa mudança de fase pode ser entre sólido e líquido, líquido e gasoso, ou até mesmo entre diferentes fases sólidas (IEA, 2014).

Em contraste com o armazenamento de calor sensível, que depende da elevação da temperatura de um material para armazenar energia, o ACL apresenta uma alta densidade de energia, podendo armazenar até 10 vezes mais energia por unidade de volume do que o armazenamento de calor sensível, tornando-o ideal para aplicações onde o espaço é limitado. Além disso, como o processo de mudança de fase é isotérmico, não há perda de energia durante o armazenamento ou a liberação de calor, resultando em maior eficiência energética para estes sistemas (SERRA, 2016).

Existe uma grande variedade de materiais de mudança de fase (também conhecidos como “*Phase Change Materials – PCM*”) – com diferentes temperaturas de mudança de fase – que podem ser utilizados: sais de nitrato, eutéticos¹⁶, parafinas, metais como alumínio e chumbo, e hidratos¹⁷. Tal variedade permite mais flexibilidade a diversas aplicações do ACL.

A escolha do material ideal para o ACL depende:

- da temperatura de operação desejada;
- da capacidade de armazenamento de energia necessária; e
- de outros atributos como custo, vida útil e segurança.

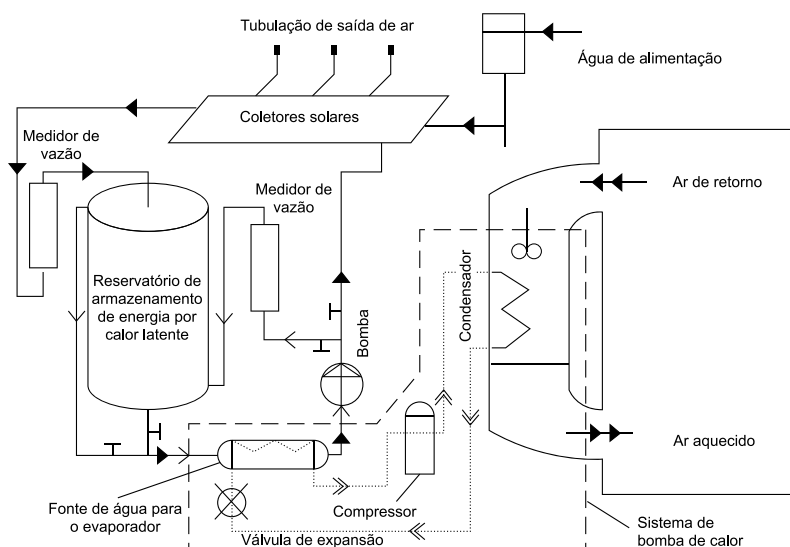


Figura 22 - Representação esquemática de um sistema de armazenamento de calor latente em planta solar.

Fonte: Adaptado de (S.D. SHARMA & KAZUNOBU S., 2005).

¹⁶ Um material eutético é uma mistura de compostos ou elementos químicos, em uma determinada proporção, na qual o ponto de fusão é o mais baixo possível. Durante o resfriamento, uma fase líquida se transforma em, pelo menos, duas fases sólidas.

¹⁷ Hidratos são compostos formados por água e outro material, como sais ou álcoois, que apresentam propriedades como alta capacidade de armazenamento de energia e baixo custo.

Estes sistemas também podem ser utilizados em conjunto com as fontes solar e eólica para armazenar o excesso de eletricidade e utilizá-la quando necessária, contribuindo para a integração de energias renováveis em redes elétricas e a geração de energia em áreas remotas.

Apesar de suas vantagens, a tecnologia de ACL ainda enfrenta alguns desafios, como a necessidade de materiais com maior capacidade de armazenamento de energia, de melhorias associadas à tecnologia de transferência de calor, aos custos dos materiais e à vida útil dos sistemas. Como certos materiais de mudança de fase podem ser corrosivos, o dispositivo pode passar por problemas envolvendo corrosão, exigindo estruturas de contenção especiais para evitar danos aos sistemas. Alguns PCMs podem sofrer degradação após muitos ciclos de fusão e solidificação, o que pode reduzir sua eficácia ao longo do tempo (MIT, 2022).

Além disso, o desenvolvimento de sistemas de integração e controle mais eficientes é crucial para a viabilização em larga escala dos projetos.

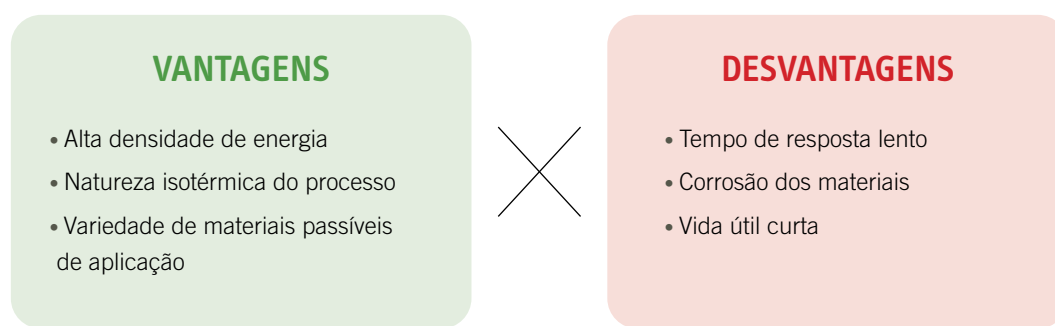


Figura 23 - Vantagens e desvantagens do armazenamento de energia por calor latente

2.7. ARMAZENAMENTO DE CALOR SENSÍVEL

O armazenamento de calor sensível (*Sensible Heat Storage* - SHS) é uma tecnologia que armazena energia térmica na forma de calor em um material de armazenamento. Este processo é composto pelas etapas de:

- carregamento** – no qual o calor é transferido para o material de armazenamento por meio de um fluido quente, como água, ar ou óleo;
- armazenamento** – no qual o calor fica armazenado na estrutura molecular do material; e
- descarga** – na qual o calor é transferido para um fluido frio, que é aquecido no processo.

Nas aplicações com esta tecnologia a energia térmica é armazenada como calor sensível em temperaturas na faixa entre – 40 e 600 °C. O aumento da temperatura de trabalho aumenta a eficiência global da planta de geração. Quanto maior o calor específico¹⁸ dos materiais utilizados, menor a massa armazenada no reservatório (normalmente bem isolado) para a mesma quantidade de energia armazenada (SERRA et al, 2016).

Os sistemas com base em calor sensível que se encontram em operação comercial nas usinas de geração termosolar (tecnologia de torre central ou cilindros parabólicos) utilizam óleo térmico, sal fundido ou vapor saturado como fluidos de armazenamento térmico.

Na geração termosolar, a principal vantagem dos sistemas de armazenamento térmico é tornar as usinas despacháveis pelo operador do sistema, pois podem fornecer energia elétrica a qualquer hora do dia, independentemente do nível ou até na ausência da radiação solar.

¹⁸ Calor específico é a quantidade de calor necessária para que cada grama de uma substância sofra uma variação de temperatura correspondente a 1 °C.

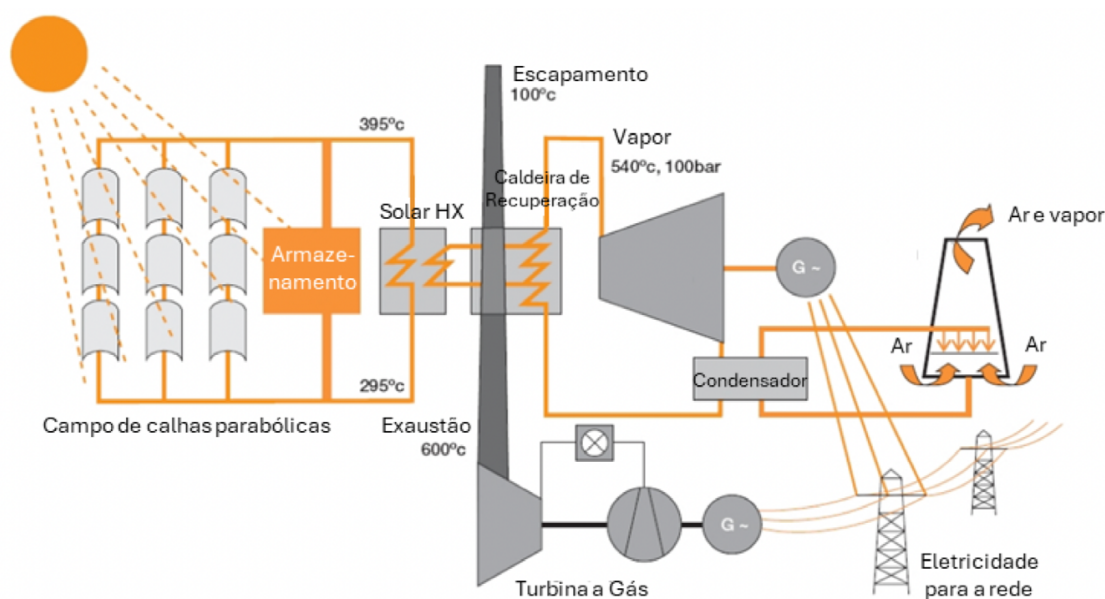


Figura 24 - Exemplo de planta de armazenamento de calor sensível em usina termosolar.

Fonte: (SERRA et al, 2016).

Em termos de operação comercial, este tipo de tecnologia ainda se encontra em estágio inicial. De acordo com a *International Renewable Energy Agency (Irena, 2024)*, a capacidade instalada global de usinas termosolares atingiu 6.876 MW em 2023, com destaques para a Espanha (2.304 MW), Estados Unidos (1.480), Emirados Árabes Unidos (600 MW), China (570 MW) e Marrocos (540 MW).

VANTAGENS

- Alta eficiência
- Resposta rápida



DESvantagens

- Baixa densidade de energia
- Perda de calor: necessidade de isolamento térmico

Figura 25 - Vantagens e desvantagens do armazenamento de energia por calor sensível.

2.8. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA MAGNÉTICA EM SUPERCONDUTORES (SMES)

Os supercondutores são materiais que perdem completamente sua resistência elétrica quando resfriados a temperaturas próximas do zero absoluto ($-273,15^{\circ}\text{C}$), o que permite que a corrente elétrica flua através do indutor sem perdas, tornando o SMES um sistema de armazenamento de energia muito eficiente (IEA, 2014).

