

**ARMAZENAMENTO DE ENERGIA:
SITUAÇÃO ATUAL, PERSPECTIVAS E RECOMENDAÇÕES**

Supervisão geral: Acd. Jerzy Lepecki, Presidente do Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia
Autores: Acadêmicos Eduardo T. Serra, Alcir de Faro Orlando, Acher Mossé, Nelson Martins
Colaboradores: Eng. Agenor Mundim, Acd. Flavio Miguez, Eng. Pietro Erber

DEZEMBRO 2016

ÍNDICE POR TÓPICO

ITEM	TÓPICO	PÁGINA
1.	Introdução	5
1.1	Armazenamento de Energia no Mundo	5
1.2	Armazenamento de Energia no Brasil	6
1.3	Aplicações do Armazenamento de Energia	7
2.	Tecnologias	9
2.1	Sistemas Mecânicos	13
2.1.1	Bombeamento hidráulico (<i>Pumped Hydro Storage - PHS</i>)	13
2.1.2	Compressão de ar (<i>Compressed Air Energy Storage - CAES</i>)	17
2.1.3	Energia rotacional – Volantes de inércia (<i>Flywheel Energy Storage - FES</i>)	17
2.2	Sistema Químico (Hidrogênio)	19
2.3	Sistemas Eletroquímicos	20
2.3.1	Baterias convencionais	20
2.3.1.1	Baterias Chumbo-Ácido (Pb-Ac)	21
2.3.1.2	Baterias de Níquel-Cadmio (<i>Ni-Cd</i>)	21
2.3.1.3	Baterias de Íon Lítio (<i>Li-ion</i>)	22
2.3.2	Baterias de alta temperatura	23
2.3.2.1	Bateria de Sódio-Enxofre (<i>NAS</i>)	23
2.3.2.2	Bateria de Sódio-Níquel-Cloro (<i>ZEBRA - Zero Emission Battery Research</i>)	24
2.3.3	Baterias de fluxo	24
2.3.3.1	Bateria de Vanádio Redox (<i>VBR</i>)	26
2.3.3.2	Bateria de Zinco-Bromo (<i>ZNB</i>)	27
2.3.3.3	Baterias Ferro – Cromo (<i>FeCr</i>)	28
2.3.4	Baterias Zinco – Ar (<i>Zn/ar</i>)	28
2.4	Sistemas Elétricos	29
2.5	Sistemas Magnéticos	30
2.6	Sistemas Térmicos (<i>Thermal Energy Storage - TES</i>)	31
2.6.1	Armazenamento de energia por calor sensível	32
2.6.2	Armazenamento de energia por mudança de fase	35
2.6.3	Armazenamento de energia por reações químicas	35
3.	Custo do Armazenamento de Energia	36
3.1	Custo dos Sistemas de Armazenamento de Energia para Produção de Eletricidade	36
3.2	Custo das Tecnologias de Armazenamento Térmico	39
4.	Oportunidades e Impactos do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	39
5.	Aspectos Regulatórios e Comerciais	43
6.	Recomendações	44

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	LEGENDA	PÁGINA
1.	Requisitos de potência versus tempo de descarga para algumas aplicações	9
2	Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica de acordo com a natureza do processo	12
3	Estágio de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia e nível de investimento ainda requerido de P&D	12
4	Aplicações das tecnologias de armazenamento considerando a potencia (MW) e o tempo de descarga	13
5.	Esquema de uma usina hidrelétrica reversível	15
6.	Ilustração de um sistema de armazenamento com tecnologia de volantes de inércia	18
7.	Esquema básico de uma célula de combustível e diagrama de operação	20
8.	Esquema de uma bateria de fluxo	25
9.	Configuração esquemática de uma bateria ZNB	27
10.	Bateria ZNB (90 kW/180 kWh) acondicionada em um <i>container</i> padrão de 6 metros	28
11.	Esquema construtivo de uma bateria Zn/ar	29
12.	Diagrama esquemático de um sistema magnéticos de armazenamento de energia – SMES	30
13.	Campo de aplicação das tecnologias de armazenamento térmico	32
14.	Diagrama de plantas termossolares de geração de energia elétrica;	34
15.	Características de uma usina reversível estudada como referência	38
16.	Estimativa de custo da uma usina reversível de referencia	39
17.	Matriz elétrica de geração do SEB	41

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA	LEGENDA	PÁGINA
1.	Usinas hidrelétricas reversíveis construídas no Brasil	16
2	Comparação das Características Técnicas dos Sistemas de Armazenamento de Energia Térmica	32
3	Estimativa da capacidade instalada de armazenamento de energia térmica por calor sensível nos EUA, em 2011	33
4	Características dos materiais utilizados no armazenamento de energia por mudança de fase	35
5.	Reações termoquímicas e densidades de energia	35
6.	Custo das tecnologias de armazenamento para apoiar a integração com fontes renováveis	36
7.	Custo das tecnologias de armazenamento para regulação rápida e apoio a integração com renováveis	36
8.	Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações de apoio à T&D	37
9.	Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações comerciais e industriais	37
10.	Custo das tecnologias de armazenamento para geração distribuída	37
11.	Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações residenciais	37
12	Custo do armazenamento de energia térmica	39

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: SITUAÇÃO ATUAL, PERSPECTIVAS E RECOMENDAÇÕES

1. INTRODUÇÃO

1.1 Armazenamento de Energia no Mundo¹

Dentre os maiores desafios na área energética estão o suprimento contínuo, com qualidade, economicidade e responsabilidade socioambiental. Em relação ao meio ambiente, sem um planejamento eficiente, as emissões de CO_2 mais que dobrarão em 2050, e o uso crescente de combustíveis fósseis para geração de energia poderá trazer consequências graves e irreversíveis para a humanidade. As tecnologias de geração de energia com baixa emissão de carbono para a atmosfera (fontes renováveis, nuclear, captura de carbono) associadas a ganhos de eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica contribuirão para a redução significativa da emissão dos gases do efeito estufa. Identificando-se os passos necessários para estas mudanças tecnológicas em toda a cadeia de produção e uso da energia elétrica, as decisões governamentais e industriais e as práticas de comercialização de energia poderão ser melhor encaminhadas.

As tecnologias de armazenamento de energia podem ajudar a atingir os objetivos de segurança energética e de redução da emissão de carbono para a atmosfera pela otimização da operação dos sistemas de fornecimento de energia. Estas tecnologias possibilitam:

- o aproveitamento eficiente de diversas fontes renováveis para geração de eletricidade²;
- a integração de diferentes fontes de geração de energia com o uso final de energia elétrica;
- a geração de energia elétrica próximo ao consumidor;
- o acesso à energia elétrica em regiões não conectadas à rede, a partir de fontes intermitentes;
- o aumento da estabilidade, flexibilidade, confiabilidade e resiliência da rede de energia elétrica, a inserção e incremento do uso de fontes renováveis.

Adicionalmente, o armazenamento de energia está possibilitando novas formas de negócio entre consumidores e concessionárias de energia elétrica.

Algumas tecnologias de armazenamento já estão maduras e sua utilização para firmar a energia de fontes intermitentes resultam em fontes equivalentes que competem comercialmente com as tecnologias convencionais de geração em diversas aplicações para o setor elétrico. Dentre elas encontram-se as usinas hidráulicas reversíveis, algumas tecnologias de baterias e os sistemas de termo acumulação. Outras tecnologias de armazenamento ainda se encontram em estágios iniciais de desenvolvimento e, portanto, devido aos seus elevados custos, não são competitivas. Para que seu potencial seja completamente realizado, os empreendimentos de demonstração de novas tecnologias de armazenamento requerem investimentos elevados com a finalidade de comprovar a viabilidade comercial e acelerar a sua inserção no mercado. Este tipo de ação tem

¹ International Energy Agency (IEA), "Technology Roadmap: Energy storage," (2014).

² Neste documento o armazenamento de energia está referido à produção de energia elétrica como uso final.

sido praticado pelo Governo para introdução das novas energias renováveis ³ na matriz energética brasileira.

Atualmente, algumas tecnologias de armazenamento de energia para sistemas de baixa potência são completamente ou quase competitivas em comunidades isoladas e em sistemas não conectados à rede elétrica. Neste documento aborda-se os sistemas de armazenamento de energia térmica destinados à produção de eletricidade, mas sabe-se que os mesmos têm o potencial de tornar os processos energéticos mais eficientes com redução do consumo de combustível equivalente.

Nos EUA, a *GTM Research*, com dados produzidos pela *Energy Storage Association (ESA)*, elabora relatórios quadrimestrais da evolução das implantações, preços, políticas, regulação e modelos de negócio naquele país (www.energystoragemonitor.com). O relatório do terceiro quadrimestre de 2016 contém informações, que de alguma forma indicam a tendência internacional na área de armazenamento de energia com emprego de baterias. As previsões de preços, custos e desenvolvimentos indicadas a seguir são de responsabilidade exclusiva da *GTM Research*.

- o mercado de armazenamento de energia tem apresentado crescimento consistente ao longo dos últimos três anos;
- o mercado de armazenamento de energia em termos de novas instalações está direcionado preferencialmente para concessionárias, seguido de aplicações não-residenciais e residenciais;
- a tecnologia de íon-Lítio é predominante (99%) nas novas instalações de sistemas de armazenamento conectados à rede;
- a expectativa do crescimento do armazenamento de energia com baterias é de evoluir de 226 MW em 2015 para 2,1 GW em 2021, representando um mercado de US\$2,9 bilhões naquele ano.

As tecnologias de armazenamento de energia permitem ajustar as diferenças temporais e geográficas entre a oferta e a demanda de energia. Elas são classificadas segundo sua utilização em, (a) eletricidade, e, (b) térmica (aquecimento ou resfriamento), podendo servir tanto como geradoras como consumidoras, apresentando o potencial de conectar mercados separados de energia. Em termos gerais, armazenamento de energia é uma tecnologia de integração de sistemas que permite um gerenciamento otimizado da oferta e da demanda de energia.

1.2 Armazenamento de Energia no Brasil

No sistema elétrico brasileiro (SEB) o armazenamento de energia sempre foi efetuado com a utilização de reservatórios de acumulação, para garantia de fornecimento de energia elétrica, com a participação da geração termelétrica como *back-up* no sistema interligado e na base nos sistemas isolados. A redução progressiva da construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação tem aumentado a participação da geração termelétrica, mormente nos períodos de baixa hidraulicidade. O sistema elétrico brasileiro é de natureza hidrotérmica, com uma participação crescente das fontes

³ Neste documento a menção a fontes renováveis intermitentes refere-se à geração eólica e solar comumente denominadas, juntamente com a biomassa, como novas fontes renováveis, para diferenciá-las da geração hidráulica, sem dúvida, a mais importante fonte renovável de geração de energia elétrica no mundo.

renováveis intermitentes com destaque para a geração eólica e com sinais de crescimento acelerado da geração fotovoltaica na geração distribuída.

Em um cenário de uso crescente das fontes renováveis e intermitentes de geração de energia elétrica em substituição ao emprego de combustíveis fósseis amplia-se, na ausência de reservatórios de acumulação, a necessidade de outras formas de armazenamento de energia para compatibilizar a produção e a demanda de energia elétrica. A importância dos reservatórios como sistemas de armazenamento de energia para geração de eletricidade e regularização do conjunto de usinas hidrelétricas do sistema interligado foi ressaltada em um documento do Academia Nacional de Engenharia – ANE (www.anebrasil.org.br, 12.12.2012).

Entretanto, o armazenamento de energia não se limita ao atendimento das variações de produção de energia de longo prazo causadas por regimes hidrológicos e às intermitências de curto prazo inerentes às fontes solar e eólica, mas também para proporcionar características importantes para os sistemas elétricos tais como o suprimento de *back-up*, para atendimento de falha de unidade geradora; o nivelamento da curva de carga diária (*load leveling*); a redução de demandas de pico (*peak shaving*), traduzindo-se em economia para o consumidor; a reserva girante (*spinning reserve*), para permitir a continuidade do suprimento após perda inesperada de parcela da geração; e para a manutenção da qualidade de energia das redes de transmissão e de distribuição. Os sistemas de armazenamento de energia podem ter aplicações e capacidades bastante distintas e, portanto, ser de resposta lenta ou de resposta rápida.

Dentre as diversas tecnologias para armazenamento de energia destacam-se as de natureza mecânica (usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e reversíveis); ar comprimido; volantes de inércia (*flywheel*), eletroquímica (baterias), química (hidrogênio), elétrica (capacitores) e magnética (supercondutores), termo-acumulação e mudanças de fase.

Neste documento serão apresentados o estado-da-arte das tecnologias de acumulação de energia, as suas aplicações no setor elétrico, as principais tendências e custos no cenário internacional e as oportunidades e novos desafios para o setor elétrico, bem como um conjunto de recomendações que permitam a inserção gradual e efetiva de novas tecnologias de armazenamento de energia na expansão e operação do SEB.

1.3 Aplicações do armazenamento de energia

A importância das tecnologias de armazenamento de energia reside nos serviços que elas podem fornecer para sistemas de características diferentes. Podem ser usadas através da rede elétrica interligada na geração distribuída de energia e em sistemas isolados (não conectados à rede). Existem diversas aplicações relacionadas tanto à operação dos sistemas energéticos quanto na comercialização de energia, nas quais o armazenamento de energia é comercialmente e potencialmente atrativo.

Os tempos de descarga e as potência envolvidos nas aplicações descritas a seguir encontram-se ilustrados na Figura 1¹.

COMITÊ DE ENERGIA DA ACADEMIA NACIONAL DE ENGENHARIA

- Armazenamento sazonal (*Seasonal Storage*) - a energia é armazenada durante dias, semanas ou meses para compensar a eventual falta de fornecimento ou a variação sazonal de oferta e demanda de energia. Os reservatórios são um exemplo típico nos sistemas hidráulicos ou hidrotérmico, onde a água armazenada em períodos úmidos provê energia para os períodos secos.
- Comércio de energia (*Arbitrage*) - se caracteriza por estocar energia de baixo custo em períodos de muita oferta para vendê-la no mesmo ou em outros mercados de energia em períodos de baixa disponibilidade e custo elevado.
- Regulagem de frequência e acompanhamento da carga – (*Frequency Regulation and Load Following*) – se caracteriza pelo balanceamento contínuo entre a oferta e demanda de energia elétrica, tanto de modo automático (regulador de velocidade do grupo gerador) como manual (despacho horário das usinas pelo operador).
- Regulagem de tensão (*Voltage Support*) – se caracteriza pela operação de uma usina com baixo despacho de potência ativa e alta injeção ou absorção de potência reativa para manter os níveis de tensão nos sistemas de transmissão e distribuição em condições normais de operação.
- Auto restabelecimento (*Black Start*) se caracteriza por um processo autônomo de restauração da capacidade total ou parcial de fornecimento de energia elétrica de uma usina de energia elétrica sem a utilização de recursos externos tais como a energia da rede elétrica de transmissão.
- Descongestionamento e Postergação de investimento (*T & D Congestion Relief and – T & D Infrastructure Investment Deferral*) - se caracteriza pelo emprego das tecnologias de armazenamento para temporariamente ou geograficamente deslocar a oferta ou demanda de energia.
- Deslocamento da demanda e Redução de pico (*Demand Shifting and Peak Reduction*) – se caracteriza pelo emprego do armazenamento para deslocar o período de realização de algumas atividades de grande consumo energético ou redução do pico de demanda para ajuste da oferta e demanda de energia.
- Operação isolada da rede (*Off-grid Operation*) se caracteriza pela utilização da energia armazenada para suprimento de sistemas permanente ou temporariamente desconectados da rede.
- Integração de fontes de suprimento (*Variable Supply Integration*) se caracteriza pela otimização do uso de fontes intermitentes de geração através do armazenamento de excedentes de energia.
- Desacoplamento elétrico/térmico (*Waste Heat Utilization*) se caracteriza por utilizar o armazenamento do rejeito térmico para posterior geração de energia elétrica.
- Cogeração (*Combined Heat and Power*) se caracteriza pelo armazenamento de energia térmica e elétrica em ciclos combinados de potência e calor para ajustamento entre oferta e demanda.

- Reserva girante (*Spinning Reserve*) se caracteriza pela disponibilidade de reserva armazenada de energia girante para suportar uma rápida e inesperada perda de geração para manter o sistema estável e balanceado.