A tecnologia Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) armazena energia na forma de um campo magnético em um indutor feito de material supercondutor. Sua lógica de funcionamento é a seguinte:

- quando a corrente elétrica flui através do indutor, ela cria um campo magnético que armazena energia; e
- quando a corrente é desligada, o campo magnético se desintegra e libera a energia armazenada de volta ao circuito.

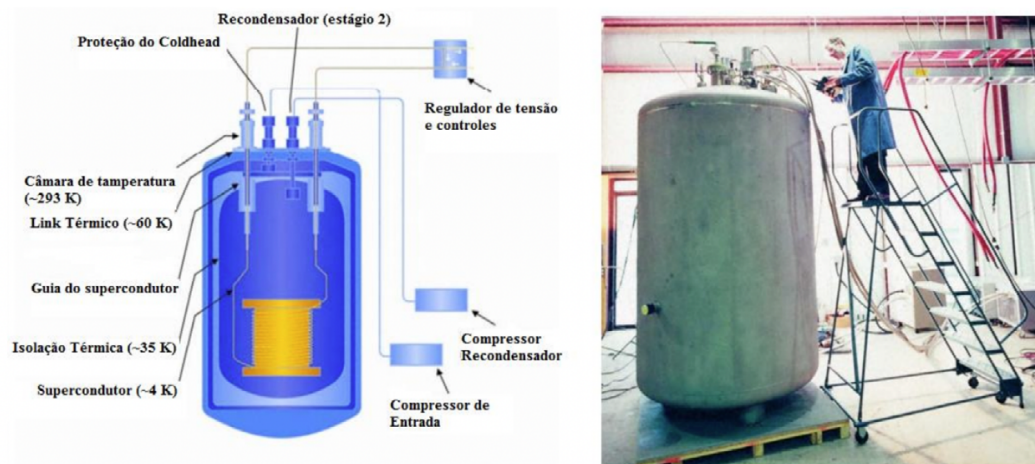


Figura 26 - Diagrama do sistema de supercondutores magnéticos (SMES).

Fonte: (Tixador, 2012 & Nascimento, 2016).

A tecnologia de SMES pode armazenar e liberar energia com perdas muito baixas, tornando-o um sistema bastante eficiente (80 a 95%). Os processos de armazenamento e liberação de energia neste sistema ocorre rapidamente, fazendo com que ele seja ideal para aplicações que exigem resposta rápida, como estabilização da rede elétrica. Além disso, os indutores supercondutores não têm partes móveis e, portanto, podem durar muitos anos sem necessidade de manutenção (SBC, 2013).

Entretanto, os materiais supercondutores e os sistemas de refrigeração necessários para mantê-los a baixas temperaturas são muito caros. A tecnologia SMES é complexa e requer experiência para operá-la e mantê-la. Além disso, os sistemas são grandes e pesados, limitando sua aplicação em algumas áreas.

VANTAGENS

- Alta eficiência
- Resposta rápida
- Vida útil elevada



DESVANTAGENS

- Grandes dimensões
- Alto custo
- Complexidade

Figura 27 - Vantagens e desvantagens do uso de SMES para armazenamento de energia.

Atualmente a tecnologia encontra-se em estágio inicial de desenvolvimento, limitando-se a projetos pilotos e demonstrações. Entretanto, assim como outros sistemas de armazenamento, a aplicação de SMES pode contribuir para estabilizar a rede elétrica, fornecer energia de backup em caso de falhas e armazenar energia renovável, entre outros benefícios ao sistema elétrico.

Existem pesquisas em andamento para reduzir os custos da tecnologia SMES, aumentar a capacidade de armazenamento e desenvolver novos materiais supercondutores que operam em temperaturas mais altas (SERRA et al, 2016).

3. MATURIDADE E CUSTOS DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Além das tecnologias de armazenamento descritas anteriormente, existem alternativas (como armazenamento por elevação de peso, supercapacitores e reações térmicas) que são descritas na literatura, mas que apresentam aplicações muito específicas ou baixo grau de desenvolvimento e aplicação, distanciando-se do propósito deste estudo de discutir as principais alternativas diante das demandas do setor elétrico.

3.1. MATURIDADE

O grau de maturidade das tecnologias disponíveis varia significativamente, indo desde sistemas em estágio de pesquisa, desenvolvimento e testes, até os mais avançados que já atingiram escala de comercialização. A curva a seguir representa o estágio de desenvolvimento destas tecnologias em função do risco tecnológico e dos investimentos iniciais requeridos.

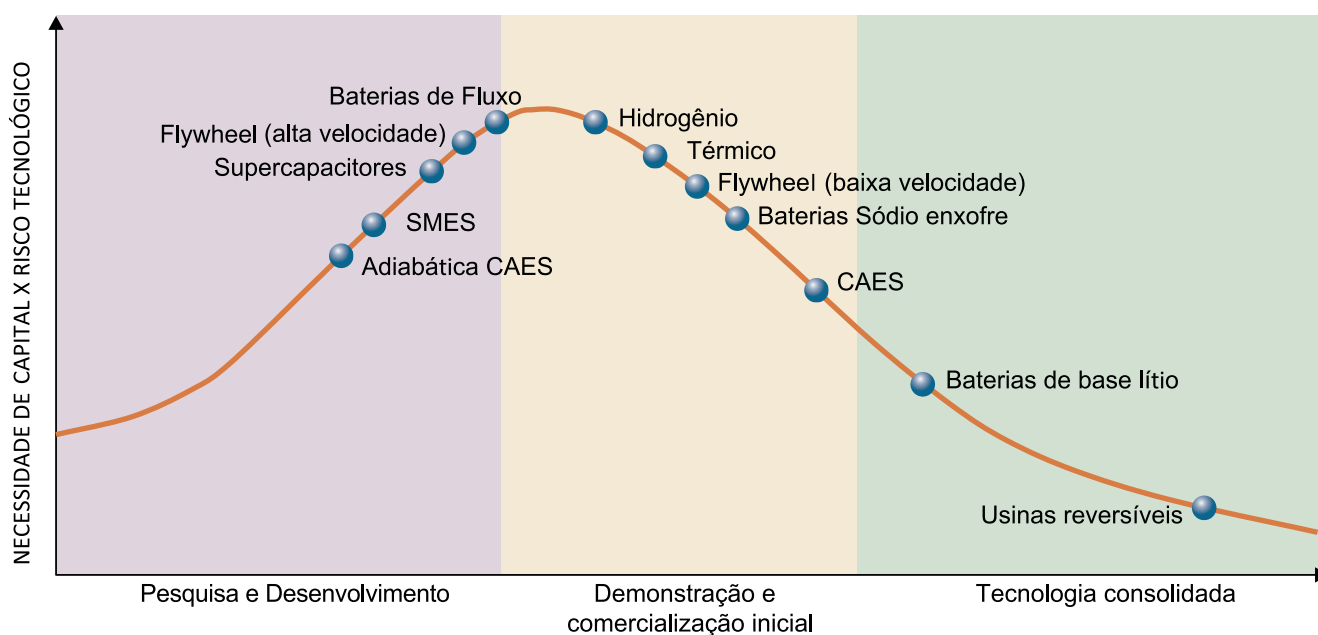


Figura 28 - Curva de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia.

Fonte: Adaptado de (CANTANE et al, 2020 & EPE, 2023).

Nesta curva de maturidade, o sistema de armazenamento por usinas reversíveis é o mais maduro e com menor custo e risco de aplicação no setor elétrico, sendo tradicionalmente o mais utilizado. Observa-se também que os sistemas de armazenamento de energia por meio de ar comprimido (CAES) já se encontram no final da fase de demonstração e implantação, aproximando-se, portanto, da etapa de comercialização.

A maioria das tecnologias de armazenamento de energia é capaz de prestar serviços à rede elétrica de forma centralizada ou distribuída, com variações na capacidade e na velocidade de carga e descarga (lenta ou de resposta rápida), dependendo do tipo de aplicação.

A escolha da tecnologia depende de diversos fatores como:

- tipo de aplicação;
- custo;
- desempenho (densidade de energia, potência, vida útil e eficiência); e
- nível de segurança.

Com esta lente, o diagrama da Figura 29 distribui as principais soluções de armazenamento em função de sua faixa de eficiência, tempo de resposta e capacidade.

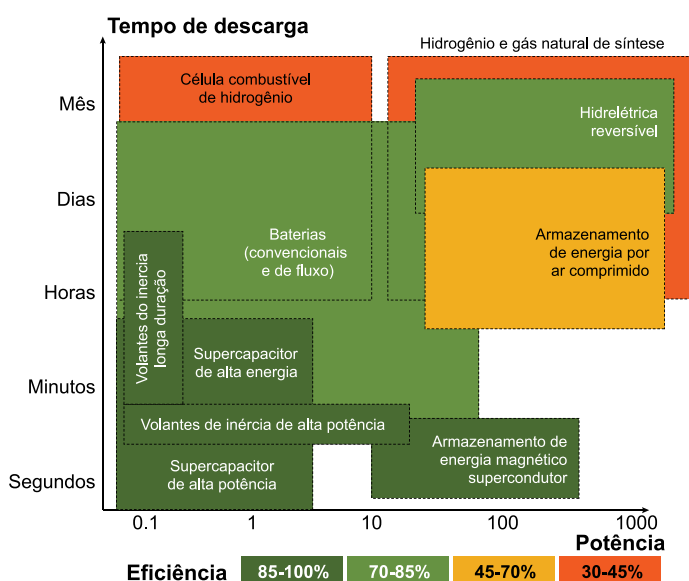


Figura 29 - Tempo de descarga x Capacidade (MW) das tecnologias de armazenamento de energia.

Fonte: (SBC, 2013).

A Figura 30 apresenta um panorama do uso das tecnologias de armazenamento de energia no mundo. A capacidade de armazenamento em sistemas conectados nas redes elétricas provém 95% de usinas hidrelétricas reversíveis, sendo o restante oriundo de baterias, sistema de armazenamento de energia via ar comprimido (CAES), volante de inércia e hidrogênio estocado.