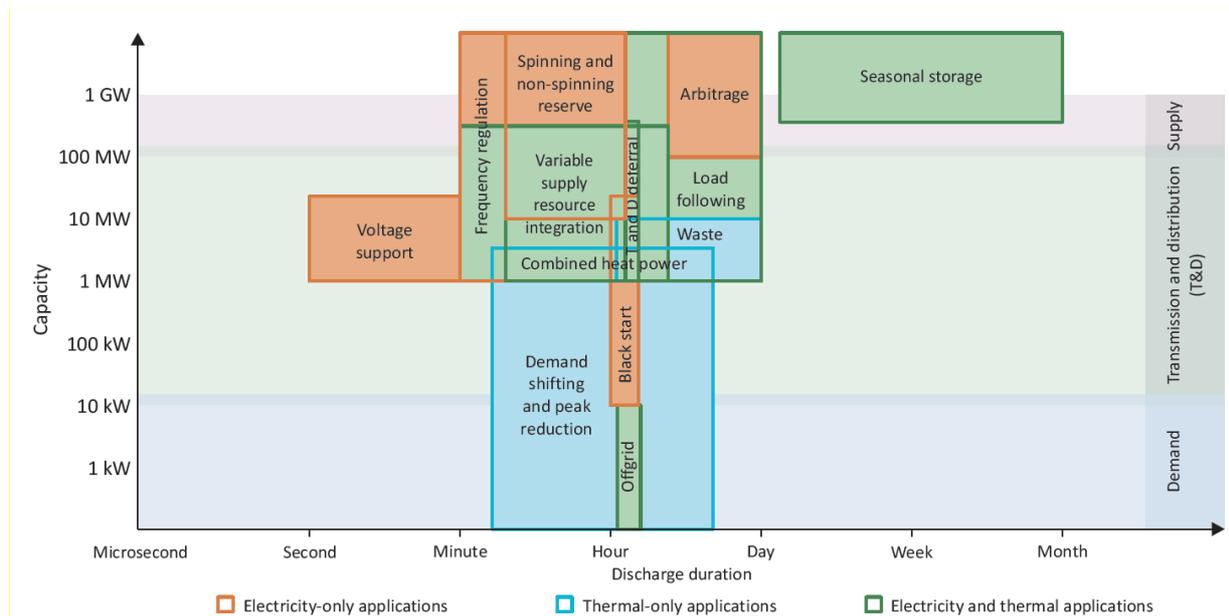


Figura 1 - Requisitos de potência versus tempo de descarga para algumas aplicações ¹

2. TECNOLOGIAS

A operação dos sistemas elétricos dentro dos padrões de qualidade e segurança está baseada, entre outros requisitos, na manutenção do equilíbrio permanente entre o suprimento de eletricidade e o seu consumo. A manutenção deste equilíbrio, durante variações de carga e geração ou de perturbações transitórias na rede elétrica, não é trivial e requer investimentos em sistemas de controle e proteção, um excedente de capacidade de geração e de transmissão. Estas ações se fazem necessárias pelo fato da energia elétrica não poder ser estocada, em quantidade suficiente e a preços competitivos, de uma forma direta nos períodos de menor demanda.

Entretanto, apesar de não ser possível armazenar energia na forma de eletricidade é factível converter a energia elétrica em uma forma de energia que pode ser armazenada. Esta, por sua vez, pode ser convertida em energia elétrica para atender o excedente de demanda no momento adequado.

O volume de armazenamento de energia requerido por um sistema elétrico depende de uma série de fatores relacionados às suas características incluindo a natureza das fontes de geração, o nível de interligação dos subsistemas, o grau de participação das fontes de geração intermitentes, a qualidade da energia entregue aos consumidores e ao nível de exigência destes em relação a interrupções no fornecimento.

Portanto, conforme mencionado no item 1.3, o armazenamento de energia não se limita ao atendimento das variações de produção de energia de longo prazo causadas por regimes hidrológicos e às intermitências de curto prazo inerentes às fontes solar e eólica, mas também a características inerentes dos sistemas elétricos tais como suprimento de *back-up*, nivelamento da curva de carga (*load leveling*), redução de demandas de pico (*peak shaving*), manutenção de reserva girante (*spinning reserve*) e estabilização das redes de transmissão e de distribuição. Desta forma, os sistemas de armazenamento de energia podem ter aplicações e capacidades bastante distintas e, ainda, ser de resposta lenta ou de resposta rápida, abrangendo uma ampla gama de tecnologias. Dentre elas destacam-se as de natureza mecânica fazendo uso da energia gravitacional (usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e reversíveis) ou não (ar comprimido) e ainda de energia cinética (*flywheels*); de energia eletroquímica (baterias) ou química (hidrogênio); de energia elétrica (capacitores) ou magnética (supercondutores), ou ainda energia térmica (termo-acumulação e mudanças de fase). Estas alternativas tecnológicas encontram-se ilustradas na Figura 2 ⁴.

Em 2016 existiam no mundo 1617 empreendimentos de armazenamento de energia totalizando uma capacidade instalada de 193,1 GW, excluindo-se desta estatística as hidrelétricas convencionais com reservatórios de acumulação. O armazenamento de energia a partir de usinas reversíveis (*pumped storage hydro*) representava 95,2% da capacidade instalada (183,8 GW), seguido do armazenamento térmico com 1,9% (3,62 GW), eletroquímico, envolvendo todos os tipos de baterias com 1,6% (3,06 GW) e eletromecânico compreendendo o armazenamento com compressão de ar e volantes de inércia com 1,3% (2,61 GW) ⁵. Na última década as tecnologias de armazenamento térmico e eletroquímico tem apresentado um crescimento exponencial. Estudos realizados em 2011 e 2014 projetam para o horizonte de 2030/2050 um mercado de armazenamento de energia da ordem de 300 GW concentrado na China, Índia, União Europeia e Estados Unidos ⁶. Os principais fatores que tem impulsionado o armazenamento de energia nestes países relacionam-se ⁷:

- Ao aumento da demanda de pico e a necessidade de respostas rápidas e eficientes a variações da demanda sob restrições de capacidades de geração ou de transmissão;
- À necessidade de integrar a distribuição e as fontes de geração intermitentes ao sistema elétrico;
- Ao aumento crescente do congestionamento dos sistemas de transmissão e de distribuição;
- Ao papel que o armazenamento pode ter na disponibilização de sistemas ancilares para a melhoria da eficiência e confiabilidade operativa da rede, e;
- Às exigências crescentes de qualidade de energia, decorrentes da ampliação do uso de equipamentos eletrônicos, dos sistemas de comunicação e de informática, mais sensíveis às flutuações de tensão e frequência da rede.

⁴ R. Carnegie et al., Utility Scale Energy Storage Systems: Benefits, Applications, and Technologies, State Utility Forecasting Group, June 2013.

⁵ Sandia National Laboratories, "DOE Global Energy Storage Database," <http://www.energystorageexchange.org/>, acessado em setembro de 2016. ^[1]_{SEP}

⁶ Boston Consulting Group (BCG), "Revisiting Energy Storage: There Is a Business Case," (2011).

⁷ J. Wright, "Electrical Energy Storage to Make Wind and Solar Resources Dispatchable", www.energyexemplar.com, acessado em maio 2015.

As diferentes tecnologias de armazenamento de energia existentes apresentam maior ou menor flexibilidade e desempenho de acordo com os requisitos técnicos associados a uma dada aplicação. Dentre estes requisitos encontram-se as densidades de energia e potência, o tempo de resposta, o custo e a economia de escala, a vida útil, os equipamentos de monitoramento e controle, a eficiência e as restrições operacionais, que definem a tecnologia mais adequada para uma determinada aplicação ⁸

As tecnologias disponíveis devem se adequar às diversas aplicações do armazenamento de energia seja em capacidade de armazenamento quanto em tempo de carga e descarga⁹. A Figura 2 classifica os diferentes sistemas de armazenamento de energia elétrica de acordo com a natureza do processo utilizado¹⁰.

A Figura 3 apresenta de forma esquemática o grau de maturidade de diferentes tecnologias de armazenamento de energia e o investimento ainda requerido para a consolidação das mesmas. As setas indicam variações ou aprimoramentos tecnológicos das diferentes formas de armazenamento.

A Figura 4 apresenta o campo de aplicação das diferentes tecnologias de armazenamento considerando-se a potencia requerida e o tempo de descarga (a energia a ser disponibilizada é o produto destes dois fatores). É importante destacar que as comparações apresentadas tem um caráter genérico e conceitual pois as opções de armazenamento e as faixas de potência existentes são bastante mais amplas do que as sugeridas na figura. Tomando-se como exemplo as usinas reversíveis existem aquelas com tempo curto de descarga (3 a 4 horas) como as de caráter sazonal com tempos de descarga de até milhares de horas.

⁸ T.M.I. Mahlia et al., A Review of Available Methods and Developments on Energy Storage, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 33, (2014), 532-545.

⁹ A.A. Akil et al., "DOE/EPRI Electricity Storage Handbook with Collaboration with NRECA", California, USA, (2013).

¹⁰ F.A. Canalles et al. – Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicações e perspectivas, Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, DOI: 105902/2236117016002, 04/03/2015.

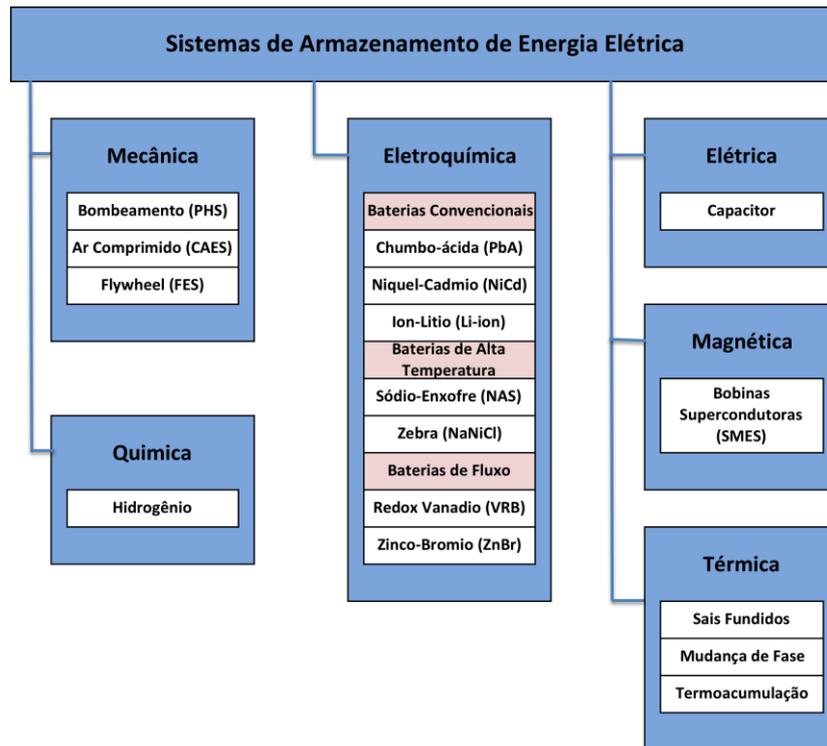


Figura 2 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica de acordo com a natureza do processo.

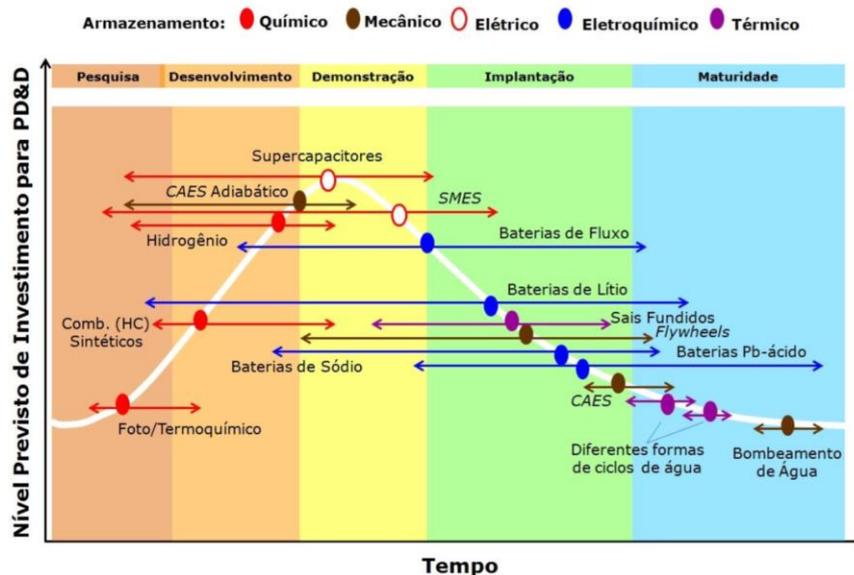


Figura 3 – Estágio de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia e nível de investimento ainda requerido de P&D (Representação construída a partir das informações disponíveis nas referências Sandia, 2013; SBC Energy Institute, 2013; IEA, 2014, cedida por J.G de Melo Furtado)

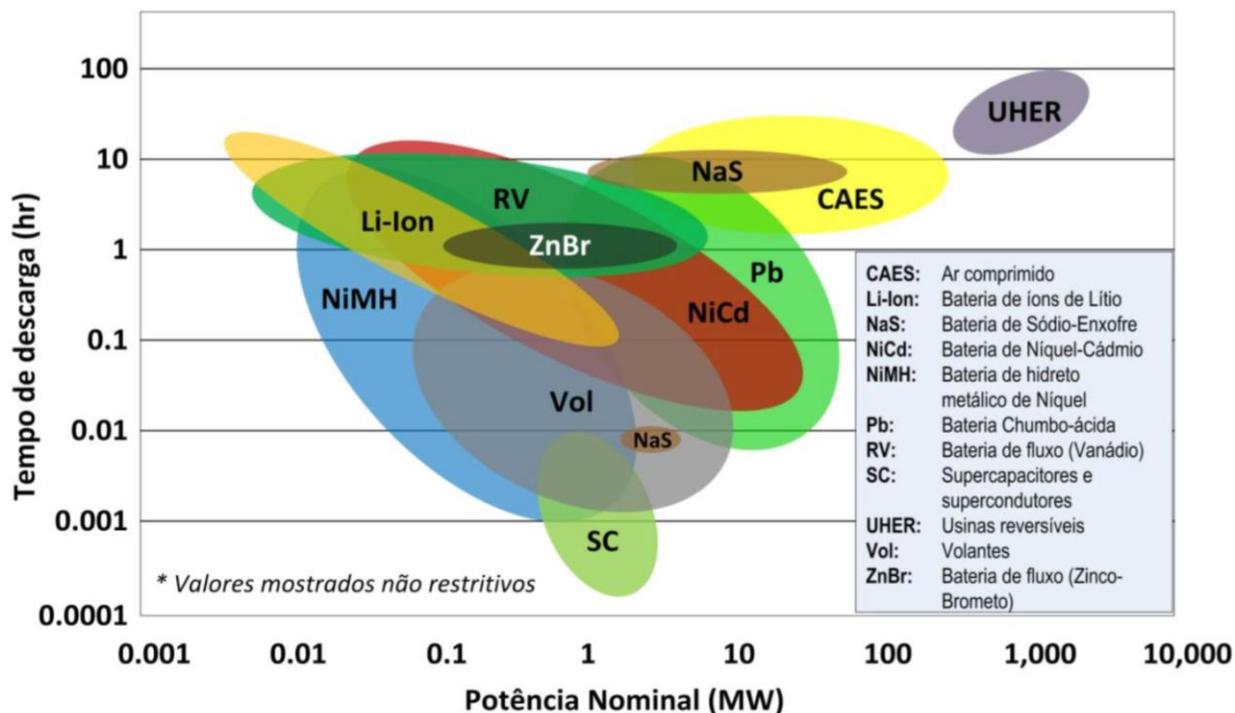


Figura 4 – Aplicações das tecnologias de armazenamento considerando a potência instalada (MW) e o tempo de descarga ¹⁰.

As diferentes tecnologias de armazenamento de energia devem ser selecionadas de acordo com as aplicações, levando-se em consideração o desempenho e custo no estágio atual de desenvolvimento.

- Energia Elétrica
 - Instalações de grande porte: usinas hidráulicas reversíveis (PHS), ar comprimido (CAES) e volantes de inércia;
 - Instalações de pequeno porte: baterias
- Energia Térmica
 - Instalações de grande porte: armazenamento subterrâneo (UTES), óleo térmico e sais fundidos
 - Instalações de pequeno porte: armazenamento em gelo, água quente e água fria.