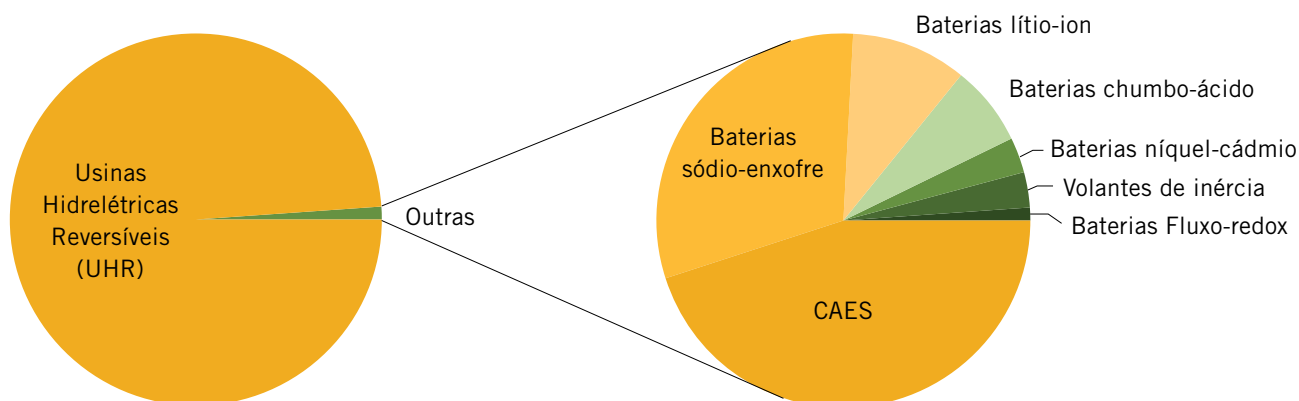


Figura 30 - Principais tecnologias de armazenamento conectadas na rede elétrica global.

Fonte: Adaptado de (IEA, 2014) e (EPE, 2023).

3.2. CUSTO

O custo-benefício do armazenamento de energia é específico para cada região. Segundo Shaqsi et al. (2020), a comparação do custo destas soluções é complexa, exige dados coerentes e atualizados e uma estrutura de análise holística para a avaliação do custo-benefício dos sistemas. Normalmente, os elementos de custo incluem custos de capital, custos operacionais e de manutenção, custos de substituição, bem como os gastos relativos ao descarte seguro das estruturas de suporte.

Como não há um padrão para realizar comparações sobre o custo dos dispositivos de armazenamento de energia, alguns autores usam o *Custo Nivelado de Armazenamento* (LCOS – *Levelized Cost of Storage*), que considera em seu cálculo os custos de implantação, custos fixos de operação e manutenção, custo de carregamento e quantidade de eletricidade descarregada em MWh.

De acordo com Shaqsi et al. (2020), o custo de capital é a primeira e maior despesa incorrida na criação de infraestrutura para instalação de sistemas de armazenamento de energia. Portanto, para fins de comparação neste estudo, os custos de cada solução de armazenamento de energia estão representados pelo Custo de Capital de Energia, expresso em \$/kWh.

As faixas de custos apresentadas na Figura 31 mostram que o Custo de Capital de Energia das diferentes tecnologias de armazenamento variam significativamente, sendo que essa variação depende das peculiaridades dos dispositivos e sistemas, tamanho, tipo de material, bem como capacidade, duração de armazenamento e eficiência do dispositivo e do sistema.

Entre as tecnologias mais maduras e competitivas, as hidrelétricas reversíveis (UHRs) ainda são as que apresentam o menor custo.

Já o supercondutor magnético (SMES) reflete em seus elevados custos o alto grau de complexidade e a necessidade de sistema de resfriamento criogênico, sendo a tecnologia que, destacadamente, apresenta o maior Custo de Capital de Energia. Se considerarmos os limites máximos de cada faixa de custo de capital, conforme tecnologias listadas na Figura 31, os sistemas SMES podem ser caracterizados como os menos viáveis economicamente.

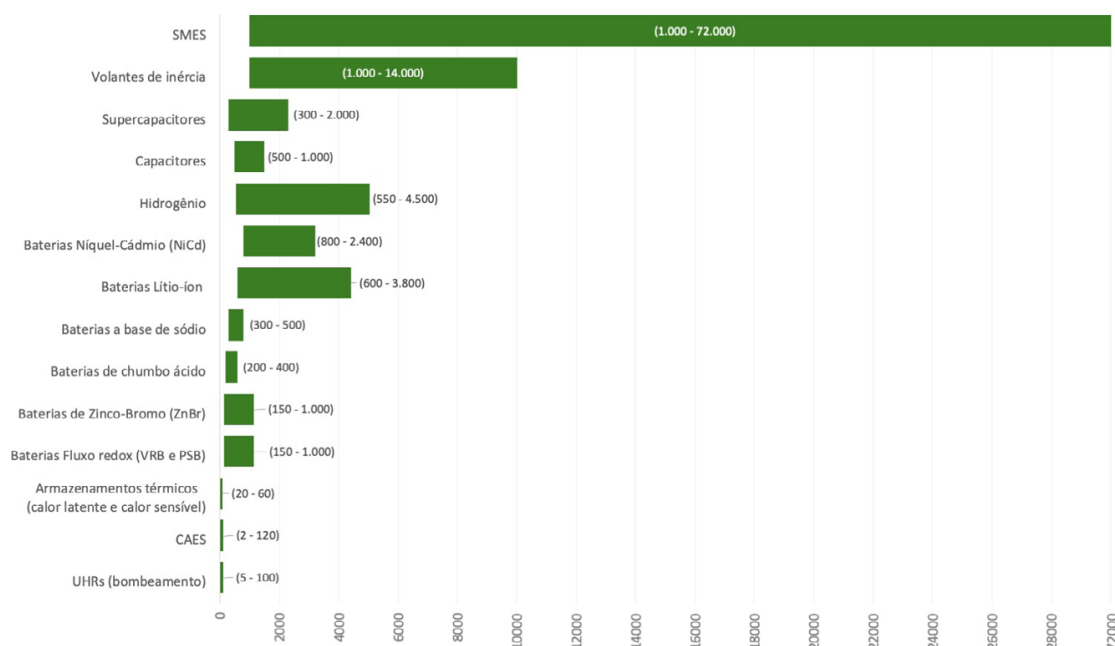


Figura 31 - Comparação de Custo de Capital de Energia das tecnologias de armazenamento.

Fonte: Adaptado de (LANDRYA & GAGNONA, 2015) e (SHAQSI et al., 2020).

Existe a expectativa de redução de custos no desenvolvimento das alternativas de armazenamen-
to. No mercado de baterias, por exemplo, segundo o IPEA, projeções de cenários moderados
apontam uma redução de 25% no custo das baterias de Íon de Lítio até 2050, podendo atingir
39% em cenários mais arrojados (IPEA, 2022).

No caso específico do hidrogênio verde, tema que ganhou espaço nas pesquisas e investimen-
tos, estudos recentes da IRENA afirmam que serão necessárias reduções significativas nos cus-
tos de produção para desbloquear todo o seu potencial. Segundo o estudo *Green hydrogen for
sustainable industrial development* (2023), estes custos são três a seis vezes superiores aos do
hidrogênio cinza (3-6 USD/kg vs 1-2 USD/kg), mesmo nos locais onde a produção é mais favorá-
vel (IRENA, 2023). Porém, há várias regiões do mundo com boas condições para produzir hidro-
gênio a partir de eletricidade renovável a custos mais baixos.

A fim de prover uma visão abrangente das tecnologias de armazenamento, a tabela a seguir rela-
ciona alguns atributos discutidos anteriormente e que são passíveis de comparação.

Tabela 1 - Comparação de atributos de tecnologias de armazenamento.

	UHR	AR COMPRIMIDO (CAES)	VOLANTES DE INÉRCIA	BATERIAS	HIDROGÊNIO
Área de implantação (compacidade)					
Autodescarga					
Custo					
Densidade de energia					
Dependência de conexão com a rede					
Dependência topográfica ou geológica					
Eficiência					
Maturidade					
Período de armazenamento					
Tempo de resposta					
Vida útil					
Volumes de armazenamento					

* Comparação com quatro níveis graduais apenas para efeito conceitual. O preenchimento dos círculos é dire-
tamente proporcional à magnitude de cada aspecto das tecnologias listadas, ou seja, quanto mais preenchido,
maior o valor da característica avaliada.

4. DEMANDA POR ARMAZENAMENTO

Uma matriz elétrica cada vez mais renovável e os desafios provenientes da necessidade de garantir o atendimento energético seguro tem resultado em uma demanda crescente por sistemas de armazenamento de energia.

As soluções de armazenamento são fontes importantes para:

- a) integração de fontes renováveis;
- b) segurança e confiabilidade do sistema elétrico; e
- c) atendimento aos sistemas isolados.

Além disso, estas tecnologias podem:

- a) suportar a descentralização da geração de energia;
- b) aumentar a eficiência energética; e
- c) acelerar a eletrificação de setores como o de transporte por meio de veículos elétricos.

Um estudo publicado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) mostra que aspectos como arbitragem¹⁹ de energia e gestão de preços concentram a maior parte das aplicações de baterias no mundo (IPEA, 2022). Olhando para o segmento de distribuição, a falta de suporte para integração de redes inteligentes e Geração Distribuída, a necessidade de suprimento de carga prioritária e de compensação de fases desbalanceadas também são incentivos à expansão de soluções armazenamento.

As próximas seções exploram algumas destas demandas por sistemas de armazenamento de energia no Brasil.

4.1. INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Motivadas pelas discussões sobre aquecimento global, mudanças climáticas e, consequentemente, sobre a necessidade de redução da emissão de poluentes e dos gases de efeito estufa, as energias renováveis solar e eólica têm sido as fontes que mais crescem no mundo (IEA, 2023b).

Acompanhando a tendência global, a participação da geração renovável na matriz elétrica brasileira é crescente nos últimos anos. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024b), em agosto de 2024 a fonte eólica atingiu 31.106 MW de capacidade instalada (14,0% da matriz), sendo a segunda maior fonte de geração de energia (atrás apenas das hidrelétricas, com 48,4%). Já as plantas solares, que atualmente representam 6,4% da capacidade total (14.219 MW), atingirão 22.343 MW em 2028 (9,1%).

O aumento da participação destas fontes variáveis resulta em maiores desafios operacionais para o sistema. Assim, entre as múltiplas funcionalidades das tecnologias de armazenamento está a possibilidade de compensar os efeitos da intermitência no sistema elétrico, permitindo a absorção do potencial de expansão destas fontes, sobretudo no Nordeste, região que lidera a disponibilidade destes recursos e bate recordes consecutivos de geração eólica e solar.

Aplicações de sistemas de armazenamento nestas áreas podem suprir a necessidade de armazenar energia excedente durante períodos de alta geração para utilizá-la em períodos de baixa geração. Com isso, os excessos momentâneos da geração em relação às capacidades de con-

¹⁹ **Arbitragem** de energia – Consiste no uso do sistema de armazenamento para comprar energia nos momentos em que há abundância de energia no sistema, onde os preços estão mais baixos, e revendê-la nos momentos de escassez. Do ponto de vista da carga do sistema, a arbitragem permite o consumo de energia para o armazenamento durante momentos de abundância e produção de energia em períodos de escassez, tendo como resultado o nivelamento da curva de carga.

sumo e transmissão – que obrigam o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a limitar a geração solar e eólica (*curtailment*) – seriam armazenados, reduzindo o desperdício de parte das energias naturais disponíveis.

4.2. SEGURANÇA E CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

O aumento da participação de geração variável na matriz elétrica resulta em maior necessidade de recursos flexíveis no sistema para garantir o suprimento confiável.

O armazenamento de energia se aplica como reserva estratégica para garantir a confiabilidade do sistema em caso de falhas ou picos de demanda, já que a flexibilidade operativa destas soluções tecnológicas permite a oferta de capacidade para compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, mantendo a segurança no suprimento de energia.

As necessidades de segurança de suprimento e de flexibilidade de operação, combinadas com a crescente carência por alternativas energéticas sustentáveis, estão alimentando o aumento do mercado de serviços elétricos, tais como: reserva de potência para controle de frequência, reserva de prontidão, suporte de reativos, auto restabelecimento (*black-start*) e sistemas especiais de proteção (Tabela 2).

Tabela 2 – Descrição de serviços elétricos

Controle de frequência	<i>Regulação da frequência da rede elétrica buscando mantê-la constante (60 Hz no Brasil) para que os equipamentos elétricos funcionem corretamente e para evitar danos ao sistema. De acordo com a Resolução Normativa 1.030/2022 da Aneel, o controle de frequência no Brasil é dividido em três categorias: (i) Regulação Primária - Quando há um desequilíbrio entre a geração e a carga, os reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras ajustam a produção de energia para limitar a variação da frequência; (ii) Regulação Secundária ou Controle Automático de Geração (CAG) - etapa que visa a restabelecer a frequência ao valor programado e ajustar o intercâmbio de potência ativa entre subsistemas. O CAG envia sinais para as usinas geradoras para corrigir desvios de frequência e manter a estabilidade do sistema; e (iii) Regulação Terciária - envolve a redistribuição de carga entre diferentes unidades geradoras para otimizar a operação do sistema e garantir que a regulação secundária tenha recursos suficientes para operar eficientemente.</i>
Reserva de prontidão	<i>Capacidade adicional de geração de energia que pode ser rapidamente acionada para garantir a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente em momentos de alta demanda ou contingências.</i>
Suporte de reativos (controle de tensão)	<i>Conforme as Resoluções Normativas 1.030/2022 e 1.062/2023 da Aneel, o suporte de reativos é um serviço ancilar que envolve o fornecimento de potência reativa necessária para manter a tensão dentro dos limites operacionais adequados.</i>
Auto restabelecimento (black-start)	<i>Consiste na retomada de funcionamento de uma usina elétrica após a parada (desligamento) de todos os geradores da usina.</i>
Sistemas especiais de proteção	<i>Os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) são esquemas automáticos de controle e proteção projetados para detectar condições predeterminadas no sistema elétrico e executar ações operativas automáticas. Esses sistemas são usados para limitar o impacto de contingências na rede elétrica, garantindo a estabilidade e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).</i>

Este conjunto de aplicações, muitos deles caracterizados como serviços ancilares, tem motivado o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia.

Tecnologias com resposta rápida como UHR, baterias e ar comprimido, além de permitirem a geração rápida e flexível de eletricidade, são recursos que podem ser utilizados tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda, fornecendo tanto carga quanto energia rápida (potência) para o sistema.

4.3. SISTEMAS ISOLADOS

Os sistemas isolados no Brasil são regiões que não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e que respondem por cerca de 0,5% da demanda/carga elétrica brasileira, apesar de envolverem cerca de 3 milhões de consumidores.

Segundo a EPE, em 2023, existiam 196 localidades isoladas no país. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará, sendo que completam a lista a ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso. Boa Vista (RR) é a única capital estadual que ainda é atendida por um sistema isolado.



Figura 32 - Características dos sistemas isolados no Brasil.

Fonte: (EPE, 2024a).

A demanda por eletricidade dessas regiões é atendida, principalmente, por termelétricas a óleo diesel. É importante para o país substituir os geradores termelétricos por soluções mais sustentáveis (ONS, 2024c).

Neste sentido, os sistemas de geração utilizando fontes renováveis como plantas solares acopladas a sistemas de armazenamento de energia possibilitam essa substituição, contribuindo para o equilíbrio entre oferta e demanda energética, para a universalização do acesso à eletricidade e para a redução das emissões de GEEs.

4.4. DESCENTRALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Com o Sistema Interligado Nacional (SIN) atualmente conectando 99,5% da carga de energia, a geração de energia elétrica no território brasileiro é majoritariamente centralizada (70% da geração de energia em 2023), com a maior parte do consumo sendo atendido por meio de despacho de usinas de pequeno, médio e grande porte (ONS, 2022 e 2024d).

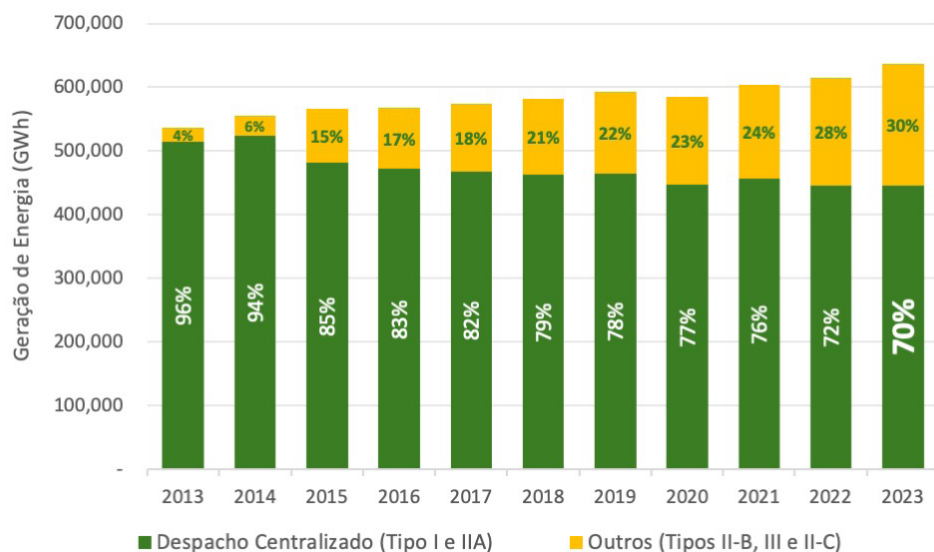


Figura 33 - Evolução da geração centralizada no Brasil.

Fonte: (ONS, 2022 e 2024d).

A descentralização da geração de energia visa a distribuir a produção de eletricidade em várias fontes e locais, em vez de concentrá-la em grandes usinas. Este processo envolve o ingresso de novos agentes no setor, sejam eles geradores independentes, autoprodutores, comercializadores, agregadores ou prossumidores, e pode resultar em:

- (I) Redução nas perdas da transmissão:** Ao gerar energia mais próxima dos pontos de consumo, diminui-se a necessidade de transporte de eletricidade por longas distâncias, reduzindo as perdas no processo de transmissão e, consequentemente, otimizando o uso da rede;
- (II) Ganho de resiliência e segurança:** Com a energia gerada localmente, a rede se torna mais resiliente a falhas, pois se uma área enfrentar problemas, outras podem fornecer eletricidade; e
- (III) Maior uso de fontes renováveis e expansão da geração distribuída²⁰:** O processo de descentralização da geração também está ligado ao aumento da geração distribuída (GD), em que múltiplos pontos de geração estão cada vez mais espalhados pela rede elétrica, incluindo painéis solares em telhados, turbinas eólicas em áreas urbanas, pequenas hidrelétricas e outras soluções.

Com o crescimento de micro e mini GD, os consumidores passam a assumir um papel ativo na produção de energia. A aproximação entre geração e consumo de energia pode estimular o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento.

Vale ressaltar que, embora a descentralização reduza as perdas na transmissão, ela também pode implicar custos adicionais para conectar várias fontes de geração à rede elétrica. Isso ocorre porque é necessário construir e manter infraestrutura de distribuição em múltiplos locais.

Outro fator relevante é que a gestão de uma rede elétrica descentralizada é mais complexa, envolvendo a coordenação de múltiplas fontes de geração, armazenamento e demanda. Com a difusão da GD, os fluxos de energia deixam de ser unidirecionais (dos pontos de geração para os pontos de consumo), levando a inversões de fluxo elétrico. Esta característica operacional requer sistemas avançados de controle e monitoramento, criando exigências e custos adicionais para a operação dos sistemas elétricos.

²⁰ **Geração Distribuída:** arranjo instituído pela Lei 14.300/2022, no qual o consumidor gera sua própria energia de forma parcial ou integral.

4.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A crescente demanda por eficiência energética no mundo tem sido impulsionada com o aumento das preocupações com a segurança energética. Cenários com dependência de combustíveis fósseis e instabilidade geopolítica aumentam as apreensões sobre a possibilidade de aumento de preços, acentuando a necessidade de diversificar as fontes de energia e a pressão para reduzir seu consumo. As preocupações com as mudanças climáticas também trazem à tona a necessidade de busca por soluções que otimizem o uso da energia.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), as soluções de eficiência energética podem atender até 40% da demanda global de energia até 2040. Neste contexto, diversos países implementaram políticas e programas para promover a eficiência energética, incluindo:

- incentivos fiscais;
- imposição de padrões de desempenho energético para edifícios e eletrodomésticos; e
- programas de educação e conscientização.

As tecnologias de armazenamento de energia podem contribuir com estas demandas, possibilitando, por exemplo, otimizar o consumo de energia em edifícios, indústrias e outros setores.