2.1 Sistemas Mecânicos

Conforme ilustrado na Figura 2 as tecnologias mecânicas de armazenamento estão baseadas na energia potencial gravitacional (bombeamento de água entre reservatórios), compressão de ar e volantes de inércia.

2.1.1 Bombeamento hidráulico (*Pumped Hydro Storage - PHS*)

Trata-se de uma tecnologia madura que é utilizada pela maioria das instalações de armazenamento de energia em operação, totalizando, em 2016, em cerca de 95,2% da potência instalada no mundo (193,1 GW). Em 2016, de acordo com as estatísticas do Departamento de Energia dos EUA, existiam 352 empreendimentos de usinas reversíveis

em operação no mundo, com destaque para o Japão com 44 usinas (28,7 GW), os EUA com 50 usinas (28,9 GW), a China com 34 usinas (32 GW), a Alemanha com 29 usinas (6,7 GW), a Espanha com 22 usinas (22 GW), a Itália com 19 usinas (7,6 GW) e a França com 11 usinas (5,9 GW).

A tecnologia está baseada na implantação de reservatórios localizados em dois (ou mais) níveis. A água é bombeada para o reservatório superior nos períodos de menor demanda de eletricidade e descarregada para o reservatório inferior gerando energia nos períodos de maior demanda. A energia é armazenada na forma de energia potencial gravimétrica e a eficiência dos sistemas encontram-se na faixa de 75 a 85%. A tecnologia é aplicada numa ampla faixa de potência de dezenas de megawatts a gigawatts, sendo competitiva para aplicações envolvendo grande quantidade de energia e potência instalada elevada. Os sistemas de bombeamento hidráulico apresentam vida útil e custo de capital semelhantes aos dos projetos de geração hidroelétrica e da mesma forma, compartilham restrições semelhantes tais como de localização para implantação dos reservatórios inferior e superior, impactos ambientais, custo de capital inicial e prazos elevados para a implantação.

Esta tecnologia é apropriada para o gerenciamento da energia produzida e ideal para nivelamento de carga (*load leveling*), atendimento de demanda de pico (*peak shaving*) e para firmar as intermitências das fontes eólica e solar. Adicionalmente, também são ideais para situações que exigem descarga profunda (alta energia) e ciclos frequentes.

As usinas reversíveis podem ser construídas basicamente de três formas:

- Circuito Fechado (*closed loop*) - Utiliza dois reservatórios, que podem ser lagos artificiais ou lagos naturais adaptados, sendo que nenhum deles é ligado a um rio. Necessita apenas de água para reposição das perdas por evaporação e/ou infiltração, via de regra proporcionada por um curso d'água, cuja parte da vazão afluyente compensa estas perdas. Esta configuração é considerada de menor impacto ambiental, pois há baixo consumo de água. A Figura 5 apresenta o esquema de uma usina hidrelétrica reversível de circuito fechado. De um modo geral, as usinas reversíveis são utilizadas em operação descontínua e possuem altas quedas, permitindo que os reservatórios sejam de pequena expressão e, portanto, de baixo impacto ambiental.
- Circuito Aberto (*open loop*) - Utiliza dois reservatórios, sendo pelo menos um deles constituído a partir de uma fonte natural de água. Às vezes combina bombeamento para armazenamento de energia com uma hidrelétrica convencional.
- Circuito Semiaberto - Utiliza dois reservatórios, sendo um deles artificial e o outro uma fonte natural de água, geralmente um rio, porém existem exemplos de utilização da água do mar (usina de Yanbaru, Okinawa, Japão). Encontra-se em estudo no Chile uma usina reversível híbrida adotando como reservatório inferior o próprio mar e utilizando energia solar para suprir a energia necessária ao bombeamento d'água para o reservatório superior.

Dependendo da forma construtiva dos reservatórios das usinas reversíveis, muitos dos potenciais impactos ambientais produzidos por usinas reversíveis são similares aos de uma usina hidrelétrica convencional.

Os sistemas de armazenamento de energia com a tecnologia de bombeamento contribuem atualmente com cerca de 3% da geração de eletricidade em termos globais, lembrando que a geração líquida de energia é negativa visto que, como já mencionado, a eficiência do ciclo de bombeamento/turbinamento é de 75 a 85%. Esta tecnologia pode ser empregada tanto com utilização de água doce como de água salgada para aproveitamento dos sítios adequados junto à costa. Recentemente, também foram iniciados estudos para utilização de sistemas com emprego de cavernas subterrâneas como reservatório inferior⁷.

Comparada a outras tecnologias de armazenamento a densidade de energia (0,5 a 1,5 Wh/kg) dos sistemas de bombeamento é baixa ¹¹.

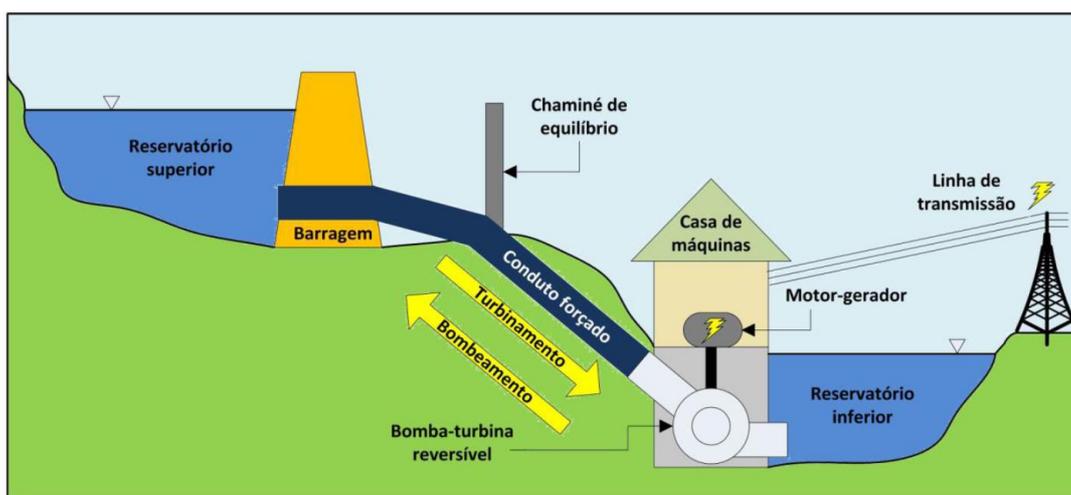


Figura 5 - Esquema de uma usina hidrelétrica reversível¹²

Usinas hidrelétricas com quedas maiores do que 600 m de uma forma geral utilizam turbinas do tipo Pelton, entretanto presentemente existem usinas reversíveis com quedas brutas superiores a 600 m com unidades reversíveis turbinas/bombas de vários estágios do tipo Francis. Para quedas menores que 600 m, geralmente são utilizadas turbinas reversíveis, isto é operam tanto como turbinas como bombas. O atual estado da tecnologia permite às máquinas reversíveis que operem no modo síncrono quando estiverem gerando energia, e assíncrono quando estiverem operando como bombas. Assim a velocidade da máquina pode ser variada, permitindo ajustar a capacidade da bomba para utilizar apenas a quantidade de energia disponível no momento, permitindo uma operação bastante flexível. Todos os tipos de turbina de reação podem ser transformadas em reversíveis.

Além da capacidade de armazenamento, eficiência, maturidade da tecnologia e tempo de descarga, a vantagem das máquinas reversíveis em relação às outras tecnologias de armazenamento é o tempo curto (2 min) para passar do modo de operação de bombeamento para a geração máxima. Comparativamente, as turbinas a gás,

¹¹ G.L.Kyriakopolis and G.Arabatzis, Electrical Storage Systems in Electricity Generation: Energy Policies, Innovative Technologies, and Regulatory Regimes, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56 (2016) 1044-1056.

consideradas de resposta rápida, necessitam de 7 a 15 minutos para atingir a potência nominal.

No Brasil foram realizados nos anos 1980 estudos de pré-inventário do potencial das usinas reversíveis que constataram um grande potencial para esta tecnologia de geração e armazenamento de energia elétrica. No estado de São Paulo foram inventariados regiões da Serra do Mar, da Serra da Mantiqueira e da Serra Geral, abrangendo uma área de 106.000 km². Foram estabelecidas premissas relativas a queda mínima de 300m, relação entre a queda e a distância de bombeamento (1/10), potencial mínimo de 1 GW para 14 horas de geração. Foram cadastradas a época 341 alternativas de localização que totalizavam um potencial de 735 GW. Foram aplicados diversos filtros na etapa de pré-dimensionamento reduzindo-se as localidades para 68 e um potencial estimado de cerca de 200 GW. Não restam dúvidas que este estudo requer uma reavaliação profunda em decorrência das mudanças na infraestrutura do setor elétrico (geração e transmissão), ocupação das áreas e restrições ambientais. De todo modo, pode-se concluir por estes estudos preliminares que o potencial para usinas reversíveis no Brasil é significativo.

O Brasil atualmente tem 4 usinas reversíveis instaladas, todas projetadas na primeira metade do século passado, com capacidade total inferior a 200 MW, e que operavam principalmente no modo de bombeamento. Estas usinas encontram-se indicadas na Tabela 1¹². A Usina Edgard de Souza foi inaugurada com a denominação de Parnaíba, em 1901, como uma hidrelétrica convencional, no rio Tietê a jusante da cidade de São Paulo¹³.

Tabela 1 – Usinas hidrelétricas reversíveis construídas no Brasil

Nome	Inauguração	Equipamento Projetado	Potência Unitária Turbinas (MW)	Potência Unitária Bombas (MW)	Altura de Queda (m)
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	24
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	13,1	7,1	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	1,83	2,35	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	22,7	18,0	36

O conceito das usinas reversíveis foi abandonado no Brasil na década de 1970, provavelmente porque as usinas hidrelétricas e o sistema de transmissão eram projetados para atender o pico de consumo. Adicionalmente, as tarifas horo-sazonais incentivaram os grandes consumidores a deslocarem ou reduzirem o consumo de energia no horário de pico. A integração das diferentes regiões do Brasil através do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a existência de grandes reservatórios de acumulação diminuiu a necessidade de outros sistemas de armazenamento. Contudo o setor elétrico tem sofrido muitas mudanças. Dentre elas o período de ponta tem-se expandido, principalmente nas estações mais quentes e secas do ano, e devido à mudanças no hábito de consumo. Outra tendência é a construção de usinas a fio d'água, sem reservatórios de acumulação. Em 2001, a capacidade de armazenamento dos reservatórios do Brasil era de 6,4 meses. Em 2012, passou para 4,9 meses e estima-se que em 2019 atingirá 3,0

¹² International Water and Power & Dam Construction, 2012.

¹³ A História das Barragens no Brasil – Séculos XIX, XX e XXI, Comitê Brasileiro de Barragens e Revista Fundações e Obras Geotécnicas, ano 6, no. 69, julho 2016.

meses, o que exigiria cada vez mais geração termelétrica para atender os períodos de carga máxima.

2.1.2 Compressão de ar (*Compressed Air Energy Storage - CAES*)

O armazenamento de energia por compressão de ar pode ser considerada madura sob o aspecto tecnológico, porém, carece de maturidade em empreendimentos comerciais. A implantação dos primeiros sistemas se deu algumas décadas após o surgimento das primeiras usinas reversíveis de bombeamento de água. Mais precisamente, o interesse pela tecnologia de armazenamento de energia por compressão de ar surgiu em decorrência da crise do petróleo dos anos 1970 e o primeiro sistema (290 MW, 312 mil metros cúbicos) iniciou operação em 1978 na Alemanha (Huntort) para armazenar a energia excedente produzida nas usinas nucleares que operavam na base do sistema elétrico daquele país. Atualmente este sistema de armazenamento é utilizado como reserva girante para consumidores industriais e para nivelar a característica intermitente potência variável da geração eólica

O sistema baseia-se na compressão (4-8 MPa) do ar em cavernas rochosas ou de sal, em rochas porosas, em minas abandonadas ou em tanques estanques durante os períodos de eletricidade de baixo custo. A energia armazenada é liberada utilizando-se gás natural para promover o aquecimento e a ignição da mistura durante os períodos de pico de demanda nos quais o custo da eletricidade é elevado. A mistura ar/gás natural passa por uma turbina de expansão onde é queimada para acionar o gerador elétrico. O sistema pode ser flexibilizado utilizando-se hidrogênio, biogás, ou outro combustível em substituição ao gás natural.

As aplicações encontram-se na mesma faixa de potência dos sistemas de bombeamento de água e tem eficiência entre 50 e 89% e apresentam uma densidade de energia armazenada (50-60 Wh/kg) bastante superior àquela dos sistemas de bombeamento hidráulico ⁶. Os sistemas de maior potencia exigem locais geologicamente adequados, possuem custo de capital elevado, períodos elevados de implantação e requerem o suprimento adicional de combustível para a utilização eficiente da energia contida no ar comprimido. Cabe acrescentar que a compressão de ar em alta pressão em cavernas sofre restrições ambientais em função de eventuais danos em estruturas geológicas subterrâneas vizinhas e, também, na superfície.

Dentre as vantagens do CAES, estão o período de armazenamento que pode ultrapassar um ano, e o reduzido tempo (7 a 15 min) necessário para colocar o sistema em funcionamento. A principal desvantagem está em encontrar formações geológicas compatíveis com as necessidades do CAES. A estocagem subterrânea em maciços rochosos não revestidos demandam a existência de rochas de baixíssima permeabilidade ao ar ou a periódica injeção de água no entorno da caverna. A permeabilidade de maciços rochosos ao ar é maior do que a permeabilidade dos mesmos à água. Por causa do alto custo associado, o armazenamento de ar em tanques metálicos de alta pressão só está destinado a aplicações de geração de energia elétrica em pequena escala.

2.1.3 Energia rotacional – Volantes de inércia (*Flywheel Energy Storage - FES*)

Neste sistema armazena-se energia rotacional através da aceleração de rotor de momento de inércia elevado de um motor-gerador durante os períodos de eletricidade de baixo custo e libera-se esta energia através da rápida desaceleração do rotor em resposta a perturbações envolvendo perda de geração e conseqüente queda acentuada da frequência do sistema.

A Figura 6 apresenta a configuração típica de um dispositivo pré-comercial, destacando o confinamento do sistema com dupla finalidade: segurança para o caso de rompimento das partes girantes e manutenção do sistema sob vácuo para redução de perdas por atrito. A questão de segurança é pertinente, pois a ruptura do rotor em alta velocidade, em decorrência de propagação de trincas, é uma das causas mais frequentes de falhas nestes sistemas e as partes de aço devem ser contidas pelo invólucro externo. A energia rotacional armazenada é proporcional ao quadrado da velocidade de rotação.

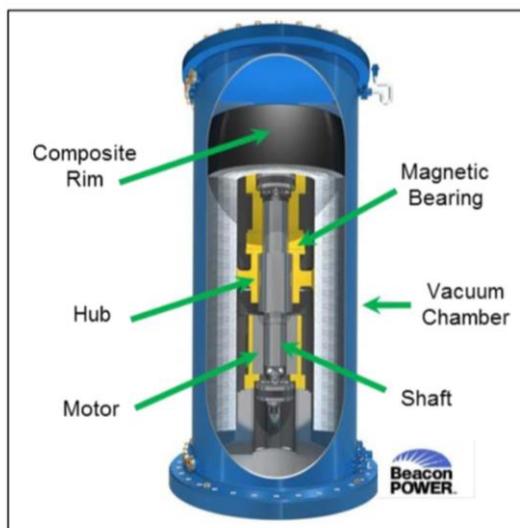


Figura 6 – Ilustração de um sistema de armazenamento com tecnologia de volantes de inércia.

A capacidade típica de armazenamento destes sistemas encontra-se entre 0,5 kWh e 10 kWh, sendo que os maiores sistemas comerciais disponíveis encontram-se na faixa de 2 a 6 kWh (0,25 MW). Tais sistemas apresentam eficiência entre 70 e 80%, e operam em corrente contínua. A densidade de energia armazenada situa-se entre 10 e 30 Wh/kg^{6,10}.