O Brasil tem um grande potencial²¹ para aumentar sua eficiência energética e tem implementado medidas como a “Política Nacional de Eficiência Energética”, que estabelece metas e diretrizes para o setor.

4.6. MERCADO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Estudos da IEA apontam um aumento significativo na quantidade global de carros elétricos nos últimos anos, atingindo 40 milhões de veículos em todo o mundo em 2023 (IEA, 2024a). No Brasil, de acordo com a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), apesar da adoção lenta, as vendas de carros elétricos e híbridos cresceram 91% em 2023 (ABVE, 2024).

Com esse crescimento exponencial nas vendas globais de veículos elétricos nos últimos anos, o mercado deste tipo de automóvel também tem se caracterizado como um vetor de aceleração do uso de mecanismos de armazenamento de energia.

A adoção de veículos elétricos tem sido intensificada por tendências como:

- a crescente busca por reduções nos impactos no uso de combustíveis fósseis;
- a redução dos custos de produção destes veículos; e
- o desenvolvimento da infraestrutura de recarga dos veículos elétricos, ainda insuficiente em muitas regiões.

A expansão ainda maior da frota elétrica está alinhada à necessidade de ampliação de armazenamento de energia, sobretudo por sistemas que utilizam baterias, sistemas estes que podem ser aplicados tanto diretamente nos automóveis quanto na infraestrutura de recarga.

²¹ Os estudos do “Plano Decenal de Expansão de Energia 2034” estimam que os ganhos de eficiência energética poderão contribuir no atendimento de cerca de 19 milhões de tep em 2034, cerca de 7% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2023. No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, a estimativa é que se alcance cerca de 42 TWh (5% do consumo total previsto de eletricidade em 2034). Segundo a EPE, o montante de eletricidade economizada por meio de ganhos de eficiência equivale à geração conjunta de Belo Monte e Jirau em 2023 (EPE, 2024b).

5. CONSEQUÊNCIAS DA FALTA DE ARMAZENAMENTO

A falta de soluções adequadas de armazenamento de energia pode gerar os seguintes impactos para o setor elétrico:

5.1. INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA (SEGURANÇA DE OFERTA)

Os seguintes condicionantes precisam ser levados em conta quando se pensa em segurança de oferta em sistemas elétricos:

1. Na operação em tempo real, os sistemas elétricos estão sujeitos a diversas perturbações e interrupções do suprimento de energia;
2. Dadas as características operacionais do sistema, a geração de energia precisa acompanhar a demanda em tempo real;
3. Portanto, na ausência de sistemas de armazenamento, o sistema elétrico fica mais vulnerável a eventos climáticos;
4. A vulnerabilidade do sistema elétrico também aumenta se a demanda aumentar rapidamente, como nos casos de dias quentes provocados por ondas de calor em que ocorre o uso intenso de ar-condicionado, que por sua vez aumenta a possibilidade de ocorrência de sobrecarga no sistema e falhas no fornecimento de energia;
5. Estas falhas também podem ocorrer por instabilidade da rede, fruto de flutuações na geração.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ajudar a regular a tensão e a frequência da rede elétrica, reduzindo oscilações e distúrbios que podem danificar equipamentos e causar interrupções no fornecimento de energia.

Segundo o ONS, cerca de 10% das perturbações levam a interrupções do fornecimento de energia, interrupções estas que em geral ocorrem devido a contingências envolvendo a perda de dois ou mais componentes (circuitos, transformadores, reles, disjuntores etc.).

As interrupções do suprimento podem ter causas variadas como: defeitos em equipamentos, condições meteorológicas adversas (descargas atmosféricas, vendavais e chuvas), queimadas, falhas nos sistemas de proteção e controle, erros humanos na execução de serviços de manutenção ou operação.

Já o grau de impacto da perturbação sobre a sociedade depende (ONS, 2024e):

- da abrangência da falha;
- do montante de carga afetado; e
- da duração no tempo de reestabelecimento.

5.2. CURTAILMENT

Em momentos de abundância de recursos para gerar energia, alguns geradores de eletricidade podem sofrer prejuízos na ausência de sistemas de armazenamento. Este efeito econômico, que ocorre com parques eólicos e solares, está relacionado ao fenômeno físico-operacional chamado de *curtailment*, termo em inglês para designar a redução da produção de energia dos parques geradores por ordem do operador do sistema que, no caso do Brasil, é o ONS.

As principais causas do *curtailment* são (Instituto Acende Brasil, 2023a):

- (I) oriundas de indisponibilidades externas do sistema de conexão (sistema de transmissão da rede básica ou de demais conexões na rede de distribuição);
- (II) devido ao atendimento de requisitos de confiabilidade elétrica (restrição elétrica) por razão de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional que não tenham origem em indisponibilidades externas; e
- (III) por razão energética, que corresponde à impossibilidade de alocação da geração por falta de carga (demanda baixa).

Assim, um dos motivos do *curtailment* é a ocorrência de uma sobreoferta estrutural, onde a oferta instantânea supera a demanda instantânea.

Como a maior parte da geração no sistema elétrico brasileiro é inflexível²² (ONS, 2024f), em determinados momentos de sobreoferta é preciso desperdiçar energia potencial na forma do *curtailment*.

No Brasil isto tende a ocorrer no início do segundo semestre, quando a geração por meio de fonte eólica e solar se intensifica (Figura 34).

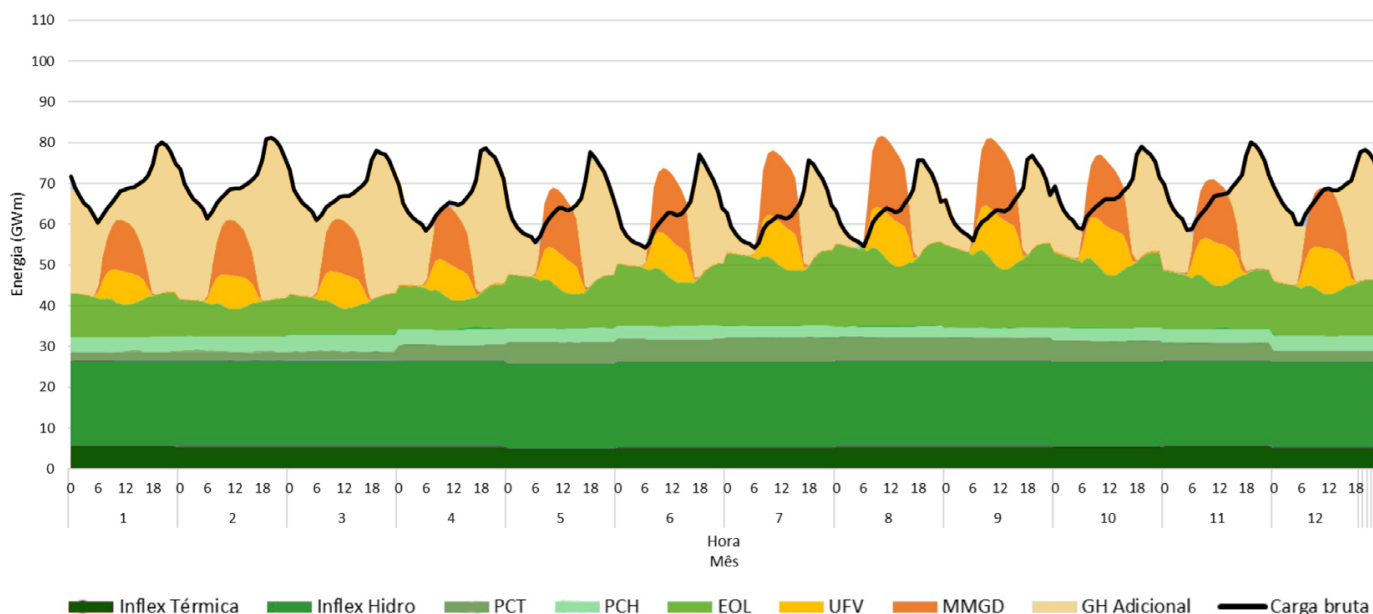


Figura 34 - Demanda e geração previstas nos domingos e feriados em 2024.

Fonte: (Instituto Acende Brasil, 2023a).

²² Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a matriz de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta um grau de geração inflexível da ordem de 74% da carga global do SIN em 2024 (ONS, 2024f).

A maior parte desta limitação da geração ocorre nos domingos e feriados, quando a carga é menor, mas os níveis de produção das usinas permanecem os mesmos. Além disso, estes efeitos mostram-se mais acentuados nos períodos de geração solar mais intensa.

As Figuras 35 e 36 mostram os resultados de *curtailment* ou *constrained-off*²³ das fontes eólica e solar, respectivamente, segundo os dados do ONS para o mês de julho de 2024.

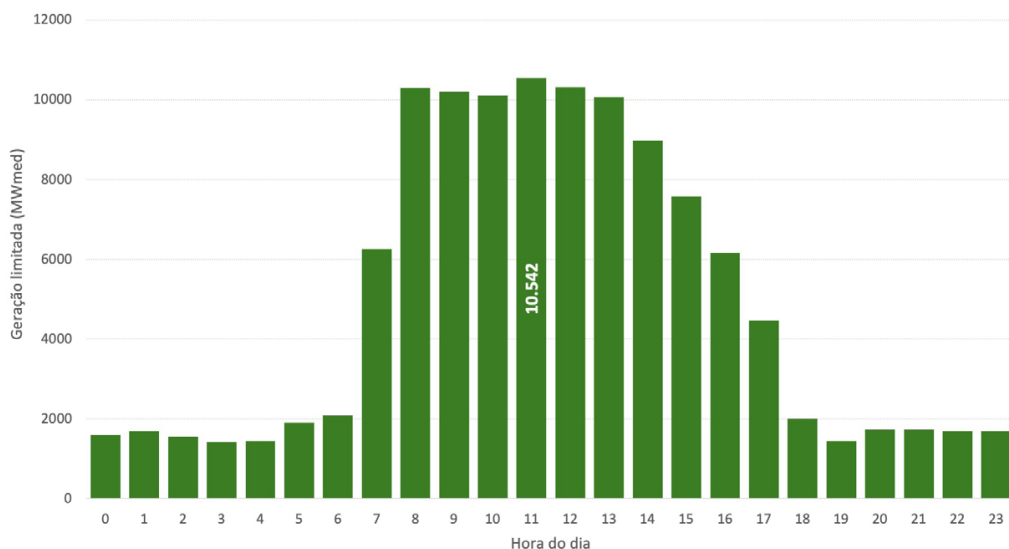


Figura 35 - Constrained-off de usinas eólicas no Brasil (médias do mês de julho 2024).

Fonte: (ONS, 2024g).

As curvas representam as médias do mês para cada hora do dia, o que dá uma ideia dos montantes da energia desperdiçados. Estas restrições tem implicado prejuízos bilionários para os agentes de geração afetados por estes cortes (Instituto Acende Brasil, 2024).

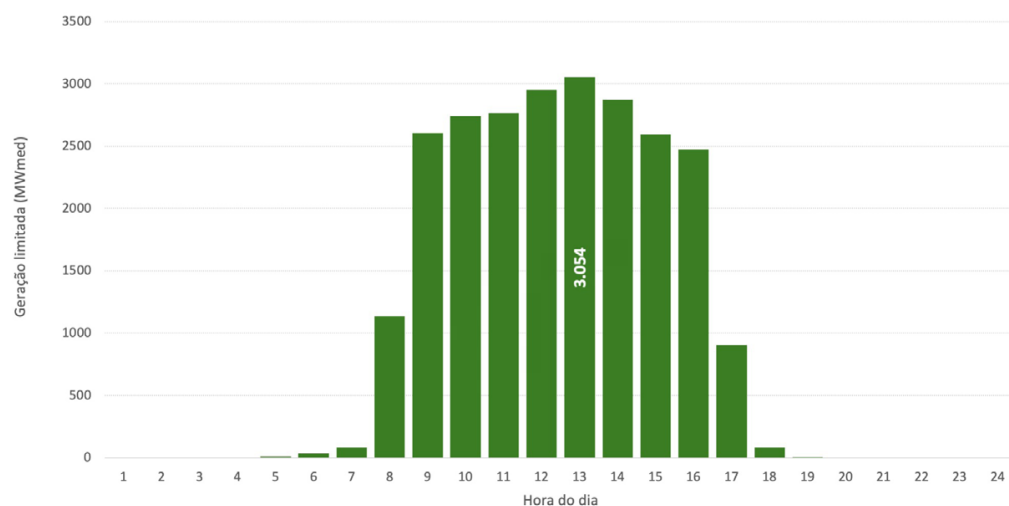


Figura 36 - Constrained-off de parques solar no Brasil (médias do mês de julho 2024).

Fonte: (ONS, 2024g).

Dado o alto grau de impacto deste problema, o *curtailment* vem sendo amplamente discutido no

²³ Constrained-off – refere-se a eventos de restrição de operação que resultam na redução ou interrupção temporária da geração de energia elétrica de uma usina ou de um conjunto de usinas. As restrições ou cortes, segundo definição da Aneel, ocorrem por: (i) indisponibilidades em instalações externas à usina – tipicamente indisponibilidade do sistema de transmissão; (ii) razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas à usina; e (iii) impossibilidade de alocação de geração de energia na carga (Resolução Normativa 1.030/2022 da Aneel).

setor e já foi alvo de consultas públicas na Aneel (CP 45/2019 e CP 48/2022).

Apesar dos avanços regulatórios já obtidos (Resoluções Normativas 1.030/2022 e 1.073/2023) para compensar os geradores eólicos e solares pelos efeitos do “*constrained-off involuntário*” (outro termo para o *curtailment*), é importante salientar que esta abordagem de ressarcimento parcial dos prejuízos dos geradores atingidos é cada vez mais insuficiente em função da explosão recente do *curtailment* (Instituto Acende Brasil, 2023c). Além disso, ressarcimentos não resolvem estruturalmente as causas que levam à ocorrência do *curtailment*.

5.3. CUSTOS DE ENERGIA MAIS ALTOS

Em períodos de elevada precipitação é comum ocorrer o aumento dos níveis de reservatórios das hidrelétricas, resultando em montantes de geração de energia que superam a demanda e geram excedentes. Na ausência de sistemas de armazenamento, o excedente precisa ser dissipado, resultando, no jargão do setor elétrico, em vertimentos turbináveis, o que significa desperdício de energia e recursos.

O aumento dos custos da energia também pode ter origem na necessidade de atendimento energético em áreas remotas que, para compensar a falta de armazenamento, podem recorrer à geração por usinas termelétricas a combustíveis fósseis, normalmente mais caros.

Já no segmento de transmissão, a falta de sistemas de armazenamento pode implicar a necessidade de investimentos em novas linhas e subestações para transportar energia de regiões com geração excedente para regiões com alta demanda.

De modo geral, a ausência de tecnologias de armazenamento pode resultar em preços finais mais altos para os consumidores em função de aumentos nos custos de geração, transmissão e distribuição de energia.

5.4. ATRASOS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética propõe alterações na geopolítica global da energia, colocando desafios e oportunidades para os diferentes países do mundo. Este processo é caracterizado pelo chamado “*Triple D*”: “*Descarbonização*”, “*Descentralização*” e “*Digitalização*”:

- a descarbonização se concentra na redução das emissões de carbono;
- a descentralização é focada na geração de energia próxima ao consumidor; e
- a digitalização se apoia na transformação digital, tanto de documentos quanto de atividades e serviços.

O sucesso na redução dos impactos das alterações climáticas envolve a superação de desafios para a descarbonização. Neste sentido, a falta de soluções de armazenamento de energia limita a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis, implicando maior uso de recursos energéticos mais poluentes (especialmente carvão, óleo combustível e óleo diesel) e mais emissores de gases de efeito estufa.

Estas limitações vão além do setor elétrico, afetando a matriz energética como um todo, bem como a eletrificação de setores como o de transporte e parte da indústria.

Como a transição energética também acarreta profundas alterações na base tecnológica, o atraso neste processo pode levar à perda de oportunidades de crescimento econômico e desenvolvimento de novas tecnologias.

6. PERSPECTIVAS E PROPOSTAS

De acordo com o PNE 2050, diante da elevada confiabilidade, alta densidade de armazenamento de energia e custos operacionais competitivos dos sistemas de hidrelétricas reversíveis, não deve haver mudanças extremas no panorama de uso das tecnologias.

Todavia, no longo prazo, as soluções em desenvolvimento tendem a evoluir para a mesma maturidade tecnológica, elevando a sua capacidade de armazenamento de energia e operacionalidade, com ganhos de competitividade nos custos de fabricação e operação, e aumento da confiabilidade.

Em um panorama global, segundo perspectivas de expansão da capacidade de armazenamento da Agência Internacional de Energia para 2030 (IEA, 2024c), as baterias assumirão o protagonismo desta modalidade energética tanto no cenário que considera as políticas já declaradas pelos países – “*STEPS*” (do inglês *Stated Policies Scenario*), quanto no cenário que considera o objetivo de atingir emissões líquidas zero até 2050 (Net Zero).

Neste último caso, a expectativa é que as baterias de grande porte totalizem mais de 1000 GW de capacidade de armazenamento. Além disso, aponta-se um uso significativo de ‘bateria atrás do medidor’²⁴. As hidrelétricas reversíveis, embora em patamar inferior, também manterão sua relevância. Já as outras fontes de armazenamento, como armazenamento de energia a ar comprimido, volante de inércia e armazenamento térmico, seguem com baixas expectativas de aplicação, expandindo sua participação, no melhor dos casos, para apenas até 6 GW no cenário Net Zero 2050.

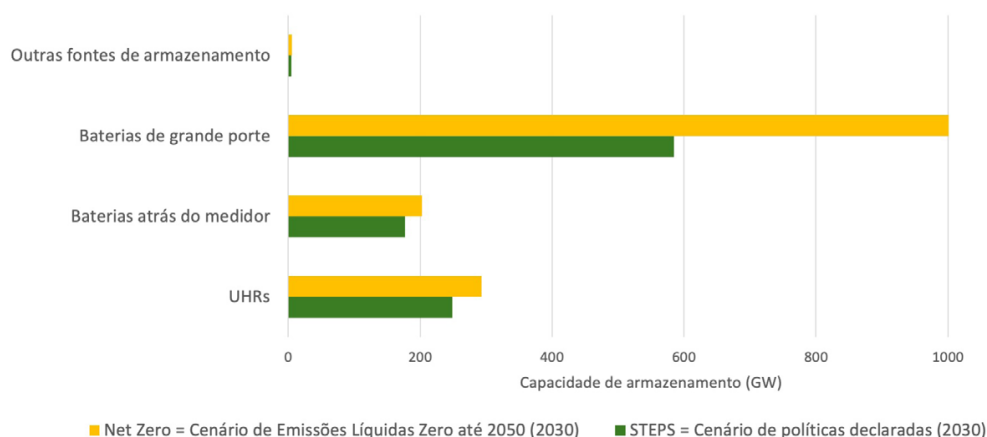


Figura 37 - Cenários de expansão da capacidade global instalada de armazenamento de energia para 2030.

Fonte: IEA (2024b).

6.1. PLANO DE INSERÇÃO

A grande variedade de possibilidades de serviços que as tecnologias de armazenamento podem fornecer dificulta a definição de cenários globais de desenvolvimento e implantação (MIT, 2022). Além disso, a viabilidade operacional de determinados sistemas está sujeita a regulamentações locais e estruturas de mercado.

Considerando o panorama global, o uso de sistemas de armazenamento de energia no Brasil

²⁴ Bateria atrás do medidor (behind-the-meter batteries) – são sistemas de armazenamento de energia instalados em residências ou empresas, que ficam localizados “atrás” do medidor de eletricidade. Isso significa que essas baterias armazenam energia para uso próprio do consumidor, antes que a energia passe pelo medidor que registra o consumo para a concessionária de energia (IEA, 2024b).

ainda é embrionário e carece de regulamentação. As iniciativas existentes envolvem, principalmente, projetos de pesquisa conduzidos por concessionárias, institutos de pesquisa e academia. O desenvolvimento e implementação destas tecnologias em grande escala requer amplo esforço em P&D, além de ações políticas e regulatórias para desenvolver o mercado (EPE, 2020).

Segundo o PNE 2050, os sistemas de armazenamento que terão impacto efetivo na distribuição serão aqueles que possuem dinâmica rápida e flexibilidade de operação como UHR, CAES e baterias.

USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (UHR)

As UHR tendem a expandir-se globalmente pelos seguintes motivos (IHA, 2023) e (IEA, 2024c):

- serem uma tecnologia madura;
- terem potencial para armazenamento de grandes quantidades de energia a baixo custo;
- apresentarem eficiência competitiva e longa vida útil; e
- atenderem às demandas de curta e longa duração.

No Brasil, sua participação está em estágio inicial e uma eventual decisão política energética de retomar a expansão desta solução implicaria a necessidade de atualização do mapeamento dos locais com potenciais hidráulicos adequados para usinas reversíveis, considerando aspectos como topografia, geologia, hidrologia, custos e, principalmente, as condições atuais de uso e ocupação da região, uma vez que determinadas áreas podem estar urbanizadas ou ambientalmente protegidas.

AR COMPRIMIDO (CAES)

De acordo com MIT (2022), embora recentemente não tenha ocorrido nenhuma instalação de grande porte de sistemas CAES na rede global, a tecnologia continua a atrair interesse pois, ao contrário de algumas outras tecnologias de armazenamento de energia de longa duração, esta solução não enfrenta desafios técnicos fundamentais além da identificação de locais subterrâneos adequados para armazenar ar comprimido. No entanto, considera-se que dada a falta de progressos, o futuro do uso de sistemas a ar comprimido permanece pouco claro (MIT, 2022).

BATERIAS

Apesar dos desafios relativos a seus custos, as baterias se apresentam como a melhor opção para várias aplicações devido à sua portabilidade, escalabilidade e velocidade de atuação, podendo ser instaladas em praticamente qualquer ponto da rede elétrica (EPE, 2020).

O cenário atual indica um mercado em crescimento, com diversas alternativas tecnológicas, busca por aumento de eficiência e redução de custos, resultando no aumento da atividade de pesquisa e desenvolvimento (P&D) nessa área.

Segundo o IPEA (2022), a tecnologia de carga e descarga de baterias de veículos elétricos, por exemplo, tem ganhado destaque, com expectativas de o mercado internacional apresentar uma taxa de crescimento anual de 48% entre 2020 e 2027, com uma receita de cerca de US\$ 17 bilhões até 2027. Como mencionado anteriormente, a IEA aponta uma expansão para mais de 1.200 GW de baterias, considerando tanto as baterias de grande porte quanto as baterias de aplicação atrás do medidor (IEA, 2024c).

6.2. STATUS REGULATÓRIO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO BRASIL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) vem avançando na discussão regulatória sobre o tema, com o objetivo de promover a integração das tecnologias de armazenamento ao sistema elétrico brasileiro.

As primeiras iniciativas da agência ocorreram em 2016, com a chamada pública estratégica de P&D “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”. Em 2020, a Aneel realizou uma Tomada de Subsídio (TS 11/2020) para discutir propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico. Dois anos depois, foi publicada a Nota Técnica NT 137/2022, com a proposta de planejamento regulatório subdividido em três ciclos temporais.

Segundo a NT, estes ciclos, que tem início em 2023 e previsão de término em 2027, orientarão o escopo de debate e a regulamentação dos diversos temas e subtemas do armazenamento de energia elétrica. Os desdobramentos do primeiro ciclo envolveram a realização de *Roadmap* regulatório e de consulta pública (CP 39/2023 da Aneel – sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis), conforme a cronologia apresentada na Figura 38.

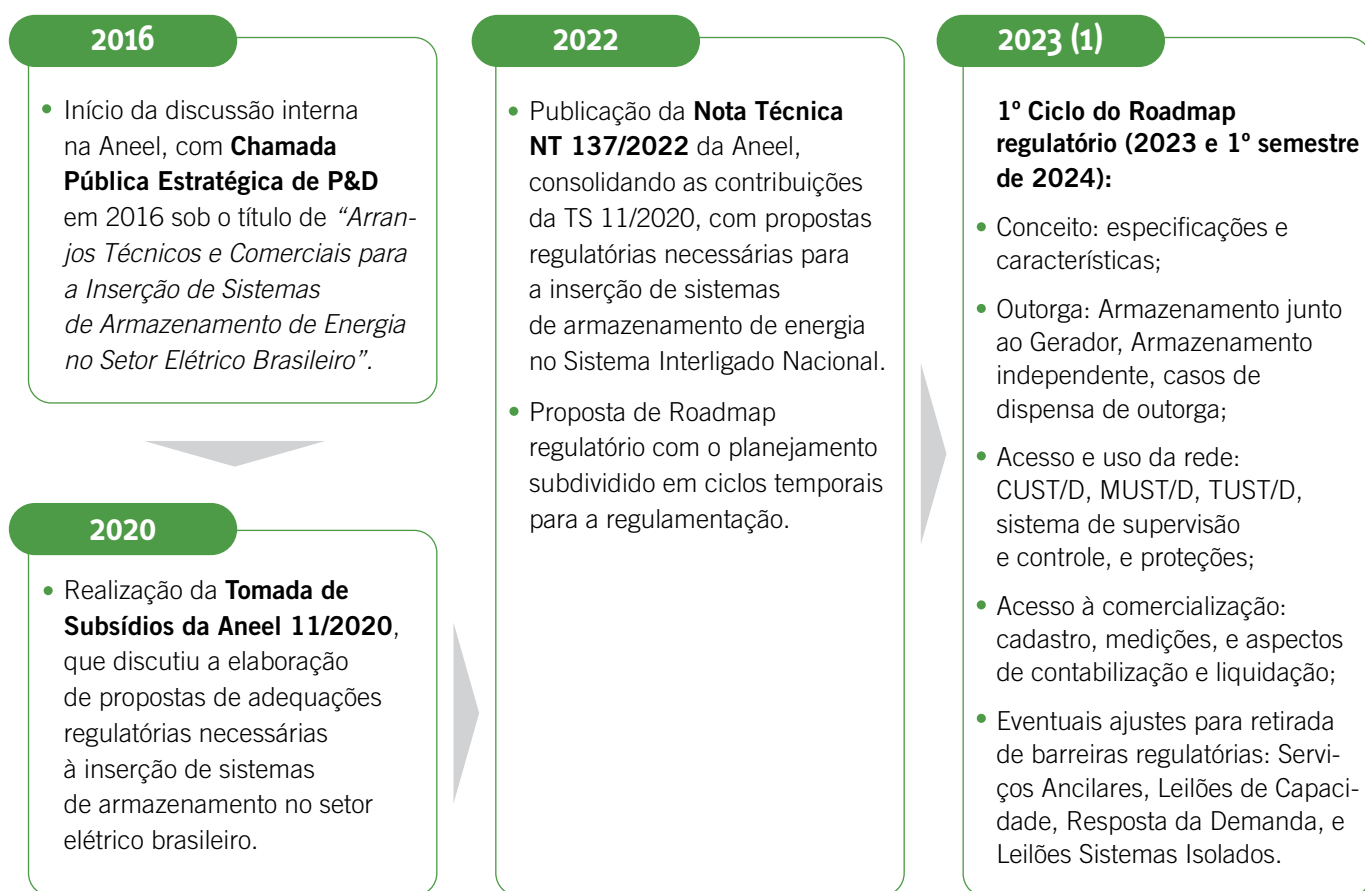


Figura 38 - Evolução regulatória sobre armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro.

Fonte: Elaboração própria.

6.3. POLÍTICAS DE ESTADO PARA IMPULSIONAR O ARMAZENAMENTO

A superação dos desafios para o aumento da inserção de soluções de armazenamento de energia exige duas dimensões de políticas de Estado:

- (a) investir em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias; e
- (b) formular políticas públicas que incentivem a adoção de soluções de armazenamento.

A viabilidade e atratividade das soluções de armazenamento dependem das características e necessidades do sistema, das aplicações propostas, da regulamentação existente e dos seus mecanismos locacionais e temporais de remuneração. Neste sentido, é importante promover uma sinalização econômica para o uso eficiente dos recursos. Avançar nestes aspectos tornará o ambiente mais favorável a este tipo de abordagem no setor.

No mesmo sentido, a continuidade da pesquisa sobre o tema - com incentivo a realização de projetos individuais de P&D e *sandboxes* regulatórios para explorar modelos de negócio via *learn by doing* - pode ajudar a superar barreiras e viabilizar tecnologias de armazenamento de energia atualmente menos amadurecidas. Também é importante avançar com aprimoramentos e capacitação de equipes para a expansão destas fronteiras de conhecimento (Instituto Acende Brasil,

2023 (2)

- Realização da **Consulta Pública CP 39/2023** da Aneel, que obteve subsídios para o aprimoramento do relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis.

2024

2º Ciclo do Roadmap regulatório: (2º semestre de 2024 e 2025):

- Ajustes finais nas instruções de Armazenamento, com exceção das Usinas Hidroelétricas Reversíveis de ciclo aberto: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização.
- Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo aberto: Estudo de inventário e questões de aproveitamento ótimo.
- Avaliação sobre Sandboxes Regulatórios: Flexibilização, no que couber, a respeito do “empilhamento de receitas” (value stacking)

2026

3º Ciclo do Roadmap regulatório: (2026 e 1º semestre de 2027):

- Ajustes finais nas instruções das Usinas Reversíveis de ciclo aberto: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização.
- Novos modelos de negócios: (i) Redução de curtailment e constrained-off;
- (ii) Definições sobre o “empilhamento de receitas” (value stacking);
- (iii) Agregadores dos serviços correlatos; e
- (iv) Simulação nos modelos computacionais: impactos na programação da operação e na formação de preço de curto prazo.

2023c). Assim, é fundamental investir no segmento para reduzir custos e promover o desenvolvimento de novas tecnologias.

Pelo lado da oferta de eletricidade, a agenda regulatória deve avançar nas discussões no sentido de incluir o armazenamento de energia como serviço ancilar. Pelo lado da demanda, o avanço do modelo regulatório deve ser no sentido de criar e viabilizar modelos de carga e descarga de baterias envolvendo o fornecimento ou compensação de energia elétrica com a concessionária de distribuição.

O incentivo, a realização de projetos e a inclusão de soluções de armazenamento nos planos de expansão de capacidade de longo prazo também podem contribuir para a viabilidade da aplicação destas tecnologias em escala na rede.

Conforme destaca o PNE 2050, é importante promover mudanças na contabilização da garantia física de usinas hidrelétricas reversíveis, pois como a contribuição destes projetos em termos de energia é em média negativa, não é possível atribuir uma garantia física seguindo a metodologia atual aplicada às hidrelétricas convencionais. Essa recomendação deve estar alinhada a um desenho de mercado adequado para a remuneração de sistemas de armazenamento no SIN.