O carregamento do sistema é feito pela aceleração do rotor drenando energia da rede elétrica que é devolvida à rede quando da desaceleração do rotor. A rapidez de carregamento e descarregamento é uma característica desta tecnologia que tem um tempo de resposta muito rápido (da ordem de milissegundos para o modo de descarregamento) e adequada para com aplicações típicas de *back-up* e qualidade de potência. Os sistemas podem ser projetados em módulos na faixa de 100 a 1 500 kW e associados em paralelo para a obtenção da capacidade de armazenamento desejada. Existem referências de duas unidades comerciais de 20 MW (200 x 100 kW/25 kWh) operando nas cidades de Nova York e Pensilvânia⁸. Uma unidade de armazenamento de 20 MW com a finalidade de supressão de flutuações de frequência encontra-se em operação desde outubro de 2014 na usina hidrelétrica de Kyoguku no Japão, de propriedade da Hokkaido Electric Power Company. Os ensaios já realizados comprovaram que os afundamentos ou flutuação de frequência podem ser bastante

atenuados com a rápida liberação da energia rotacional destes volantes¹⁴.

2.2 Sistema Químico (Hidrogênio)

O armazenamento de energia na forma de hidrogênio consiste na produção do mesmo a partir de processo que utiliza outra fonte primária tal como eólica, solar, biomassa e, também, da energia hidráulica secundária. Neste caso a energia elétrica excedente é empregada na eletrólise para a produção de hidrogênio que é armazenado e posteriormente convertido em energia elétrica em células a combustível. O hidrogênio também pode ser obtido a partir da reforma de combustíveis fósseis ou de álcoois.

Existem cinco tecnologias de destaque para o armazenamento de hidrogênio: compressão, liquefação, adsorção física, hidretos metálicos e hidretos complexos.

A compressão é a forma mais simples de armazenar hidrogênio sendo usualmente efetuada em cilindros com pressurização até 20 MPa (200 atm). A baixa densidade energética volumétrica do hidrogênio tem levado ao desenvolvimento de cilindros para pressurização até 70 MPa, visando, principalmente, às demandas da indústria automobilística. O consumo energético para a compressão do hidrogênio é elevado (p.ex: 2,21 kWh/kg de 0,1 a 80 MPa) ¹⁵.

A liquefação do hidrogênio possibilita uma densidade energética elevada, porém enfrenta dois grandes desafios quais sejam o consumo energético elevado para a liquefação (teórico 3,23 kWh/kg e real 15,2 kWh/kg) e as perdas inevitáveis pela gaseificação que ocorre nos tanques criogênicos mantidos a 21.2 K. Estes dois fatores negativos limitam a tecnologia de armazenamento de hidrogênio por liquefação às aplicações nas quais o custo do mesmo não é um fator importante e o hidrogênio é consumido em períodos curtos.

A tecnologia de adsorção física de hidrogênio em nanotubos de carbono ou em estruturas organo-metálicas ainda é bastante incipiente e, portanto, qualquer avaliação de aplicações em larga escala é prematura.

A propriedade de alguns metais e ligas absorverem o hidrogênio em suas estruturas constitui a base desta tecnologia de armazenamento. Alguns hidretos metálicos formados por metais de transição absorvem e liberam hidrogênio na temperatura ambiente em pressões próximas a atmosférica, mas possuem uma densidade gravimétrica limitada a 3%. Os hidretos formados com metais leves, inicialmente com foco no magnésio (Mg), que possibilitam armazenamento de maior quantidade de hidrogênio tem catalisado o interesse dos pesquisadores. Adicionalmente, o gerenciamento térmico do processo para absorção e liberação do hidrogênio ainda constitui um desafio a ser superado.

Os elementos lítio (Li), magnésio (Mg), boro (B) e alumínio (Al) estão presentes nos denominados hidretos complexos. Estes materiais apresentam alta densidade volumétrica e gravimétrica de armazenamento de hidrogênio, porém apresentam uma

¹⁴ Tanaka, T., Sakamoto, S., Shiozaki, R., Commencement of commercial operation of Kyogoku Hydroelectric power station Unit 1 of Equipped with Adjustable Speed System, Toshiba review, Vol. 70, No. 1, 2015.

¹⁵ L.Zhou, Progress and Problems in Hydrogen Storage, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9, (2005), 395-409.

dinâmica lenta de liberação do hidrogênio.

Em resumo, o estágio atual das tecnologias de armazenamento de hidrogênio para posterior conversão em energia elétrica indicam que os sistemas de compressão e de liquefação seriam mais indicados para grandes sistemas e os demais atuando no mesmo nicho de mercado das baterias.

Por sua vez, as células a combustível, utilizadas na conversão do hidrogênio armazenado em eletricidade, são sistemas capazes de transformar a energia química daquele combustível diretamente em energia elétrica, sem que exista combustão. Esta conversão ocorre por meio de reações eletroquímicas catalisadas que têm como subprodutos apenas calor e água. As células a combustível apresentam eficiência elevada, da ordem de 40 a 65% dependendo do tipo utilizado (baixa ou alta temperatura) ¹⁶.

A Figura 7 apresenta o esquema básico de funcionamento de uma célula a combustível utilizando o hidrogênio para produção de energia elétrica e o diagrama de operação.

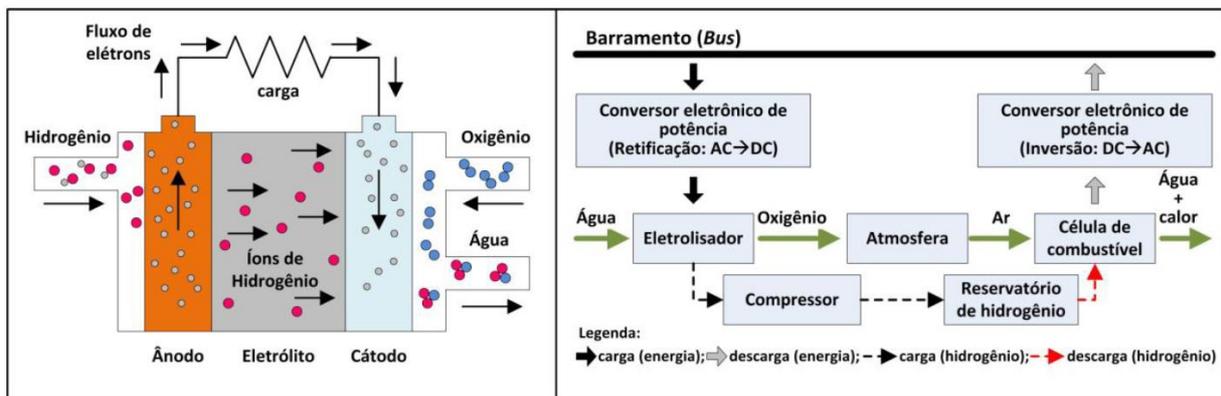


Figura 7 - Esquema básico de uma célula de combustível e diagrama de operação.

2.3 Sistemas Eletroquímicos

Os sistemas eletroquímicos de armazenamento de energia estão representados pelos diversos tipos de baterias que fazem uso de reações eletroquímicas para converter a energia química em eletricidade. As baterias se tornaram a forma mais notória de armazenamento de energia, pois encontram-se presentes nas mais diversas aplicações e escalas. As diferentes tecnologias das baterias possibilitam seu uso efetivo tanto por concessionárias de energia elétrica como pelo consumidor final em aplicações industriais, comerciais ou residenciais. As baterias possuem características como eficiência, modularidade, tempo de descarga, peso e mobilidade que as tornam adequadas para diversas aplicações em diversos segmentos.

É feito a seguir um breve resumo das diferentes tecnologias de baterias com potencial para aplicação no setor elétrico.

2.3.1 Baterias convencionais

¹⁶ E.T.Serra et al, Células a Combustível: Uma Alternativa para Geração de Energia e a sua Inserção no Mercado Brasileiro, Cepel, (2005), Rio de Janeiro.

As denominadas baterias convencionais são constituídas por dois eletrodos (anodo e catodo) e um eletrólito mantidos em um recipiente selado. Durante a descarga da bateria ocorrem reações eletroquímicas no anodo (oxidação) e no catodo (redução) com migração de elétrons entre os eletrodos através do circuito metálico externo e a migração iônica através do eletrólito. Durante a etapa de carga da bateria as reações eletroquímicas se invertem seguindo percursos inversos tanto para a condução iônica como eletrônica. As baterias convencionais mais utilizadas são a chumbo ácido, níquel-cadmio e íon-lítio.

2.3.1.1 Baterias Chumbo-Ácido (Pb-Ac)

As baterias chumbo-ácido (Pb-Ac), dentre as tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia, é a que se encontra mais madura. Além de serem recarregáveis, as baterias Pb-Ac apresentam vantagens tais como baixo custo, facilidade de fabricação, cinética rápida da reação eletroquímica e vida útil razoável quando operada corretamente, que as fizeram ter alta aceitação no mercado para diversas aplicações. Entretanto, para aplicações estáticas e de larga escala no setor elétrico as baterias Pb-Ac apresentam desvantagens dentre as quais encontra-se o uso intensivo na sua construção de materiais tóxicos e potencialmente perigosos para o meio ambiente, baixa densidade de energia e de potência, problemas de manutenção e vida útil limitada. Sua vida útil varia bastante com a aplicação, taxa e número de ciclos de descarga.

A despeito destas limitações, no setor elétrico as baterias Pb-Ac são empregadas no fornecimento de potência para equipamentos de controle e chaveamento, nas subestações e plantas de geração. A duração (curta ou longa) do suprimento da energia armazenada determinam a categoria (ventiladas ou seladas) da bateria a ser utilizada.

Para melhorar o desempenho, baterias Pb-Ac avançadas estão sendo desenvolvidas, estando no estágio pré-comercial e início da fase de utilização ampla. Algumas delas tem uma resposta rápida, semelhante aos volantes de inércia e supercapacitores. Elas estão sendo desenvolvidas para aplicações de redução da demanda de pico de consumo, regulação de frequência, integração com a geração eólica e fotovoltaica, e no segmento automotivo.

Estima-se que, em 2013, mundialmente a capacidade instalada de baterias Pb-Ac em aplicações no setor elétrico fosse da ordem de 35 MW⁴.

2.3.1.2 Baterias de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

As baterias Ni-Cd fazem parte de uma família de baterias recarregáveis que empregam o metal níquel (Ni) em um dos eletrodos (positivo) e um eletrodo negativo constituído por cádmio (Cd), zinco (Zn), hidrogênio (H₂), ferro (Fe) ou haletos. O eletrólito empregado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH). Dentre as baterias de níquel, a de Ni-Cd é a mais empregada para armazenamento de energia em concessionárias de eletricidade. Da mesma forma que as baterias Pb-ácido, também são consideradas uma tecnologia madura, porém possuem um custo de aquisição superior àquelas. O emprego das baterias de Ni-Cd pelas concessionárias se deve ao menor custo quando comparado com os demais tipos de baterias a exceção das Pb-ácido, alta densidade de energia, elevada capacidade de descarga, robustez, confiabilidade e vida útil. A principal

desvantagem apresentada pelas baterias de Ni-Cd é a toxidez decorrente da presença de cádmio (Cd) na sua constituição, porém existem outras limitações como uma eficiência na faixa de 60 a 70% e uma tendência a apresentar perdas de carga elevadas.

Comparada com outros tipos de baterias recarregáveis, ela oferece boa vida útil e bom desempenho em baixas temperaturas, e entrega praticamente toda a carga plena com elevadas taxas de descarga. Entretanto, custam mais do que as baterias Pb-ácido. No setor elétrico são usadas em iluminação de emergência, sistemas de *back-up*, fornecimento ininterrupto de energia e equipamentos eletrônicos.

Estima-se que mundialmente a capacidade instalada de baterias de Ni-Cd em aplicações no setor elétrico seja da ordem de 27 MW.

2.3.1.3 Baterias de Íon Lítio (*Li-ion*)

As baterias de lítio (Li) se apresentam com diferentes composições químicas dentre as quais encontram-se: LiFePO_4 (fosfato de ferro e lítio), LiCoO_2 (óxido de cobalto e lítio), LiMnO_4 (óxido de manganês e lítio), LiNiMnCoO_2 (óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio) e Li-polímero, todas com alta densidade energética na faixa de 85 a 150 Wh/kg.

Além da alta densidade energética as baterias de íon-Li podem suportar altas taxas de carga e descarga, com ausência de efeito memória e apresentam uma vida útil elevada (2000 a 3000 ciclos).

As baterias de íon-Li recarregáveis são largamente utilizadas em equipamentos eletrônicos e tem sido a opção preferencial para as aplicações veiculares, seja nos veículos híbridos quanto nos veículos elétricos puros. Nos últimos anos as baterias de íon-Li tem despontado como a tecnologia que mais cresce nas aplicações estacionárias para armazenamento de energia, com destaque para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos isolados da rede (*off-grid*)¹⁷.

Quando comparadas com a maturidade das baterias chumbo-ácido pode-se afirmar que as de íon-Li encontram-se na infância tecnológica e, portanto, com grande potencial para desenvolvimentos e reduções de custo. Existem diversos empreendimentos experimentais de sistemas estacionários de armazenamento com baterias de íon-Li integrados às redes de concessionárias de energia elétrica.

Estas aplicações envolvem tanto conjuntos de baixa capacidade (5 a 10 kW/20 kWh) para sistemas distribuídos quanto de capacidade elevada (1 MW) e resposta rápida para regulação de frequência. Algumas concessionárias de distribuição planejam a implementação de Sistemas Distribuídos de Armazenamento de Energia (*Distributed Energy Storage Systems – DESS*), instalados antes do medidor de energia, com potência na faixa de 25 a 50 kW e capacidade de atendimento da carga durante 1 a 3 horas. Sistemas similares podem ser instalados pelos consumidores residenciais ou comerciais após o medidor de energia.

¹⁷ Electric Power Research Institute – EPRI, Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, Report 1020676, (2010).

A primeira unidade comercial de grande porte (2 MW/4 MWh) utilizando baterias de íon-Li para redução de picos de demanda (*peak shaving*) foi desenvolvido pela Chevron Energy Solutions e a AES Energy Storage LLC instalou um total de 50 MW destes sistemas para regulação de frequência e reserva girante (*spinning reserve*) de produtores independentes.

Em outra instalação da AES, em Elkins, West Virginia, USA uma usina eólica com capacidade de 98 MW dispõe de um sistema de armazenamento com baterias de íon-Li e capacidade de 32 MW que atua como reserva de capacidade e para firmar a energia da fonte intermitente efetivamente entregue à rede.

Foi também anunciada uma instalação de armazenamento de energia para atendimento de cargas no horário de pico em Los Angeles, USA com potencia de 100 MW e capacidade de energia de 400 MWh. Neste projeto está previsto o emprego de baterias de fosfato de lítio.

As baterias íon-Li apresentam, no entanto, algumas desvantagens, dentre as quais são mencionadas a relação existente entre a vida útil (ciclos) e a profundidade dos ciclos de descarga, a recomendação de não ser utilizada em descarga completa, a possibilidade de ocorrer instabilidade térmica quando há carregamento excessivo ou descarga profunda, além de custo superior aos das demais baterias convencionais (Pb-Ac, Ni-Cd).

2.3.2 Baterias de alta temperatura

As baterias de alta temperatura se caracterizam pela presença de eletrodos de sal fundido e, portanto, requerem temperaturas elevadas para o seu funcionamento. Em termos construtivos e de funcionamento elas são similares às baterias convencionais, mas também possuem similaridades com os sistemas de armazenamento térmico.

As baterias de alta temperatura mais utilizadas são as de sódio-enxofre (NAS) e sódio-níquel-cloreto, também conhecidas como baterias ZEBRA.

Uma característica comum das baterias de alta temperatura é a necessidade de mantê-las aquecidas na temperatura de operação. Isto acarreta um autoconsumo elevado, pois o aquecimento é proporcionado por resistências internas.

2.3.2.1 Bateria de Sódio-Enxofre (NAS)

Nas baterias NAS o eletrodo negativo (anodo) é constituído pelo sódio (Na) fundido e o eletrodo positivo (catodo) por enxofre fundido, separados por um eletrólito cerâmico sólido (β -alumina). Os íons de sódio carregados positivamente fluem através do eletrólito cerâmico para o enxofre fundido onde uma reação eletroquímica produz um fluxo de corrente elétrica. Para facilitar a condutividade iônica através do eletrólito cerâmico o sódio e o enxofre são mantidos no estado fundido a uma temperatura na faixa de 300 a 360° C.

As baterias NAS são uma tecnologia de armazenamento de energia em estágio comercial com aplicação nas empresas de distribuição de energia elétrica para qualidade de energia, nivelamento de carga, sistemas de emergência, ilhamento, integração com fontes

renováveis e ações que requerem tempo longo de descarga.

Desde 2002 a Tokyo Electric Power (Japão) utiliza blocos de baterias de NAS (1 MW/6 MWh), fabricadas pela NGK. Os blocos são modulares e podem ser associados para constituir sistemas de armazenamento com potências de multi-megawatt.

As baterias NAS possuem eficiência na faixa de 70 a 90%, dependendo da temperatura de operação. Como em todas as baterias de alta temperatura, as perdas decorrentes da manutenção dos eletrodos na condição fundida tem impacto na eficiência global do sistema. Estas baterias apresentam tanto alta densidade de energia (100 a 250 Wh/kg) quanto alta densidade de potência (260 W/kg). A vida útil destas baterias, de acordo com o fabricante (NGK) é de 4500 ciclos (15 anos).

O emprego desta tecnologia está primordialmente concentrada no Japão e com algumas unidades nos EUA. Em 2013 a potência e a capacidade instalada era da ordem de 300 MW/1 900 MWh^{6,10}.

2.3.2.2 Bateria de Sódio-Níquel-Cloro (ZEBRA - Zero Emission Battery Research)

À semelhança da bateria NAS a bateria ZEBRA também utiliza eletrodos no estado líquido: sódio com eletrodo negativo e uma mistura de níquel e cloreto de níquel como eletrodo positivo. O eletrólito é constituído por um material cerâmico sólido (β -alumina), e a transferência do sódio na forma iônica é facilitada pela temperatura de operação elevada da bateria (270° - 350° C).

As baterias ZEBRA foram inicialmente concebidas para uso veicular, porém estão sendo empregadas em sistemas de armazenamento específicos para conexão à rede de fontes renováveis intermitentes e nivelamento de carga.

Apresentam algumas vantagens em relação à bateria de NAS dentre as quais menciona-se uma maior tolerância aos ciclos de carga e descarga, maior segurança operacional e, também, maior tensão por célula unitária. Também apresentam densidade de energia (117 Wh/kg) e de potência (260 W/kg) elevadas.

As baterias ZEBRA estão disponíveis comercialmente para potência na faixa de 5 a 500 kW e capacidade de energia de até 100 kWh. Sua eficiência encontra-se entre 85 e 90%, tempo de resposta de 20 ms e uma vida útil de até 3 000 ciclos com profundidade de descarga de 80%.

A Itaipu Binacional coordena um projeto de desenvolvimento de baterias ZEBRA, inicialmente voltado para o setor automotivo, porém tem intenção de aplicar esta tecnologia em uma instalação de suporte à rede elétrica de Fernando de Noronha.

2.3.3 Baterias de fluxo

As baterias de fluxo possuem uma concepção construtiva bastante diferente das baterias convencionais ou das baterias de alta temperatura. Nas baterias de fluxo o eletrólito é mantido em um tanque separado do empilhamento onde se encontram o anodo, o catodo

e os elementos de separação os quais possuem condução iônica seletiva. Durante o carregamento e o descarregamento da bateria o eletrólito é bombeado para o empilhamento, conforme ilustrado na Figura 8.

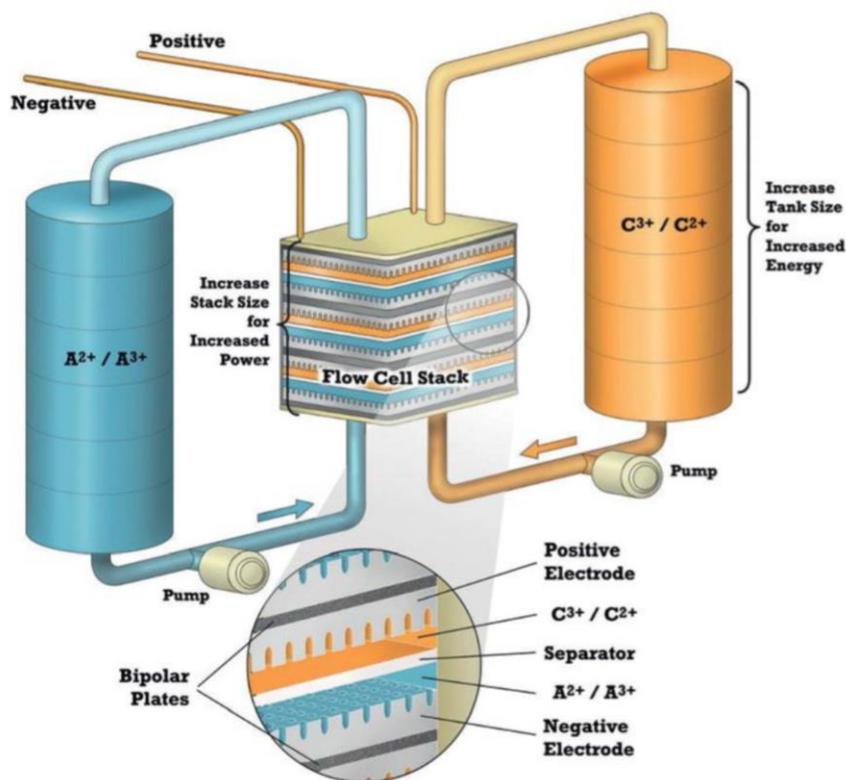


Figura 8 – Esquema de uma bateria de fluxo ⁶

As baterias de fluxo são consideradas uma opção viável em termos de eficiência e custo para aplicações que requerem tempos de descarregamento superior a 5 horas. Uma característica única das baterias de fluxo é a possibilidade de variar de forma independente a potência disponível e a capacidade de energia. A duração da descarga é determinada pelo volume do eletrólito e a potência pelo número de células (empilhamento).

Dentre as desvantagens mencionadas para as baterias de fluxo encontra-se a complexidade construtiva que agrega tanques, tubulações, bombas e outros componentes que não são utilizados nas baterias convencionais. Estes componentes introduzem perda de eficiência nas baterias de fluxo. A densidade de energia e de potência das baterias de fluxo é baixa quando comparada com a das baterias convencionais ou de alta temperatura. A bateria de fluxo requer, portanto, uma disponibilidade de espaço físico muito maior do que a das demais tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia. Um módulo de 500 kW/4MWh ocupa uma área de aproximadamente 80 m².

Esta tecnologia de armazenamento de energia contempla duas concepções: as baterias de fluxo redox nas quais ambos os eletrólitos fluem no sistema e as baterias de fluxo híbridas nas quais pelo menos um dos eletrólitos permanece fixo no compartimento da célula. No primeiro grupo destaca-se a bateria de vanádio-redox e no segundo as baterias de zinco-bromo.

2.3.3.1 Bateria de Vanádio Redox (VBR)

A bateria de fluxo redox de vanádio está baseada em reações de oxirredução de diferentes espécies iônicas do vanádio, sendo considerada uma tecnologia madura e, superadas algumas desvantagens em relação aos demais sistemas de armazenamento de energia, tem potencial de comercialização. Nestas baterias os eletrólitos são formados pelos íons V^{+4}/V^{+5} (católito) e V^{+2}/V^{+3} (anólito) que se encontram diluídos em uma solução ácida. Durante a carga os íons V^{+3} são reduzidos e convertidos a V^{+2} no eletrodo negativo, enquanto que no eletrodo positivo o V^{+4} é oxidado e convertido a V^{+5} . Ambas as reações utilizam a energia elétrica introduzida no sistema e a armazenam na forma de energia química. Durante a descarga, as reações de oxirredução ocorrem no sentido inverso, resultando na liberação de energia química na forma de energia elétrica. Os eletrólitos são obtidos a partir de componentes largamente disponíveis (pentóxido de vanádio, ácido sulfúrico e água) e de baixo custo.

Durante a carga e a descarga os íons H^+ presentes nos eletrólitos atravessam o elemento separador (membrana) situada entre os eletrodos no empilhamento (Figura 9). Cada célula unitária tem um potencial de 1,4 V em circuito aberto e para a obtenção de tensões mais elevadas as células são conectadas em série formando o que se denomina de empilhamento. A conexão entre as células unitárias é feito através de placas separadoras bipolares.

Dentre as vantagens apontadas para as baterias VBR está o fato dos eletrólitos serem idênticos quando a bateria se encontra descarregada o que facilita o manuseio, acondicionamento e o custo dos mesmos. Outro ponto relevante é ausência de auto-descarregamento pelo fato dos eletrólitos estarem situados em tanques separados. Uma eventual possibilidade ao auto-descarregamento no empilhamento é contornada situando-se o mesmo acima dos tanques para que ocorra uma drenagem quando a bateria se encontra inoperante. O tempo de resposta das baterias VBR é bastante rápido, desde que o empilhamento de células unitárias esteja repleto dos eletrólitos.

O fator determinante na vida útil das baterias VBR é o empilhamento de células unitárias, o qual está estimado em dez anos, mas sujeito a incertezas devido a ausência de dados comprobatórios de campo. Diferentemente de algumas tecnologias de armazenamento a vida útil das baterias VBR não depende da profundidade de descarga, e está estimada em pelo menos 10 000 ciclos

Uma desvantagem das baterias VBR é o espaço físico ocupado pelas mesmas em função do grande volume de eletrólito que precisa ser armazenado, em unidades típicas para aplicações que requerem descargas da ordem de megawatt-hora. As membranas trocadoras de íons utilizadas nas baterias VBR são tóxicas e requerem manuseio adequado quando da substituição ou descarte do empilhamento. Por outro lado, o eletrólito pode ser reciclado e não tem as mesmas restrições ambientais aplicadas às baterias Pb-ácido ou que contenham cádmio (Cd).

As VBR constituem um tecnologia atraente para as concessionárias nas aplicações onde se deseja tempos longos de descarga na faixa de potência de 100 kW a 10 MW. Dentre estas aplicações encontram-se o deslocamento de carga; suporte a falhas de transmissão,

a flutuações de tensão e de frequência; reserva girante; qualidade de energia; e integração com fontes de geração intermitentes.

No cenário internacional, existem projetos em estágio de demonstração utilizando VBR com potencia de centenas de quilowatts para atender as aplicações mencionadas anteriormente. No Brasil temos conhecimento de pelo menos um projeto de demonstração visando a utilização de VBR com potencia de 10 kW para aplicação em sistemas de geração fotovoltaica¹⁸.

2.3.3.2 Bateria de Zinco-Bromo (ZNB)

A bateria ZNB é um outro tipo de bateria de fluxo na qual o Zinco (Zn) se encontra no estado sólido quando a mesma se encontra carregada e na forma dissolvida quando descarregada. O Bromo (Br) sempre se encontra dissolvido em uma solução aquosa. Cada célula unitária da bateria ZNB é formada por dois eletrodos (placas bipolares) e dois fluxos de eletrólitos separados por uma membrana porosa. Ambos os eletrólitos são soluções aquosas de brometo de zinco ($ZnBr_2$). Durante o carregamento da bateria o Zn na forma elementar é depositado no eletrodo negativo e o Br é formado no eletrodo positivo. A membrana separadora entre os eletrodos permite a migração iônica de íons de zinco (Zn^{2+}) e bromo (Br^-) para os fluxos opostos de eletrólitos para manter o equilíbrio de carga. A membrana separadora impede o fluxo dos metais na forma elementar o que impede, de certa forma, o auto descarregamento da bateria pela ausência de reação entre o Zn e o Br. A Figura 9 apresenta a configuração de uma bateria ZNB¹⁰

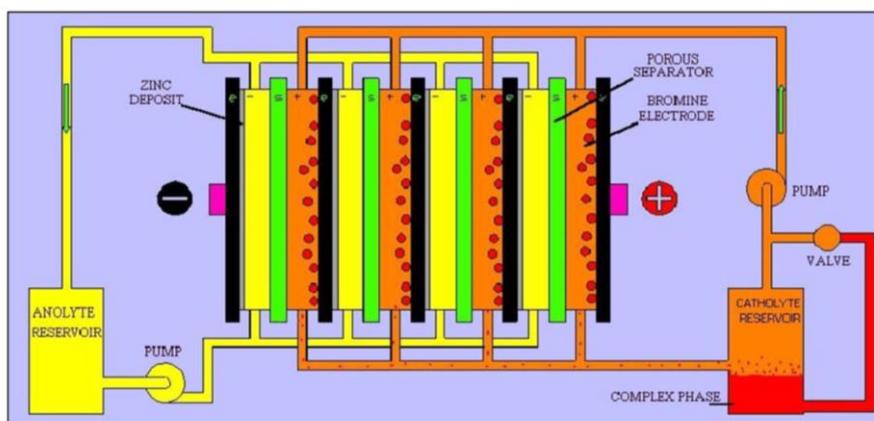


Figura 9 – Configuração esquemática de uma bateria ZNB ¹⁰.

As baterias ZNB ainda se encontram no estágio de demonstração da tecnologia e, portanto, os dados de desempenho ainda são escassos. Com base nos ensaios preliminares e no desempenho de outras baterias de fluxo estima-se uma vida útil próxima a 6 000 horas, que equivaleria a aproximadamente 2 000 ciclos de operação contínua e 100% de carga e descarga. As baterias ZNB são uma tecnologia menos madura e com menor experiência operacional em demonstrações de campo do que as baterias VBR. Em função disto há incertezas com relação a eficiência das mesmas. Resultados preliminares indicam que situa-se próxima a 65%.

¹⁸ P&D (Aneel) – Avaliação tecnológica da geração híbrida solar fotovoltaica-diesel e acumuladores avançados em mini-redes do sistema isolado da Região Norte, PD-0498-0001/2009..

De forma semelhante às baterias VBR as baterias ZNB são modulares e podem ser fabricadas na faixa de 5 kW a 1 MW e capacidade de armazenamento de energia entre duas e seis horas.

A modularidade das baterias de fluxo é uma das grandes vantagens deste sistema de armazenamento de energia, pois possibilitam o atendimento das concessionárias em períodos de ampliação da infraestrutura existente e podem ser transportadas, com facilidade para outro local. A Figura 10 apresenta especificamente um sistema de armazenamento com bateria ZNB (90 kW/ 180 kWh) acondicionado em um container.



Figura 10 – Bateria ZNB (90 kW/180 kWh) acondicionada em um *container* padrão de 6 metros (20 ft)¹⁰

Potencialmente as baterias ZNB estão sujeitas a degradação em função da natureza corrosiva do eletrólito que tende a atacar os componentes do sistema. Isto torna a vida útil dependente do número de horas em que a bateria se encontra em operação, diferentemente do conceito de vida em função dos ciclos de carga e descarga. Adicionalmente, existem restrições de manuseio e descarte, inclusive ambientais, do eletrólito no processo de de-comissionamento da bateria ZNB.

2.3.3.3 Baterias Ferro – Cromo (FeCr)

Esta tecnologia de baterias também está classificada como de fluxo e se encontra em estágio de P&D. Entretanto, em função do baixo custo e das vantagens inerentes às baterias de fluxo são consideradas atrativas para as aplicações no setor elétrico anteriormente mencionadas ¹⁸.

2.3.4 Baterias Zinco – Ar (Zn/ar)

De uma forma geral as baterias metal-ar utilizam um metal eletropositivo (Zinco, Alumínio, Magnésio, Lítio) conectado eletroquimicamente ao oxigênio proveniente do ar

para gerar energia elétrica. Estas baterias potencialmente possuem elevada densidade de energia e baixo custo. Os desenvolvimentos iniciais focaram em aplicações veiculares e em equipamentos eletrônicos. Posteriormente, foram identificadas aplicações estacionárias no setor elétrico. A Figura 11 apresenta o esquema construtivo de uma bateria Zn/ar¹⁸.

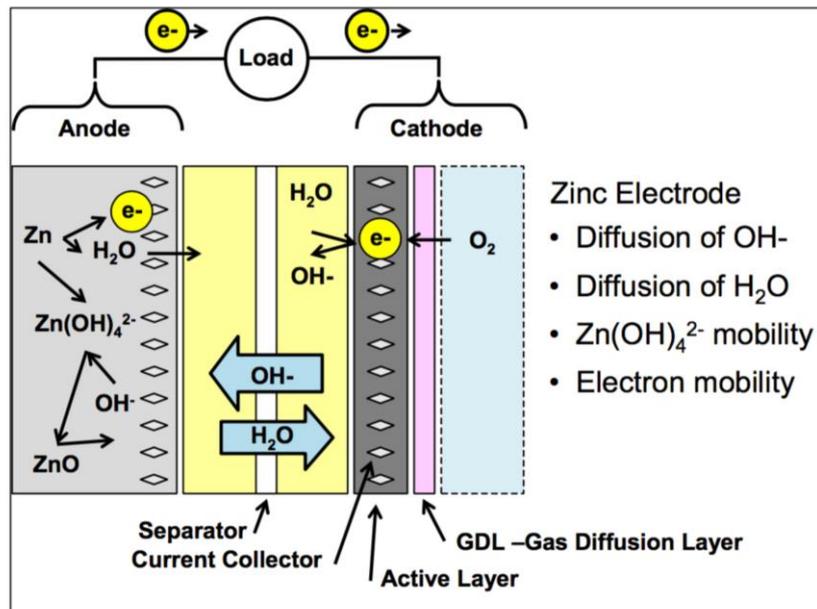


Figura 11 - Esquema construtivo de uma bateria Zn/ar

Trata-se de uma tecnologia que também se encontra em estágio de P&D e, apesar das vantagens relativas a simplicidade construtiva e baixo custo, apresenta algumas desvantagens operacionais que precisam ser superadas para se tornar uma opção atrativa.

2.4 Sistemas Elétricos

Nestes sistemas o armazenamento de energia ocorre em capacitores eletroquímicos de dupla camada, também denominados supercapacitores. O princípio do armazenamento é o mesmo dos capacitores convencionais, com exceção que o material isolante é substituído por um eletrólito.

Assim como um capacitor eletrolítico convencional, o valor da capacitância de um supercapacitor eletroquímico é determinado pelos parâmetros dimensionais, sendo diretamente proporcional à área das placas e inversamente proporcional à distância que as separa. Portanto, no caso dos supercapacitores, o valor extremamente elevado de capacitância é alcançado graças à enorme área superficial dos eletrodos e à mínima distância entre as cargas. Assim, esses dispositivos são capazes de armazenar uma quantidade de energia muito maior do que qualquer capacitor convencional de mesma massa ou volume¹⁹.

Os supercapacitores reúnem as características dos capacitores comuns e das baterias

¹⁹ Ferreira, A.A. e Pomilio, J.A., Estado da Arte sobre a Aplicações de Supercapacitores em Eletrônica de Potência, Revista Sobraep, 2005. [1]

eletroquímicas, com a diferença de não incluir reações químicas no processo, o que permite maximizar sua capacidade por ciclo, aumentar sua vida útil para 8-10 anos e facilitar sua reciclagem. Embora os supercapacitores possuam uma densidade de potencia que pode ser 10 vezes superior daquela das baterias convencionais a sua densidade de energia é cerca de 10% destas.

Devido às suas características os supercapacitores são adequados para aplicações com um número elevado de ciclos curtos de carga e descarga. Por outro lado, a energia armazenada nos supercapacitores deve ser usada rapidamente devido a uma auto descarga diária de aproximadamente 5% que os torna inadequados para aplicações que requerem armazenamento de energia por períodos longos.

Em resumo, os supercapacitores são uma boa fonte de potência e com uma dinâmica rápida, mas não são a melhor escolha quando se trata de armazenamento de grandes volumes de energia.

Os supercapacitores tem um custo de investimento elevado e, embora existam aplicações comerciais mencionadas na literatura, trata-se de uma tecnologia em estágio de demonstração (Figura 3).

2.5 Sistemas Magnéticos

O armazenamento de energia na forma de campos magnéticos está baseada na propriedade de supercondutividade intrínseca a determinados materiais. Estes quando resfriados abaixo de uma temperatura denominada crítica passam a conduzir corrente contínua sem resistência e, conseqüentemente, perdas ôhmicas, além de expulsarem campos magnéticos do núcleo dos mesmos. A energia elétrica é armazenada no campo magnético produzido por uma corrente persistente em uma bobina supercondutora.

A Figura 12 apresenta de forma esquemática o princípio de funcionamento de um SMES ²⁰.

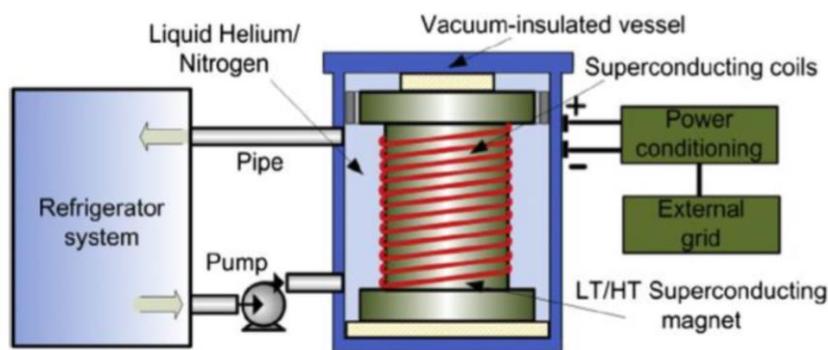


Figura 12 – Diagrama esquemático de um sistema magnético de armazenamento de energia – SMES ²¹.

Os sistemas de armazenamento de energia magnética em supercondutores (*Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES*) possuem ciclos de carga e descarga

²⁰ Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J., Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Applied Energy 137 (2015) 511– 536.

com eficiência elevada (90%), pois não envolvem conversões de energia elétrica para outras formas de energia ²¹, são capazes de descarregar quase que a totalidade da energia armazenada, apresentam vida útil elevada, alta densidade de potência e resposta instantânea às solicitações de carga e descarga. Quando comparada com as tecnologias de baterias e supercapacitores, verifica-se que os SMES apresentam maior densidade de potência por unidade de massa.

Tais características tornam os sistemas SMES adequados para aplicações envolvendo altas potências e que requerem tempos de descarga inferiores a 1 segundo. Dentre estas aplicações mencionam-se o aumento da qualidade de energia, nivelamento de carga, estabilidade de tensão e frequência, *backup* para cargas críticas e suprimento ininterrupto de energia (UPS). Ainda dentre as aplicações dos SMES cabe destacar a possibilidade de utilizá-los associados às fontes intermitentes de geração (eólica e solar) visando atenuar as flutuações aleatórias características destas fontes.

Os SMES são uma tecnologia de armazenamento de energia em estágio de desenvolvimento, ainda de custo elevado em função tanto dos fios supercondutores como dos sistemas de refrigeração requeridos. Apesar destes custos, existem alguns sistemas de demonstração em operação em aplicações visando atenuação de variações de frequência ou para compensar afundamentos de tensão e flutuações de carga ^{22,23}.

2.6 Sistemas Térmicos de Armazenamento (*Thermal Energy Storage - TES*)

O armazenamento de energia térmica (TES) é uma tecnologia que se baseia na transferência de calor para um meio de armazenamento, de modo que ela possa ser utilizada mais tarde em aplicações de aquecimento e resfriamento ou geração de energia elétrica. Esta tecnologia (a) contribui para o balanceamento da oferta com a demanda de energia elétrica ao longo de um dia, uma semana ou mesmo sazonalmente, (b) reduz a demanda de pico de energia elétrica, (c) reduz a emissão de CO₂, (d) diminui os custos de investimento do sistema, que não precisa ser dimensionado pela demanda de pico, (e) aumenta a eficiência dos sistemas energéticos, e, (f) contribui para aumentar a participação das energias renováveis na matriz energética pela suavização dos efeitos da intermitência ²⁴.

Existem três tipos de sistemas de armazenamento, (a) por calor sensível, (b) por mudança de fase (PCM) e, (c) por reações químicas (TCM).

Os sistemas de armazenamento de energia térmica podem ser centralizados ou distribuídos. Os centralizados são usados para aquecer ou resfriar áreas urbanas grandes, plantas industriais grandes, plantas de ciclo combinado de calor e potência, e plantas de geração com energias renováveis. Os distribuídos são usados em edifícios residenciais ou comerciais.

²¹ EPRI, Program on Technology Innovation: Modeling of SMES and Its Integration to the Power Grid, Technical Update Report 1012153, October 2005.

²² Rogers, J., et al., 30-MJ Superconducting Magnetic Energy Storage System for Electric Utility Transmission Stabilization, Proc. IEEE, vol.71, nº 9, Sept.1983, 1099-1107.

²³ Katagiri, T. et. al., Field Test Result of 10MVA/20MJ SMES for Load Fluctuation Compensation, IEEE Trans. on Appl. Superconductivity, vol 19, nº 3, June 2009, 1993-1998.

²⁴ IEA-ETSAP and IRENA, Thermal Energy Storage, Technology Brief E17, (2013)

Os sistemas de armazenamento por calor sensível tem custo inferior aos outros dois tipos, porém, requerem grandes volumes de troca térmica devido a sua baixa densidade de energia (3 a 5 vezes menor). Adicionalmente, eles requerem o projeto de um sistema de controle adequado para que o fornecimento de energia térmica seja feito a temperatura constante.

Os sistemas de armazenamento por mudança de fase e reações químicas têm, em geral, um custo mais elevado do que os sistemas de armazenamento por calor sensível, sendo economicamente viáveis apenas em aplicações que exijam um grande número de ciclos de operação. Para melhorar o desempenho, estes dois sistemas precisam aumentar sua estabilidade ao longo do tempo, o que depende dos materiais empregados. A Tabela 2 apresenta uma comparação entre as características técnicas dos três tipos de sistemas de armazenamento de energia térmica ²⁵.

Tabela 2 - Comparação das Características Técnicas dos Sistemas de Armazenamento de Energia Térmica ²⁵.

Sistema de Armazenamento	Capacidade (kWh/t)	Potência (MW)	Eficiência (%)	Período de armazenamento
Calor sensível (água)	10 - 50	0,001 - 10	50 - 90	d/m
Mudança de fase	50 -150	0,001 - 1	75 - 90	h/m
Reações químicas	120 -250	0,01 - 1	75 -~100	h/d

Estima-se, na Europa, que $1,4 \times 10^6$ GWh/ano possa ser economizada, evitando a emissão para a atmosfera de 400×10^6 t de CO₂, nos setores industrial e de edifícios, pelo uso mais extensivo de armazenamento térmico. Entretanto, o alto custo para sua efetiva implantação é uma barreira para penetração no mercado.

A Figura 13 apresenta de forma esquemática o campo de aplicação dos sistemas de armazenamento de energia térmica como função da temperatura.

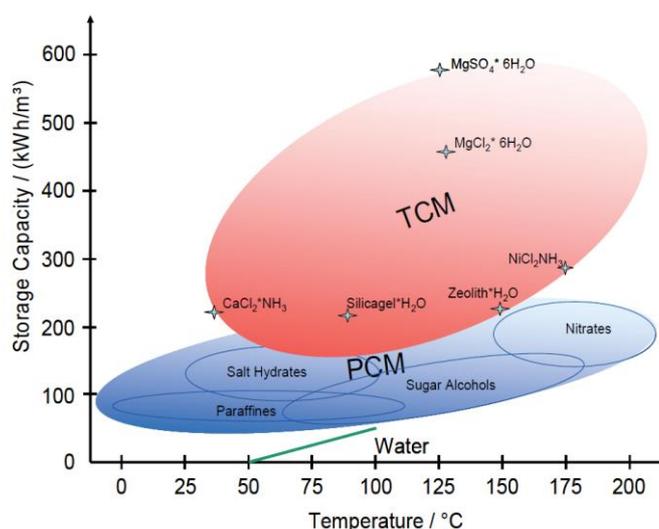


Figura 13 - Campo de aplicação das tecnologias de armazenamento térmico ²⁵

2.6.1 Armazenamento de energia por calor sensível

A energia térmica tem sido armazenada como calor sensível na faixa entre - 40 e 600 °C. O uso de materiais com maior calor específico resulta em menor massa armazenada no reservatório, normalmente muito bem isolado, para a mesma quantidade de energia armazenada.

O armazenamento de água em reservatórios tem sido a opção de menor custo e constitui uma opção economicamente viável até uma temperatura de 90 °C. O armazenamento também pode ser feito no subsolo (aquíferos ou reservatórios artificiais), dependendo das condições geológicas locais. A Tabela 3 ilustra a estimativa da capacidade instalada de armazenamento de energia térmica por calor sensível nos EUA, em 2011 ²⁵

Tabela 3 – Estimativa da capacidade instalada de armazenamento de energia térmica por calor sensível nos EUA, em 2011.

Sistema de Armazenamento	Aplicação	Capacidade de armazenamento (MW)
Gelo	Edifícios comerciais; resfriamento urbano	1 000
Água fria	Resfriamento urbano	355
Água quente	Aquecimento	1 000

Para temperaturas acima de 100 °C, a maioria das tecnologias de armazenamento por calor sensível estão baseadas no uso de óleo térmico ou sais fundidos.

Na maioria das plantas de geração termossolar utiliza-se como fluido de transferência de calor e de armazenamento de energia um óleo sintético, com máxima temperatura de operação de 400 °C ou uma mistura eutética de 60 % de nitrato de sódio e 40 % de nitrato de potássio com uma temperatura máxima de operação de 600 °C. O aumento da temperatura de trabalho aumenta a eficiência global da planta de geração. As Figura 14a e 14b apresentam diagramas esquemáticos comparativos destes dois sistemas ²⁵.

²⁵ European Solar Thermal Industry Association

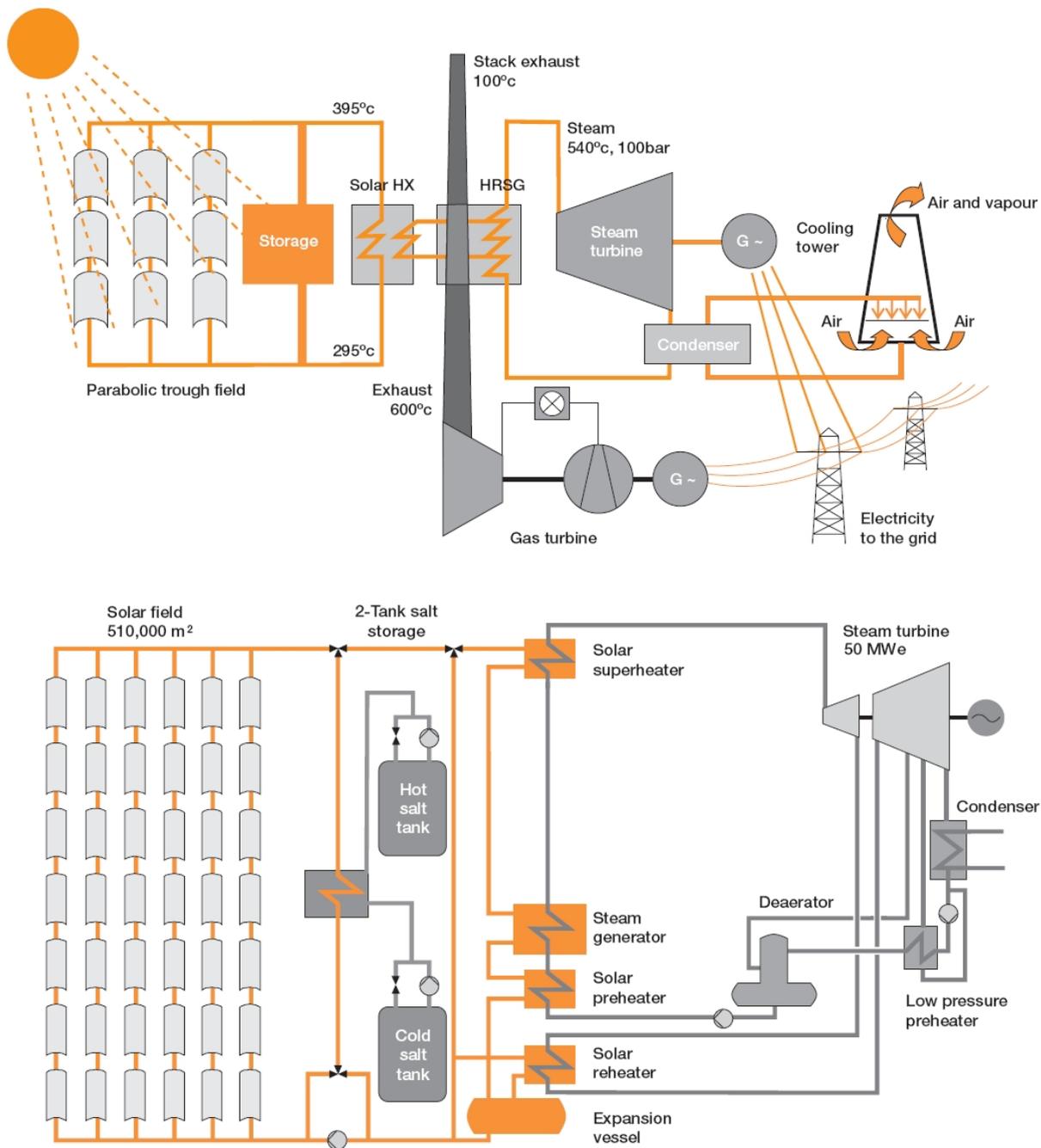


Figura 14 - Diagrama de plantas termossolares de geração de energia elétrica; a) com emprego de óleo sintético e b) com emprego de sais fundidos.

Os sistemas de armazenamento térmico têm sido utilizados em praticamente todas as plantas de geração termossolar. A principal vantagem destes sistemas é tornarem 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 direta ^{26,26}.

²⁶ Eck, M. & Hennecke, K., Heat Transfer Fluids for Future Parabolic Through Solar Thermal Power Plants, Proceedings of ISES World Congress, vol.I - vol.V, pp 1806-1812, (2007)

Os sistemas que se encontram em operação comercial nas usinas termossolares com a tecnologia de torre central e cilindros parabólicos estão baseados em calor sensível utilizando tanto óleo térmico quanto sal fundido como fluidos de armazenamento. Nas usinas termossolares com tecnologia Fresnel e em poucas usinas com tecnologia de torre central utiliza-se vapor saturado como fluido de armazenamento térmico ²⁷.

2.6.2 Armazenamento de energia por mudança de fase

O armazenamento de energia por calor sensível mencionado no item anterior tem custo relativamente baixo, mas sua desvantagem é a baixa densidade de energia (tipicamente 25 kWh/m³). Com o armazenamento por mudança de fase pode-se conseguir densidades de energia da ordem de 100 kWh/m³ (gelo). O armazenamento pode ser diário ou sazonal, utilizando diversos materiais, conforme indicado na Tabela 4.

Tabela 4 – Características dos materiais utilizados no armazenamento de energia por mudança de fase.

Material	Temp. Fusão (°C)	Entalpia de Fusão (kWh/kg)	Densidade (g/cm ³)
Gelo	0	92,5	0,92
Acetato de sódio tri-hidratado (C ₂ H ₃ NaO ₂)	58	69,4	1,3
Parafina	-5 a 120	41,7 a 66,7	0,77
Erytritol (C ₄ H ₁₀ O ₄)	118	94,4	1,3

2.6.3 Armazenamento de energia por reações químicas

O armazenamento de energia através de reações termoquímicas possibilitam a obtenção das maiores densidades de energia dentre os sistemas térmicos. Na Tabela 5 estão indicadas algumas destas reações, as temperaturas nas quais ocorrem e as respectivas densidades de energia.

Tabela 5 – Reações termoquímicas e densidades de energia

Reação	Temp. (°C)	Dens. de energia (kWh/kg)	
Reforma a vapor do metano	CH ₄ +H ₂ O=CO+3H ₂	480 – 1195	1 680
Dissociação da amônia	2NH ₃ =N ₂ +3H ₂	400 – 500	845
De-hidrogenação de hidretos metálicos	MgH ₂ =Mg+H ₂	250 – 500	855 (armaz. term.) 2 500 (armaz. H ₂)
De-hidratação de hidróxidos metálicos	Ca(OH) ₂ =CaO+H ₂ O	402 – 572	393
Dissociação catalítica	SO ₃ =SO ₂ +½O ₂	520 - 960	343

²⁷ Kuravi *et alii*, 2013, <http://www.energystorageexchange.org/projects>

3. CUSTOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

3.1 Custo dos Sistemas de Armazenamento de Energia para Produção de Eletricidade

Devido às poucas informações disponíveis no Brasil para o custo do armazenamento de energia para produção de eletricidade, serão apresentadas nas tabelas 6 a 11 a seguir os custos publicados pelo Electric Power Research Institute – EPRI²⁸. Todos os custos indicados nas tabelas 6 a 9 se referem a sistemas na escala de MW e nas Tabelas 10 e 11 a sistemas na escala de kW.

Tabela 6 – Custo das tecnologias de armazenamento para apoiar a integração com fontes renováveis.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		MWh	MW	H	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
PHS	Madura	1680 – 5300	280 – 530	6 – 10	80-82 (>13000)	2500 – 4300	420 - 430
PHS	Madura	5400-14000	900 – 1400	6 – 10	80-82 (>13000)	1500 – 2700	250 - 270
CT-CAES	Demonstração	1440 – 3600	180	8	(>13000)	960	120
CT-CAES	Demonstração	1440 – 3600	180	20	(>13000)	1150	60
CAES (Subsolo)	Comercial	1080	135	8	(>13000)	1000	125
CAES (Subsolo)	Comercial	2700	135	20	(>13000)	1250	60
NAS	Comercial	300	50	6	75 (4 500)	3100 – 3300	520 – 550
Pb-Ac (Avançada)	Comercial	200	50	4	85-90 (2200)	1700 – 1900	425 – 475
Pb-Ac (Avançada)	Comercial	250	20 – 50	5	85-90 (4500)	4600 – 4900	929 – 980
Pb-Ac (Avançada)	Demonstração	400	100	4	85-90 (4500)	2700	675
VRB	Demonstração	250	50	5	65 - 75 (>10000)	3100 – 1700	620 – 740
ZnBr Fluxo	Demonstração	250	50	5	60 (>10000)	1700 – 1900	290 – 350
FeCr Fluxo	P&D	250	50	5	75 (>10000)	1800 – 1900	360 -380
Zn/Ar Redox	P&D	250	50	5	75 (>10000)	1440 – 1700	290 -340

Tabela 7– Custo das tecnologias de armazenamento para regulação rápida e apoio a integração com renováveis.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		MWh	MW	H	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
Volante	Demonstração	5	20	0,25	85-87 (>100000)	1950 – 2200	7800 - 8800
Íon-Lítio	Demonstração	0,25 - 25	1 – 100	0,25 – 1	87-92 (>100000)	1085 – 1550	4340 - 6200
Pb-Ac (Avançada)	Demonstração	0,25 - 50	1 – 100	0,25 – 1	75 - 90 (>100000)	950 – 1590	2770 - 3800

²⁸ Electricity Energy Storage Technology Options : White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, Report 1020676, 2010

Tabela 8. Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações de apoio à T&D.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		MWh	MW	h	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
CAES (Superfície)	Demonstração	250	50	5	(>10 000)	1950 - 2150	390 - 430
Pb-Ac (Avançada)	Demonstração	3,2 - 48	1 - 12	3,2 - 4	75-90 (4 500)	2000 - 4600	675 - 1150
NAS	Comercial	7,3	1	7,2	75 (4 500)	3200 - 4000	445 - 555
ZnBr Fluxo	Demonstração	5 - 50	1 - 10	5	60 - 65 (>10 000)	1670 - 2015	2340 - 1350
VRB	Demonstração	4 - 40	1 - 10	4	65 - 70 (>10 000)	3000 - 3310	759 - 830
FeCr Fluxo	P&D	4	1	4	75 (>10 000)	1200 - 1600	300 - 400
Zn/Ar Redox	P&D	5,4	1	5,4	75 (>4 500)	1750 - 1900	325 - 350
Íon-Lítion	Demonstração	4 - 24	1 - 10	2 - 4	90 - 94 (4 500)	1800 - 4100	900 - 1700

Tabela 9 - Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações comerciais e industriais.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		MWh	MW	h	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
Pb-Ac (Avançada)	Demonstração/Comercial	0,1 - 10	0,2 - 1	4 - 10	75-90 (4 500)	2800 - 4600	700 - 460
NAS	Comercial	7,2	1	7,2	75 (4 500)	3200 - 4000	445 - 555
VRB	Demonstração	0,6 - 4	0,2 - 1,2	3,5 - 3,3	65 - 70 (>10 000)	4380 - 3020	1250 - 910
ZnBr Fluxo	Demonstração	0,675	0,125	5	60 - 63 (>10 000)	2420	485 - 440
ZnBr Fluxo	Demonstração	2,5	0,5	5	60 - 63 (>10 000)	2200	485 - 440
Íon Lítio	Demonstração	0,1 - 0,8	0,05 - 0,2	2 - 4	80 - 93 (4 500)	1440 - 1700	290 - 340

Tabela 10 - Custo das tecnologias de armazenamento para geração distribuída.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		kWh	kW	h	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
Pb-Ac	Demonstração/Comercial	100 - 200	25 - 50	2 - 5	85 - 90 (4 500)	1600 - 3775	400 - 950
ZnBr Fluxo	Demonstração	100	50	2	60 (>10 000)	1450 - 1900	725 - 1950
Íon Lítio	Demonstração	35 - 50	25 - 50	1 - 4	80 - 93 (5 000)	2800 - 5600	950 - 3600

Tabela 11 - Custo das tecnologias de armazenamento para aplicações residenciais.

TECNOLOGIA		CARACTERÍSTICAS DO ARMAZENAMENTO				CUSTO	
Opção	Maturidade	Energia	Potência	Duração	Efic. (%)	Invest.	Energia
		kWh	kW	h	(nº ciclos)	US\$/kW	US\$/kWh
Pb-Ac	Demonstração/Comercial	10	5	2	85 - 90 (1 500 - 5000)	4520 - 5600	2260
Pb-Ac	Demonstração/Comercial	20	5	4	85 - 90 (1 500 - 5000)	4520 - 5600	1400
ZnBr Fluxo	Demonstração	9 - 30	3 - 15	2 - 4	60 - 64 (>5 000)	2000 - 6300	785 - 1575
Íon Lítio	Demonstração	7 - 40	1 - 10	1 - 7	75 - 92 (5 000)	1250 - 11000	800 - 2250

Com relação ao custo das usinas hidrelétricas reversíveis no seminário técnico sobre aplicação desta tecnologia no Setor Elétrico Brasileiro, realizado pela CESP e pela Eletrobras Eletronorte, em 2014, foi apresentado um estudo de caso para uma usina com o respectivo custo estimado ²⁹. A Figura 15 apresenta as características da usina utilizada como referência e na Figura 16 encontra-se a estimativa de custo de investimento.

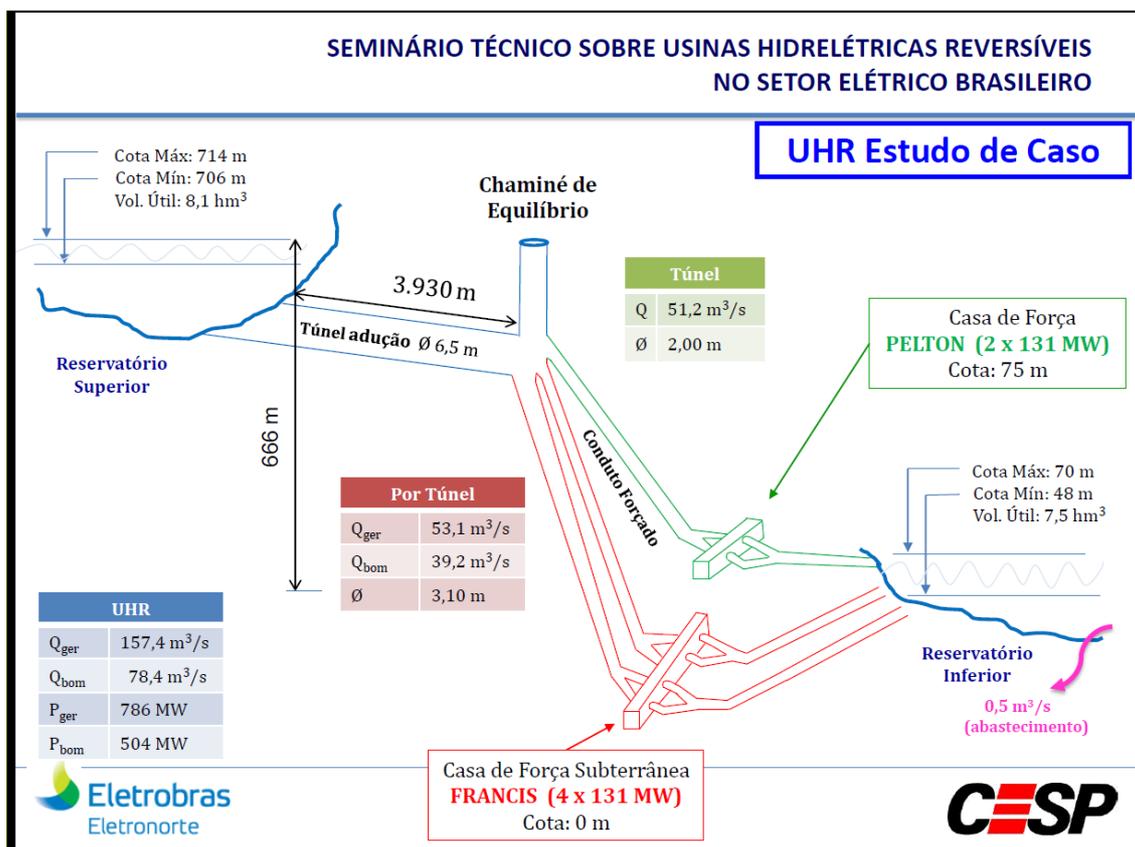


Figura 15 - Características de uma usina reversível estudada como referência ²⁹.

²⁹ S. Zuculin, M. Adelaide, P.S.F. Barbosa et G. L. Tiago Filho, A retomada do conceito de eficiência de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro, Seminário técnico sobre usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro, CESP, Eletrobras/Eletronorte, 2014

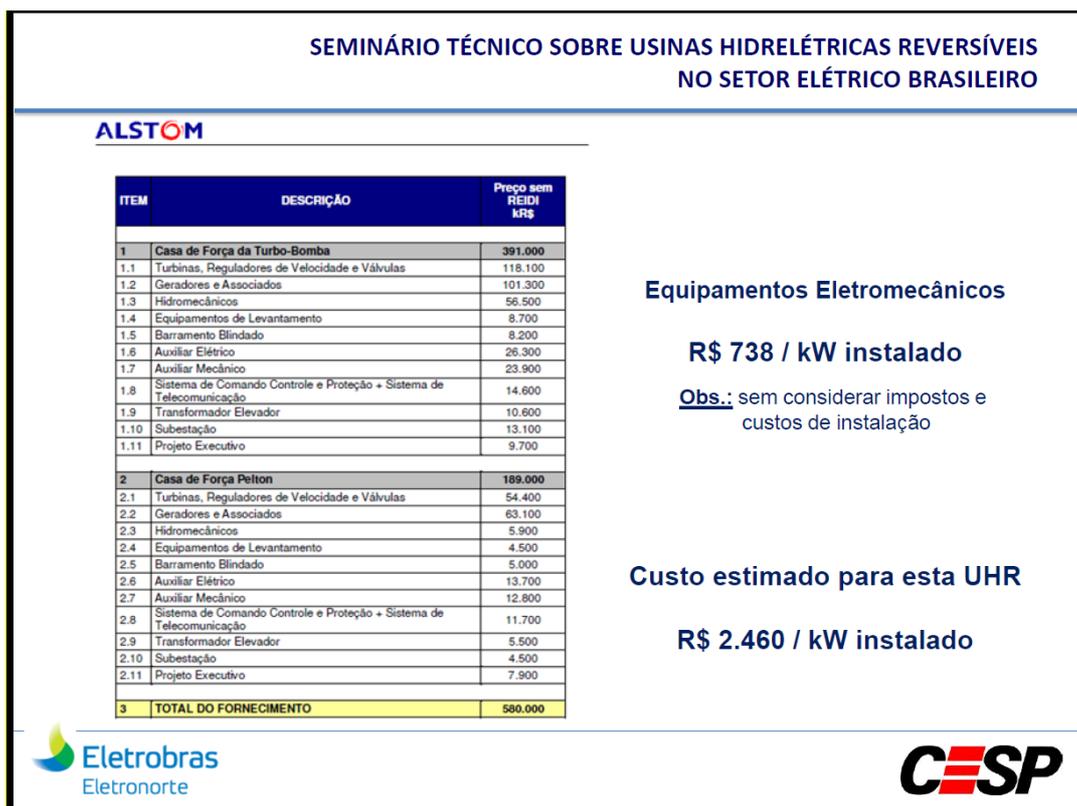


Figura 16 - Estimativa de custo da uma usina reversível de referencia ²⁹.

3.2 Custo das Tecnologias de Armazenamento Térmico

A Tabela 12 apresenta o custo de referencia das tecnologias para armazenamento térmico.

Tabela 12 - Custo do armazenamento de energia térmica ²⁷

Sistema de armazenamento	Capacidade (kWh/t)	Potência (MW)	Eficiência (%)	Período de Armazenamento	Custo (€/kWh)
Calor sensível (água)	10 - 50	0,001 - 10	50 - 90	d/m	0,1 - 10
Mudança de fase	50 - 150	0,001 - 1	75 - 90	h/m	10 - 50
Reações químicas	120 - 250	0,01 - 1	75 - 100	h/d	8 - 100

4. Oportunidades e Impactos do Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

As oportunidades para a aplicação do armazenamento de energia no SEB podem ser classificadas como “atrás do medidor de energia” (*behind the meter*), quando o consumidor instala os sistemas e usufrui dos seus benefícios, e “à frente do medidor” (*beyond the meter*), quando as instalações são feitas, principalmente, para ofertar serviços ancilares, promover o adiamento de investimentos ou melhorar a qualidade do fornecimento. Nestes casos, as instalações ocorrem sob a responsabilidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica. No caso das instalações no consumidor as tecnologias de armazenamento possibilitam fornecimento de emergência (*back up*), comercialização de energia (*arbitrage*) e interligação com sistemas de geração

distribuída.

No caso das instalações para atender diretamente o SEB diversas empresas já oferecem serviços visando atenuar os impactos adversos de sistemas de geração intermitente e auxiliar a regulação de frequência, e em muitas situações substituindo sistemas térmicos de geração, postergando investimentos em novas redes de distribuição e permitindo o uso de sistemas fotovoltaicos com baterias em localidades isoladas.

Os principais entraves para a ampliação da presença do armazenamento de energia no SEB são o custo das novas instalações, discutido no item anterior, e o marco regulatório. Este último influenciando diretamente a possibilidade de criação de novos modelos de negócios das empresas de energia elétrica e dos usuários finais, notadamente em serviços ancilares. Fatos novos, como a realização de diversos empreendimentos de demonstração das diversas tecnologias abordadas no item 2 e a ampliação da escala de produção, principalmente no que se refere às baterias, devem contribuir para a redução dos custos de novas instalações.

Apesar dos custos ainda elevados, as instalações de armazenamento de energia aparecem cada vez mais como alternativa viável para o reexame de novas adições à capacidade de geração em países que pretendem manter/ampliar seus investimentos em energias renováveis, limpas e intermitentes. Este é o caso do SEB no qual se prevê um aumento significativo da geração solar fotovoltaica nos próximos anos e o crescimento continuado da geração eólica.

O armazenamento de energia contribui para a robustez e a flexibilidade da moderna rede elétrica, provendo o equilíbrio entre a oferta e a demanda a curto, médio e longo prazos. Com isto, não só aumenta a confiabilidade, como também traz outros benefícios para o sistema elétrico, tal como ilustrado na Figura 1, onde estão destacadas as funções do armazenamento nas aplicações já mencionadas anteriormente focando a dimensão das aplicações e os principais objetivos operacionais¹⁸. Uma mesma instalação de armazenamento de energia aporta múltiplos benefícios para os diversos componentes da cadeia de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Para cada novo projeto de armazenamento cabe a identificação e avaliação do valor do custo-benefício de cada aplicação.

No SEB o armazenamento de energia para produção de eletricidade é atualmente, quase exclusivamente, feito nos reservatórios de acumulação das usinas hidroelétricas e tem características plurianuais, ou pelo menos sazonais, dependendo do regime hidrológico das regiões onde estão situados estes reservatórios.

Por outro lado, a geração de energia elétrica no SEB é baseada em uma matriz energética ainda extremamente limpa, com predominância da geração hidroelétrica e com a crescente utilização das novas fontes renováveis (eólica, solar e biomassa). A Figura 17 ilustra a natureza limpa da matriz elétrica do SEB ³⁰, referida a 2015.

³⁰ Balanço Energético Nacional – BEN 2016, Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

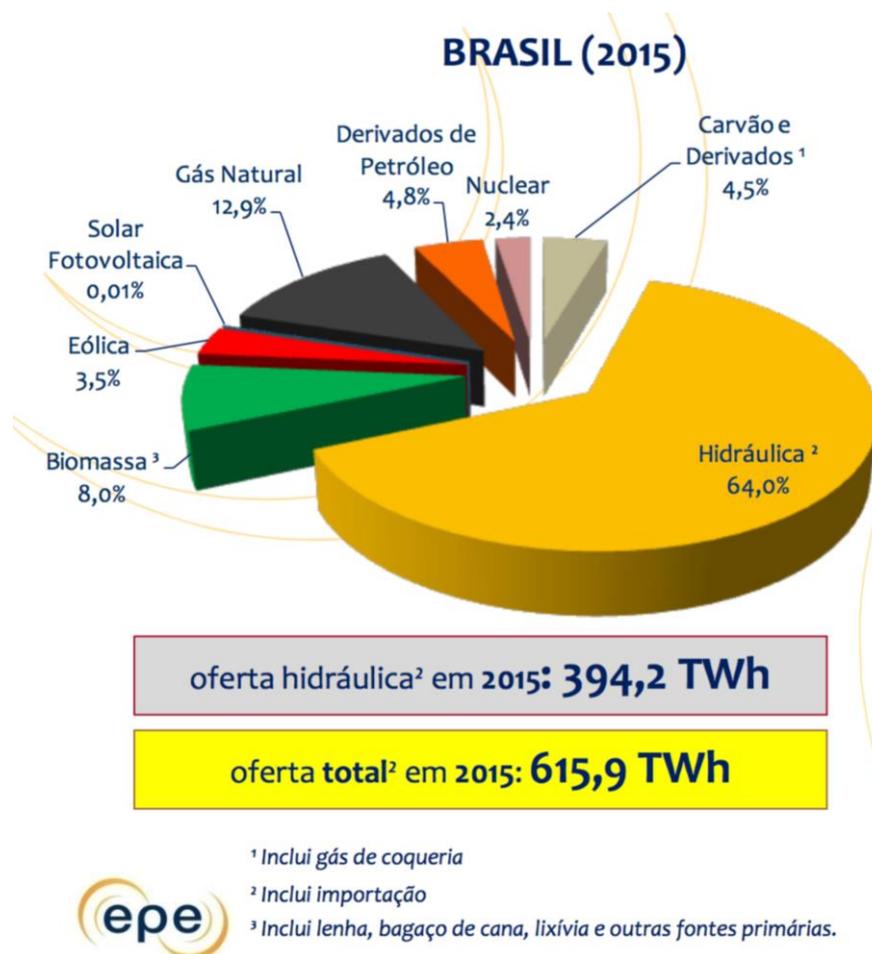


Figura 17 – Matriz elétrica de geração do SEB.

Na última década observou-se um crescimento significativo da geração eólica que passou de 0,66 GWh em 2007 para 21,6 GWh em 2015, ultrapassando em (2014/2015) a geração nuclear no País. Dados da Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica³¹, apontam para um crescimento exponencial da potência instalada no Brasil que deverá atingir mais de 18 GW em finais de 2020, a caminho dos 24 GW previstos no Plano Decenal de Energia para 2024. Também a geração solar deverá crescer no País, tanto na forma de geração distribuída como centralizada, tendo em vista tanto as condições favoráveis de custo quanto regulatórias. De acordo com estudos realizados em alguns países, sabe-se que a inserção das fontes intermitentes de geração de energia elétrica acima de determinados percentuais podem acarretar problemas de qualidade e confiabilidade e, neste aspecto o armazenamento de energia poderia atenuar tais problemas. Estes limites para a inserção de fontes intermitentes variam em função da natureza dos sistemas elétricos existentes, mas aparentemente encontram-se em uma faixa de 20% a 30% da capacidade instalada. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS) estão conduzindo estudos para avaliar os limites e impactos da inserção das fontes intermitentes no SEB.

Por outro lado, vem sendo cada vez mais difícil garantir o armazenamento de energia nos novos projetos de geração hidroelétrica, que estão sendo projetados para funcionar a fio-de-água, i.e., sem reservatórios de regulação.

³¹ Boletim de Dados, Agosto 2016, Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica

Portanto, a ampliação da presença de fontes intermitentes e de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE) na matriz energética, na sua maioria conectadas a rede elétrica, aumenta as exigências de serviços de rede que podem ser obtidos através do armazenamento de energia em todos os níveis, até o usuário final.

Os sistemas de armazenamento de energia para serem efetivos em larga escala, e alcançar os benefícios pretendidos, precisam estar integrados na rede elétrica, o que necessariamente envolve:

- a comunicação com os sistemas de aquisição de dados e controle das empresas de energia elétrica (interoperabilidade),
- o atendimento aos padrões de interconexão e segurança,
- a coordenação com os sistemas de proteção,
- a comunicação e a segurança cibernética,
- a existência de procedimentos de operação e, também, de algoritmos que permitam o despacho, controle e gerenciamento dos sistemas de armazenamento de energia,
- protocolos de ensaios padrão para estabelecer a funcionalidade, a eficiência e a sua vida útil.

Em resumo, as soluções de armazenamento de energia vão muito além das tecnologias envolvidas. Para desenvolver soluções confiáveis, seguras e com custo competitivo, estão sendo estabelecidas em alguns países ações coordenadas com esta finalidade. Cita-se como exemplo o *Electric Power Research Institute* - EPRI que criou nos EUA um conselho denominado *Energy Storage Integration Council* ³² que reúne em um fórum as empresas de energia elétrica, os fabricantes de equipamentos, entidades governamentais e demais partes interessadas.

No cenário brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL lançou recentemente uma Chamada de Projeto Estratégico em P&D denominado Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro ³³, que deverá contribuir de forma importante para a elucidação das oportunidades de utilização do armazenamento de energia no SEB. Esta Chamada não se propõe a testar tecnologias de armazenamento que já estão comprovadas e em uso comercial, mas a promover ações que facilitem a inserção das mesmas no SEB, quantificando custos e mensurando os benefícios para a sua correta precificação.

Adicionalmente, a Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia – ABAQUE, criada em meados de 2015, vem elaborando um estudo do potencial de utilização do armazenamento de energia no SEB. Os dados levantados ³⁴ apontam para um potencial superior a 90 GWh nos próximos 10 anos, isto sem incluir os serviços ancilares que dependem de regulamentação específica. Este potencial inclui

³² Energy Storage Integration Council, 2013 Update, EPRI, 2013.

³³ Chamada nº 21/2016, Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Projetos de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, ANEEL, 2016.

³⁴ Armazenamento de Energia: Uma Agenda, Palestra ABAQUE no Workshop Internacional de Armazenamento de Energia, ANEEL, março 2016.

principalmente, a utilização do armazenamento de energia “antes” e “depois” do medidor, no atendimento de grandes empreendimentos, comunidades remotas, etc.

5. Aspectos Regulatórios e Comerciais

Conforme destacado no item 2, a tecnologia de armazenamento de energia através de usinas hidráulicas reversíveis (UHR) é a mais difundida internacionalmente com uma participação de 95,2% da capacidade instalada em cerca de 350 empreendimentos. Portanto é natural que os aspectos regulatórios e comerciais estejam focados nesta tecnologia. Entretanto, na medida em que as demais tecnologias aumentem a participação nos sistemas elétricos estes aspectos necessariamente também terão que ser objeto de análise, para que não impeçam a expansão dos avanços tecnológicos. Inclusive este tópico faz parte da Chamada Pública nº 21 da Aneel para projetos estratégicos em armazenamento de energia. A regulação dos sistemas de armazenamento já é um tema de debates nos países nos quais a implantação desta tecnologia se encontra em andamento e em expansão.

Com relação as UHR, algumas dificuldades para uma proposição regulatória adequada no mercado brasileiro foram destacadas em um seminário realizado em 2014 e encontram-se reproduzidas a seguir³⁵:

- Pouca disponibilidade de serviços ancilares no Brasil, que poderiam ser uma referência para viabilizar projetos de UHR.
- Pequena diferenciação entre os preços da energia elétrica nos períodos de cargas leve, média e pesada, o que inviabiliza a remuneração das UHR.
- Inexistência no Brasil de empresas verticalizadas, que poderiam ter compensação financeira para investimentos em UHR nos segmentos de geração e T&D, tal qual aconteceu nos EUA no período prévio ao mercado competitivo.

Mesmo assim, algumas premissas tem sido sugeridas para normatizar e aumentar a competitividade das UHR no Brasil³⁵:

- Despacho deve ser determinado pelo ONS;
- A relevância e a oportunidade da implantação devem ser analisadas do ponto de vista sistêmico, considerando os benefícios regionais para o atendimento da ponta, confiabilidade da rede e redução das necessidades de transmissão;
- A adequação da operação deve aproveitar ao máximo o arcabouço regulatório e institucional vigentes;
- O modelo regulatório deve valorizar as vantagens das UHR, tais como (a) rápida despachabilidade ou ajustes às variações de carga, (b) contribuição para correção da frequência/tensão, e (c) disponibilidade na ponta, mesmo no cenário de escassez hidrológica;

³⁵ S. Zuculin, M. Adelaide, P.S.F. Barbosa et G.L. Tiago Filho - A retomada do conceito de eficiência de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro, Seminário técnico sobre usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro, CESP, Eletrobras/Eletronorte, 2014

- O modelo regulatório deve considerar, também, diversos arranjos para proposição de projetos de UHR isolada, ou associadas à (a) geração eólica ou fotovoltaica, (b) geração térmica na base, e (c) combinações das alternativas;
- Na ausência de mecanismos de mercado, a seleção do projeto mais conveniente deve ser feita através de leilões, com contratos de venda associados;
- Sendo uma forma de geração hidrelétrica na carga pesada, as UHR poderiam usufruir de benefícios para redução do custo de aquisição (a preço regulado) da energia para bombeamento.

6. Recomendações

Nos itens anteriores foram apresentados em linhas gerais o estágio de utilização do armazenamento de energia nos cenários internacional e nacional, as tecnologias utilizadas, as suas tendências e estágios de desenvolvimento, os custos de implementação e as oportunidades e impactos no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Com base nestas informações são feitas as seguintes recomendações:

- Reexaminar a tendência predominante de construção de usinas hidrelétricas a fio d'água, visto que os reservatórios de acumulação constituem a melhor opção técnico-econômica para armazenamento de energia em larga escala;
- Retomar os estudos de viabilidade técnico-econômica para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, incluindo a identificação de reservatórios já construídos e não utilizados, para otimizar o desempenho das fontes intermitentes de geração e de regulação do sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica.
- Aproveitar a capacidade industrial existente no país, inclusive com capacidade de exportação e competência tecnológica para fabricação de turbinas com velocidade variável, na retomada dos estudos sobre usinas hidrelétricas reversíveis.
- Promover o uso de sistemas de armazenamento em substituição ao uso de fontes térmicas caras para fins de serviços ancilares bem como no caso de uso de grupo motor gerador para *back up* ou deslocamento de ponta. Em diversos casos deverão ser feitos estudos no sentido de entender o uso das tecnologias de armazenamento na redução dos valores praticados hoje na CCC ³⁶.
- Promover o desenvolvimento da cadeia industrial para as diversas aplicações de armazenamento de energia, criando condições propícias para uma indústria nacional, perfeitamente coordenada com os processos de desenvolvimento industrial das outras fontes de energia renovável, notadamente a solar. A cadeia industrial prevê um grande número de elementos que já podem ser supridos por uma rede de fornecedores de produtos e serviços nacionais, tais como softwares de controle, supervisão, integração e despacho otimizados, inversores, sistemas mecânicos de montagem, turbinas reversíveis entre outros.
- Revisitar os processos de planejamento elétrico no sentido de entender as

³⁶ CCC = Conta de Consumo de Combustível, referente a equalização tarifária nos sistemas isolados.

alternativas de postergação de investimentos com o uso competitivo de sistemas de armazenamento

- Promover e incentivar projetos de demonstração com emprego das tecnologias de armazenamento de energia através de baterias de alto desempenho (íon-Lítio, Fluxo, Alta temperatura) visando aplicações em geração distribuída e *smart grid*;
- Identificar as possibilidades de aprimoramento de baterias chumbo-ácido (Pb-Ac) que ainda representam uma parcela substancial do mercado de armazenamento de energia para aplicações de *back-up*;
- Incentivar projetos de demonstração relativos às tecnologias de armazenamento ainda em estágio inicial de desenvolvimento: volantes de inércia, SMES, supercapacitores e hidrogênio.