Uma vez que a integração de sistemas de armazenamento pode atenuar os efeitos adversos da integração de fontes variáveis, suavizando os picos de demanda e provendo melhorias na operação do sistema elétrico, é importante avançar com a regulamentação do uso de sistemas de armazenamento atrás do medidor na geração, transmissão, distribuição e consumo de energia.

Por fim, os sistemas de armazenamento poderiam ter uma representação adequada nos modelos de planejamento, programação e despacho, de modo a valorar os atributos da tecnologia (EPE, 2020).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A operação dos sistemas elétricos requer o constante equilíbrio entre a produção e o consumo de energia para manter os parâmetros de segurança dentro dos limites permitidos. Esse equilíbrio do sistema tem sido desafiado tanto pelas ocorrências envolvendo falhas em unidades geradoras ou em equipamentos da rede de transmissão quanto pela variabilidade das fontes não controláveis de geração e oscilações da demanda.

Uma das consequências deste quadro é o aumento de restrições operativas que têm resultado em cortes na geração de usinas eólicas e solares (*curtailment ou constrained-off*).

Nesta expansão da matriz, com participação crescente de energias renováveis e variáveis, os sistemas de armazenamento de energia podem ser vistos como uma oportunidade para a solução de problemas.

As soluções de armazenamento de energia representam alternativas essenciais para um futuro energético mais sustentável. Com o desenvolvimento de novas tecnologias e a redução dos custos, o armazenamento de energia terá um papel cada vez mais importante na matriz energética global.

Estas tecnologias permitem a integração e o melhor gerenciamento da oferta e da demanda de energia, contribuindo para uma maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, maior confiabilidade, segurança e qualidade no fornecimento da energia.

As soluções também podem ser utilizadas para aliviar as redes de transmissão e de distribuição ou em sistemas isolados, tornando-os mais eficientes e trazendo benefícios para o consumidor. Além disso, são componentes fundamentais para a modernização e descarbonização do setor elétrico.

8. ACRÔNIMOS

ABVE	Associação Brasileira de Veículos Elétricos	MIT	Massachusetts Institute of Technology
ACL	Armazenamento de Calor Latente	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	PCM	Material de Mudança de Fase (<i>Phase Change Materials</i>)
CAES	Compressed Air Energy Storage (Ar comprimido)	P&D	Pesquisa e desenvolvimento
GD	Geração Distribuída	PNE	Plano Nacional de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	SMES	Armazenamento de energia magnética em supercondutores (<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>)
IEA	International Energy Agency	STEPS	Stated Policies Scenario
IHA	International Hydropower Association	UHE	Usina Hidrelétrica
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada	UHR	Usina Hidrelétrica Reversível (bombeamento)
IRENA	International Renewable Energy Agency		
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento (<i>Levelized Cost of Storage</i>)		

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAUQUE (2017) – Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. Disponível em: https://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf.

ABVE (2024) – Associação Brasileira do Veículo Elétrico. Eletromobilidade. Disponível em: <https://abve.org.br/bi-geral/>. Acesso em: 23.out.2024.

ANEEL (2024) – Agência Nacional de Energia Elétrica. SIGA (Sistema de Informações de Geração), Mar, 2024.

CANTANE, D. A., JUNIOR, O. H. A., HAMERSCHMIDT, A. B., (2020). Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro. Editora Scienza. São Carlos – SP, 2020.

DOE (2024) - DOE Global Energy Storage Database. Disponível em: <https://gesdb.sandia.gov/>. Acesso em abril de 2024.

EIA (2024) - U.S. Energy Information Administration. Today in Energy. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>. Acesso em: 18.out.2024.

EPE (2018) – Empresa de Pesquisa Energética. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Set, 2018.

EPE (2020) – Empresa de Pesquisa Energética. O Plano Nacional de Energia - PNE 2050. Dez, 2020.

EPE (2021) – Empresa de Pesquisa Energética. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica. Fev., 2021.

EPE (2023) – Empresa de Pesquisa Energética. Tecnologia de Armazenamento de Energia por Ar Comprimido. Mar., 2023.

EPE (2024a) – Empresa de Pesquisa Energética. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados – ciclo 2023. Fev., 2024.

EPE (2024b) – Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 – PDE 2034. Demanda de Energia e Eficiência Energética. Out., 2024.

IEA (2014) – International Energy Agency (IEA). Technology Roadmap: Energy storage. France, 2014.

IEA (2023a) – International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2023.

IEA (2023b) – International Energy Agency (IEA). Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028.

IEA (2024a) – International Energy Agency (IEA). Electric Vehicles. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-electric-cars>. Acesso em: 23.out.2024.

IEA (2024b) – International Energy Agency (IEA). Batteries and Secure Energy Transitions. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb39c1bf-d2b3-446d-8c35-aae6b1f3a4a0/BatteriesandSecureEnergyTransitions.pdf>. Acesso em: 16.out.2024.

IEA (2024c) – International Energy Agency (IEA). Global installed energy storage capacity by scenario, 2023 and 2030. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-energy-storage-capacity-by-scenario-2023-and-2030>. Acesso em: 21.ago.2024.

IHA (2023) – International Hydropower Association. 2023 World Hydropower Outlook. Disponível em: <https://indd.adobe.com/view/4201016f-a51a-4f6f-998b-ec85219d1dfd>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2023a). Programa Energia Transparente – Ano Operativo dez/2022-dez/2023 (17ª Edição). São Paulo: Instituto Acende Brasil.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2023b) – Instituto Acende Brasil. Os desafios da sobreoferta de energia: vertimentos e curtailment. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/artigo/os-desafios-da-sobreoferta-de-energia-vertimentos-e-curtailment/>.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2023c). Contribuição para a Consulta Pública 039/2023. Disponível em: https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2023/12/Contribuicao%CC%A7a%CC%83o-CP-39_2023_AcendeBrasil_rev5.pdf.

INSTITUTO ACENDE BRASIL (2024). Programa Energia Transparente – Ano Operativo dez/2023-nov/2024 (18ª Edição). São Paulo: Instituto Acende Brasil.

IPEA (2022) – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro – armazenamento de energia em baterias. Disponível em: https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11111/1/td_2746.pdf. Rio de Janeiro, 2022.

- IRENA (2023) – Green hydrogen for sustainable industrial development. International Renewable Energy Agency. December, 2023.
- IRENA (2024) – Renewable Energy Statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- LANDRYA, M., & GAGNONA, Y. (2015). Energy Storage: Technology Applications and Policy Options. *Energy Procedia* 79, p. 315 – 320, Canada, 2015.
- MassCEC, M. C., & DOER, M. D. (2016). STATE OF CHARGE. Massachusetts Energy Storage Initiative Study. Disponível em: <https://www.mass.gov/doc/state-of-charge-executive-summary/download>. Acesso em: 12.abr.2024.
- McKinsey & Company (2023) – Hydrogen Council, McKinsey & Company. Global Hydrogen Flows - 2023 Update.
- MIT (2022) – *Massachusetts Institute of Technology*. The Future of Energy Storage. Second version, published June 3, 2022.
- NASCIMENTO, C., – Utilização de supercondutores em máquinas e motores: aplicação e viabilidade. Centro Universitário do Sul de Minas Engenharia Elétrica - Varginha, 2016.
- NREL (2015) – National Renewable Energy Laboratory. Sources of Operational Flexibility. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63039.pdf>.
- ONS (2022) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede - Módulo 7 - Classificação de modalidade de operação de usinas. Disponível em: https://ecmservice.ons.org.br/ecmrsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.2-PR_2022.10.docx_99cfec1a-9617-467a-9d52-426b6ff02a0a.pdf. Acesso em: 24.out.2024.
- ONS (2024a) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da Operação. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. Acesso em: 19 ago.2024.
- ONS (2024b) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema em números. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 11.abr.2024.
- ONS (2024c) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistemas Isolados. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 12.mar.2024.
- ONS (2024d) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da Operação - Geração de Energia. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 24.out.2024.
- ONS (2024e) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Qualidade do suprimento. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 11.abr.2024.
- ONS (2024f) - Operador Nacional do Sistema Elétrico. PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2023/2027 (PEN 2023). NT-ONS DPL 0112/2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200112-22023%20-%20PEN%202023%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>.
- Nikolaïdis, P.; Poullikkas, A. *A Comparative Review of Electrical Energy Storage Systems for Better Sustainability*. J. Power Technol. 2017, 97, 220–245.
- RABI, A. M., RADULOVIC, J., BUICK, J. M. (2023). Comprehensive Review of Compressed Air Energy Storage (CAES) Technologies. MDPI, Portsmouth, UK. <https://doi.org/10.3390/thermo3010008>. Acesso em: 2024-10-22.
- SBC (2013) – Electricity Storage. Schlumberger Business Consulting (SBC) Energy Institute. Gravenhage Netherlands, 2013.
- S.D. Sharma & Kazunobu Sagara (2005): Latent Heat Storage Materials and Systems: A Review, *International Journal of Green Energy*, 2:1, 1-56
- SERRA, E. T., et al. Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações. Comitê Permanente de Energia da Academia Nacional de Engenharia (CPE/ANE). Rio de Janeiro, 2016.
- SHAQSI, A. Z., SOPIAN, K., & AL-HINAI, A. (2020). Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. *Energy Reports* 6: 288–306. Malaysia, August 2020.
- SILVA, Gabriel Christiano da. Investigação de catalisadores bifuncionais para as reações de redução e evolução de oxigênio em meio ácido. 2019. Tese (Doutorado em Físico-Química) - Instituto de Química de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019. doi:10.11606/T.75.2019.tde-25092019-093850. Acesso em: 2024-10-14.
- VAL, D. N. O., Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Parques Eólicos – Dissertação – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2015.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2024). Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro. *White Paper* 31, São Paulo. 40p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: Alexandre Uhlig
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Projetos de P&D: Patrícia Guardabassi
Comunicação: Melissa Oliveira
Engenheiro: Joaci Lima Oliveira
Engenheiro: João Cho
Economista: Fabrício Lões
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon

ENDEREÇO

RUA JOAQUIM FLORIANO, 466
 Ed. CORPORATE • CONJ. 501 • ITAIM BIBI
 CEP 04534-004 • SÃO PAULO • SP
 TELEFONE: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:

